

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Двоеглазов Семен Иванович
Должность: Директор
Дата подписания: 30.06.2025 15:24:28
Уникальный программный ключ:
2cc3f5fd1c09cc1a69668dd98bc3717111a1a535



МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Старооскольский филиал

федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования

**«Российский государственный геологоразведочный университет имени
Серго Орджоникидзе»
(СОФ МГРИ)**

***Кафедра прикладной геологии, технологии поисков и разведки месторождений
полезных ископаемых***

ПРОЕКТИРОВАНИЕ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

**Методические указания по выполнению
курсового проекта
для студентов очной и заочной форм обучения
специальности 21.05.03 – «Технология
геологической разведки»**

Рекомендовано Ученым советом СОФ МГРИ

Старый Оскол, 2022 г.

УДК 622.23

ББК 33.13

П 79

Составитель: к.т.н, доц. Мироненко С.В.

Рецензент(ы): к.т.н, доцент Р.Ю. Ернеев

Проектирование бурового оборудования: Методические указания по выполнению курсового проекта для студентов очной и заочной форм обучения специальности 21.05.03 – «Технология геологической разведки» специализации «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых» /сост.: С.В Мироненко. – Старый Оскол : СОФ МГРИ, 2022. – 82 с.

Методические указания содержат расчетные методики и задания для написания курсового проекта по дисциплине «Проектирование бурового оборудования». Методические указания предназначены для студентов очной и заочной форм обучения специальности 21.05.03 – «Технология геологической разведки» специализации «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых».

Утверждено и рекомендовано к изданию Ученым советом СОФ МГРИ (протокол № 10 от 29 августа 2022 г.).

© С.В. Мироненко, 2022 г.

© СОФ МГРИ, 2022 г

Содержание

1. ПРЕДИСЛОВИЕ.....	
2. ВВЕДЕНИЕ.....	
3. СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА.....	
4. ВВОДНАЯ ЧАСТЬ.....	
5. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ.....	
6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ.....	
6.1 Обоснование и расчёт конструкции скважины.....	
6.1.1 Конструкции буровых скважин.....	
6.1.2 Методика проектирования конструкций разведочных скважин на твердые полезные ископаемые.....	
6.1.3 Методика проектирования конструкций эксплуатационных скважин на нефть и газ.....	
6.1.4 Методика проектирования эксплуатационных геотехнологических скважин.....	
6.2 Выбор способа бурения.....	
6.2.1 Способы бурения скважин.....	
6.2.2 Виды бурения.....	
6.2.2.1 Вращательное колонковое и роторное бурение.....	
6.2.2.2 Бурение подвижным вращателем.....	
6.2.2.3 Ударно-канатное бурение.....	
6.2.2.4 Вибрационное бурение.....	
6.2.3 Разновидности бурения.....	
6.2.3.1 Турбинное и винтовое бурение. бурение электробурами.....	
6.2.3.2 Гидро- и пневмоударное бурение.....	
6.2.3.3 Шнековое бурение.....	
6.2.3.4 Бурение снарядами со съёмным кернаприемником.....	
6.2.3.5 Бурение с гидротранспортом керна.....	
6.2.3.6 Бурение колонковыми трубами, желонками и забивными стаканами.....	
6.2.3.7 Алмазное и твердосплавное бурение.....	
6.2.3.8 Гидродинамическое бурение.....	
6.2.3.9 Бурение с отбором керна и бескерновое бурение.....	
6.2.3.10 Бурение с промывкой (продувкой).....	
6.2.3.11 Наклонно и горизонтально направленное, вертикальное бурение.....	
6.3 Выбор инструмента.....	
6.3.1 Выбор долот.....	
6.3.2 Выбор элементов колонкового набора.....	
6.3.3 Выбор бурильных труб.....	
6.3.4 Выбор вспомогательного и аварийного инструмента.....	
6.4 Гидравлический расчет потерь промывочной жидкости.....	
7. Техническая часть.....	
7.1 Расчет, выбор и обоснование тип буровой установки (БУ).....	

7.2 Расчет и выбор превентора.....	
7.3 Расчет и выбор бурового ротора.....	
7.4 Расчет буровой лебедки.....	
7.5 Расчет и выбор бурового насоса.....	
7.6 Расчет и выбор элеваторов корпусного типа.....	
7.7 Расчет щеки талевого блока.....	
8. СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС.....	
9. ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	
10. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА.....	
11. КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ КУРСОВОГО ПРОЕКТА.....	
Приложение 1.....	
Приложение 2.....	
Приложение 3.....	
Приложение 4.....	
Приложение 5.....	

1. ПРЕДИСЛОВИЕ

Самостоятельная работа студентов является основным способом овладения учебным материалом в свободное от аудиторных занятий время.

Одна из ее форм - выполнение курсовых проектов. Их написание способствует формированию у студентов навыков самостоятельного научного творчества, повышению теоретической и профессиональной подготовки будущих специалистов.

Курсовой проект является одним из важнейших элементов учебного процесса и выполняется студентами в соответствии с учебными планами. Написание этой работы должно способствовать углубленному освоению материала лекционных курсов и приобретению навыков решения практических задач и ситуаций, развитию умения связывать вопросы теории с практикой проведения аналитических, проектных работ и определения технического состояния бурового оборудования.

Главная цель методических указаний - повышение уровня организации и качества выполнения курсовых проектов.

2. ВВЕДЕНИЕ

Курсовой проект выполняется на основании материалов, собранных в период производственной практики на буровых предприятиях, собственных исследований автора, использования научной литературы. Тема может быть выбрана индивидуально, с учетом личного практического опыта студента, но в этом случае требуется ее согласование с научным руководителем. После выбора темы следует ознакомиться со всеми вопросами, связанными с ней, и изучить методические пособия, а также литературу, рекомендованную в учебных программах.

При выполнении курсового проекта студент должен: обосновывать свои решения, показать знание современной технологии и техники бурения.

3. СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Курсовой проект должен содержать обязательные разделы:

1) титульный лист

Титульный лист к курсовому проекту оформляется в строгом соответствии с образцом титульного листа представленном в приложении 1;

2) Задание на курсовой проект

Задание на курсовое проектирование выбирается самостоятельно студентом на основе ранее изученного материала и с учетом личного опыта. Данные для курсового проектирования оформляются в строгом соответствии с образцом, представленном в приложении 2;

3) Аннотация курсового проекта;

В аннотации кратко и точно, без сложных грамматических оборотов, излагается содержание курсовой работы. Объем аннотации не должен превышать 350 знаков. После аннотации отдельной строкой приводят ключевые слова (или словосочетания), которые, с точки зрения информационного поиска, несут основное смысловое значение курсовой работы. Общая численность ключевых слов не должна превышать семи;

4) Введение;

Подробное описание вводной части курсового проекта приведено в разделе 4 настоящих методических указаний;

5) Геологический раздел;

Подробное описание вводной части курсового проекта приведено в разделе 5 настоящих методических указаний;

6) Технологический раздел;

Подробное описание вводной части курсового проекта приведено в разделе 6 настоящих методических указаний;

7) Техническая часть

Подробное описание вводной части курсового проекта приведено в разделе 7 настоящих методических указаний;

8) Специальный вопрос

Подробное описание вводной части курсового проекта приведено в разделе 7 настоящих методических указаний;

8) Заключение;

Заключение - это последний раздел любого проекта учащегося, в котором автор приводит суждения и выводы, что раскрывались и аргументировано были доказаны в основной части. Обязательным условием является прописывание всех результатов, что были проделаны, а также итоговых результатов;

9) Список использованных источников;

Список использованных источников должен быть оформлен в соответствии с ГОСТ 7.05.2008 Справки по оформлению списка литературы, ГОСТ 7.1-2003 Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления, ГОСТ 7.80-2000 Библиографическая запись. Заголовок. Общие требования и правила составления., ГОСТ 7.82-2001 Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов. Общие требования и правила составления.

10) Приложения.

В приложениях к курсовому проекту необходимо приводить табличные данные из ТУ, ГОСТ и иных нормативных документов, на основании которых были произведен расчет и выбор бурового оборудования.

Обязательным условием выполнения курсового проекта является наличие ГТН, выполняемого на формате А3. Образец приведен в приложении 4. Кроме того, при необходимости, схематично изображается расположение бурового оборудования и привышечных сооружений (см. приложение 5). Основные расчетные данные следует представить при обосновании выбора бурового оборудования.

4. ВВОДНАЯ ЧАСТЬ

Рекомендуется отразить роль данного месторождения в структуре отрасли охарактеризовать перспективы развития на ближайшие годы. Показать связь разрабатываемого специального вопроса в курсовом проекте с задачами выбранного месторождения. Объём вводной части рекомендуется не более 5% от общего объёма курсового проекта

5. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

Кратко описать географическое положение месторождения - месторождение, рельеф, климат.

Предоставить стратиграфию и литологию разреза месторождения в виде таблицы.

Указать продуктивность разреза: провести сведения о всех продуктивных пластах, указать интервал залегания и мощность каждого пласта, ожидаемые пластовые давления, температуру, и т.д.

Указать зоны возможных осложнений по разрезу проектируемой скважины. Дать характеристику горных пород, указать давление гидроразрыва пород. Указать интервалы отбора керна. Выбрать комплекс геофизических исследований в скважине. Данный раздел является

представлением исходных данных по выбору бурового оборудования, ввиду чего должен быть наиболее кратким и емким. Объем технологического раздела рекомендуется не более 5-10% от общего объема курсового проекта.

6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

Указать целевое назначение проектируемой скважины поисковая, разведочная, эксплуатационная, нагнетательная и вид скважины: вертикальная наклонно-направленная, наклонно-направленная с горизонтальным окончанием. Объем этого раздела рекомендуется не более 20-25% от общего объема курсового проекта. Особое внимание следует уделить расчету забойных двигателей и выбору породоразрушающего инструмента.

6.1 Обоснование и расчёт конструкции скважины

6.1.1 Конструкции буровых скважин

Следует рассмотреть конструкцию скважины, применяемую на данном месторождении (площади), оценить степень соответствия их геолого-физическим условиям к уровню технологии бурения на современном этапе и обосновать конструкцию проектируемой скважины с учетом цели бурения, проектной глубины и геологических условий.

Указать название и назначение спускаемых обсадных колонн. Обосновать глубину их спуска и высоту подъема тампонажного раствора за каждой обсадной колонной. Привести технические характеристики эксплуатируемых колонн.

Обосновать диаметр эксплуатационной колонны, диаметры долот и остальных обсадных колонн. Используя ГОСТ на долота и обсадные трубы, подобрать долота и обсадные трубы ближайшего размера к расчетным.

Представить на рисунке схематичное изображение конструкции проектируемой скважины.

Под конструкцией скважины подразумевается схема ее устройства: диаметры по интервалам глубины бурения; диаметры и длина колонн обсадных труб, глубина их спуска; места цементирования. Конструкция скважины влияет на все виды работ, составляющих процесс бурения, определяет их стоимость и качественное выполнение геологического задания.

Обсадные трубы необходимы для закрепления устья скважины и предохранения его от размывания, закрепления залегающих в верхней части разреза неустойчивых, водоносных и выветрелых горных пород, перекрытия зон разрушенных, раздробленных, неустойчивых и водоносных пород и других интервалов, закрепления карстовых пустот, перекрытия подземных горных выработок и толщи вод (при морском бурении).

Важное значение имеет выбор глубины установки башмака конечной (или промежуточной) колонны обсадных труб. Определяющими факторами при этом являются: устойчивость стенок скважины, минимальный объем работ в скважине при необходимости перебуривания или ликвидации осложнений.

Выбор конструкции скважин во многом зависит от характерных и наиболее важных технологических особенностей бурения. Выбирать следует наиболее простые, но в то же время надежные конструкции.

Графически конструкцию скважины представляют в виде разреза (без соблюдения масштаба, скважину условно изображают нисходящей, вертикальной, прямолинейной) вдоль ее оси (рис. 1) с указанием линейных и поперечных размеров; линейные размеры удобнее указывать в направлении от устья к забою скважины, поперечные - начиная с забоя скважины и далее в направлении к устью скважины.

№ слоя пород	Геологическая колонка	Интервал глубины, м		Мощность слоя, м	Горная порода	Категория пород по буримости
		от	до			
1		0,00	4,50	4,50	Суглинок	II
2		4,50	15,00	10,50	Глина песчанистая	III
3		15,00	40,00	25,00	Песок глинистый водоносный	II
4		40,00	60,00	20,00	Глина плотная	IV
5		60,00	110,00	50,00	Известняк плотный доломитизированный	VI
6		110,00	150,00	40,00	Кремнистые сланцы	VIII
7		150,00	250,00	100,00	Альбитофиры слабо-трещиноватые	IX
8		250,00	290,00	40,00	Залежь руды	X
9		290,00	320,00	30,00	Альбитофиры плотные	IX

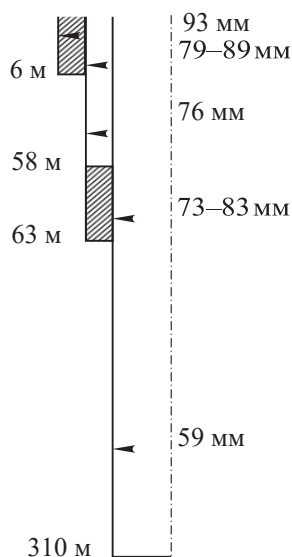


Рис. 1. Конструкция скважины колонкового бурения на твердые полезные ископаемые

При построении проектной конструкции скважины необходимо стремиться к минимальному количеству ступеней. Каждая ступень должна служить для установки на ней только соответствующей колонны обсадных труб. Если нет необходимости крепления скважины обсадными трубами, то не следует переходить на меньший диаметр, рассчитывая на последующее разбуривание ствола скважины, потому что в твердых породах это требует много времени, а в мягких может привести к образованию новой ветви в скважине.

Переход от большего к меньшему диаметру скважины необходимо осуществлять ниже контакта двух слоев пород. Нередко контакт двух слоев пород является ослабленным участком. На этом участке могут происходить утечка промывочной жидкости, размывание пород зоны контакта, перемещение колонны обсадных труб вниз по скважине и в итоге отвинчивание низа

колонны, что является сложной аварией. Поэтому под любую колонну обсадных труб необходимо углубить скважину ниже ослабленного контакта слоев не менее чем на 2-5 м и установить башмак колонны на прочном основании.

В проектной конструкции скважины предусматриваются также диаметры обсадных труб и глубины установки их башмаков.

Разработанная схема конструкции с краткой, но достаточной характеристикой геологических условий бурения должна легко читаться. В ней все элементы конструкции обязательно увязываются с геологическим строением разреза и возможными зонами осложнений.

Обсадные колонны по назначению подразделяются на направление, кондуктор, промежуточные и эксплуатационные.

Направление, или направляющая - колонна труб или одна труба, предназначенная для закрепления приустьевой части скважин от размыва буровым раствором и обрушения. Направление, как правило, одно. Однако возможны случаи крепления скважин двумя направлениями. Обычно направление спускают в подготовленный шурф или скважину и бетонируют на всю длину. Иногда его забивают в породу, как сваю.

Кондуктор - это колонна обсадных труб, предназначенных для разобщения верхнего интервала разреза горных пород, изоляции пресноводных горизонтов от загрязнения, монтажа противовыбросового оборудования и подвески последующих обсадных колонн.

Промежуточная обсадная колонна служит для разобщения несовместимых по условиям бурения зон при углублении скважины до намеченных глубин. Их может быть несколько.

Промежуточные обсадные колонны бывают нескольких видов:

1) сплошные - перекрывающие весь ствол скважины от забоя до ее устья независимо от крепления предыдущего интервала;

2) потайные (хвостовики) - для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину;

3) летучки - специальные промежуточные обсадные колонны (установленные впотай), служащие только для перекрытия интервала осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

Эксплуатационная колонна - последняя (в порядке установки) колонна обсадных труб, которой крепят скважину для разобщения продуктивных горизонтов от всех остальных пород и извлечения из скважины нефти, воды, песка, газа либо, наоборот, для нагнетания в пласты жидкости или газа. Иногда в качестве эксплуатационной колонны может быть использована (частично или полностью) последняя промежуточная колонна.

Секционный спуск обсадных колонн и крепление скважин хвостовиками возникли, во-первых, как практическое решение проблемы спуска тяжелых обсадных колонн и, во-вторых, как решение ряда задач: упрощение конструкции скважин; уменьшение диаметра обсадных труб, а также зазоров между колоннами и стенками скважины; сокращение расхода металла и тампонирующих материалов; увеличение скорости бурения и снижение стоимости буровых работ.

В тяжелых условиях бурения (искривление ствола, большое количество рейсов) в конструкции скважины предусматриваются специальные виды промежуточных обсадных колонн - поворотные и сменные.

Проектная конструкция обязательно составляется на каждую скважину или группу скважин. Она служит основанием для всех инженерных расчетов, связанных с бурением.

Для составления проектной конструкции скважины необходимы следующие исходные сведения: назначение и цель бурения скважины; геологическое строение данного участка; проектная длина ствола скважины и ее азимутальное и зенитное направления; необходимый конечный диаметр скважины.

Назначение и цель бурения скважины определяют выбор конечного диаметра и возможного способа разрушения пород забоя.

Описание геологического строения данного участка или района работ должно отражать литологический состав горных пород; физико-механические свойства пород и категории по буримости; трещиноватость, раздробленность, сыпучесть, плавучесть с точки зрения устойчивости ствола скважины; набухание при впитывании влаги; наличие водоносных горизонтов; наличие зон поглощения промывочной жидкости или напорных вод; место возможных выбросов в скважину воды или газов; возможное наличие закарстованности (на каких глубинах и в каких породах). Кроме того, необходимо учитывать глубину расположения старых подземных выработок.

Проектная длина ствола скважины, ее азимутальное направление и зенитные углы существенно влияют на выбор конструкции. Во всех случаях необходимо учитывать направление скважины, условия ее бурения (с поверхности, из подземной горной выработки, с плавсредства) и глубину. Условия сооружения скважины с учетом ее глубины и направления влияют на выбор буровой установки, способ выполнения спускоподъемных операций при бурении и т.п.

Выбор конкретного диаметра скважины зависит прежде всего от целей бурения (скважина на твердые, жидкие, газообразные полезные ископаемые или для других целей - скважина для подземного выщелачивания, инженерно-геологическая и др.).

В благоприятных геологических условиях (относительно устойчивые породы) зазор между двумя соседними обсадными колоннами (между колонной и стенкой скважины) может быть минимальным. В условиях обрушающихся и набухающих пород при значительной длине интервала обсаживания для беспрепятственного спуска следует предусматривать большой зазор между колонной и стенкой скважины.

В монолитных устойчивых породах установку обсадных колонн вообще можно не предусматривать.

Конструкция буровой скважины существенным образом зависит от цели и условий бурения, поэтому единой методики проектирования конструкции, подходящей для любой буровой скважины, быть не может. Далее рассмотрены методики проектирования конструкций наиболее характерных типов буровых скважин.

6.1.2 Методика проектирования конструкций разведочных скважин на твердые полезные ископаемые

При бурении на твердые полезные ископаемые обычно принимают конечный диаметр буровых коронок 76, 59 или 46 мм (кроме бурения на строительные материалы, каменные угли, бокситы, минеральные соли и бурения на россыпях).

Для обеспечения отбора керна различными колонковыми наборами в чрезвычайно сложных геологических условиях может быть принят конечный диаметр 93 мм.

При бурении на каменные угли основной конечный диаметр буровых коронок 76 мм (в плотных углях - 59 мм), на минеральные соли - 93 мм, на бокситы - 93 и 112 мм (в плотных бокситах - 59 мм).

Когда геологический разрез слабо изучен или на данном участке возможны различные осложнения при бурении скважин, выбранный конечный диаметр скважины оставляют запасным (резервным). В этом случае вся проектная конструкция скважины должна быть на один диаметр больше.

Всесоюзный институт техники разведки (ВИТР) разработал рекомендации по выбору конечных диаметров бурения в зависимости от группы месторождений (табл. 1) и генетических типов (табл. 2), а также габаритов геофизической аппаратуры (табл. 3).

При выборе конструкции скважин необходимо стремиться к использованию наиболее простых одноколонных конструкций.

Таблица 1 Рекомендации по минимально допустимым диаметрам керна в зависимости от вида полезного ископаемого и характера его распределения

Группа	Характер распределения компонентов	Характеристика месторождений и полезные ископаемые	Минимально допустимый диаметр керна, мм	Диаметр скважины, мм
I	Весьма равномерный	Наиболее выдержанные месторождения черных металлов, химического сырья (сера, мышьяк, фосфор). Подавляющее большинство месторождений угля и горючих сланцев	22	36
II	Неравномерный	Подавляющее большинство месторождений цветных металлов. Некоторые месторождения никеля, редких металлов, золота. Сложные месторождения полезных ископаемых группы I	22-32	36-46
III	Весьма неравномерный	Большинство месторождений редких, некоторых цветных и благородных металлов; наиболее сложные по форме и нарушенные месторождения цветных металлов, не вошедшие в группу II	32-42	46-59
IV	Крайне неравномерный	Мелкие и весьма нарушенные месторождения редких и благородных металлов с очень сложным распределением компонентов; месторождения, не вошедшие в группы I-III	42-60	59-76

Примечание. Меньшее значение диаметра керна допускается при благоприятных текстурах пород.

Таблица 2 Минимально допустимые диаметры керна и скважин

Генетические типы месторождений и главнейшие промышленные типы руд	Допустимые диаметры керна, мм		Диаметр скважины, мм
	из зарубежной практики	Рекомен- дуемые	
Магматические месторождения			
Хромитовые	20,6	22	36
Титаномагнетитовые	38,0	32	46
Медно-никелевые	22,2-32,0	32-42	46-59
Редкометалльные	-	32	59-76
Пегматитовые месторождения			
Редкометалльные	28,6-41,3	42-60	59-76
Контактово-метасоматические (скарновые) месторождения			
Железные	28,6	32	46
Молибдено-вольфрамовые Медные	28,6	32-60	46-76
Руды других металлов (золота, свинца, цинка)	28,6	32	46
Гидротермальные месторождения			
Медно-порфириновые	-	42	59
Колчеданные	28,6	32	46
Медистые песчаники	22,2	22	36
Сидеритовые	28,6	22	36
Вольфрамомолибденовые	28,6-54,0	32-60	46-76
Оловянные	23,8-33,3	32-42	46-59
Свинцово-цинковые	28,6	32-42	46-59
Сурьмяно-ртутные и мышьяковые	-	60	76
Золотые	19,0-28,3	22-32	36-46
Уранованадиевые	19,0	22	36

Осадочные месторождения

Силикатные никелевые	–	22-42	36-59
Золотоносные	28,3	32	46
Бокситы	28,6	32-42	46-59

Метаморфогенные месторождения

Железистые кварциты	20,6	32	46
Золотоносные конгломераты	31,4	32	46

Таблица 3 Минимально допустимые диаметры скважин в зависимости от габаритов геофизической аппаратуры

Назначение аппаратуры	Наружный диаметр скважинного прибора, мм	Номинальный диаметр скважины, в которой возможно применение данной аппаратуры, мм
-----------------------	--	---

Каротажная аппаратура

Радиометрические исследования	28-60	36-76
Магнитометрия	40	46
Термокаротаж	40	46
Резистивиметрия	50	59
Инклинометрия	25-70	36-76
Кавернометрия	70	76

Аппаратура для изучения околоскважинного пространства

Векторная магнитометрия	40	46
Радиопросвечивание	38-50	46-59
Амплитудно-фазовые измерения	53	59

Следует также учитывать одно из основных требований к конструкции скважин при алмазном бурении - рациональное сочетание диаметров бурильных колонн и диаметров скважин (диаметров открытого ствола скважины и внутренних диаметров предыдущих обсадных колонн). Поэтому при выборе конструкции нужно избегать применения обсадных колонн, спущенных впотай, и ступенчатости открытого ствола скважины. В благоприятных случаях следует предусматривать спуск всех обсадных колонн с поверхности с последующим извлечением их по окончании бурения для повторного использования. При неалмазном способе бурения в экономически оправданных ситуациях допустимо применение потайных обсадных колонн для перекрытия зон нарушений или подземных горных выработок.

Применение потайных обсадных колонн и бурение в ступенчатом открытом стволе категорически запрещается при использовании комплекса снарядов со съёмными кернаприемниками (ССК).

Ступенчатость ствола скважин при алмазном бурении допускается в аварийных ситуациях или в глубоких (более 1000 м) скважинах, когда в нижних интервалах бурение ведется на сравнительно небольших (400-500 мин⁻¹) частотах вращения; в этих же случаях допускается и применение потайных обсадных колонн.

Затрубный зазор между стенками скважины и наружной поверхностью колонны обсадных труб нужно обязательно тампонировать глиной или цементным раствором.

В зависимости от назначения и срока действия скважины тампонирование производят:

1) в неглубоких разведочных скважинах на высоту 1-3 м от места установки башмака колонны;

2) в глубоких разведочных и эксплуатационных скважинах, рассчитанных на длительный срок их действия, по всему затрубному зазору до устья скважины цементным раствором.

При сооружении скважин обязательно (кроме случаев выхода устойчивых коренных пород на поверхность) предусматривается установка направляющей трубы и кондуктора.

Направляющую трубу нужно устанавливать на глубину 3-6 м и тампонировать затрубный зазор от башмака до устья скважины. Она служит для предотвращения размыва устья скважины, направления промывочной жидкости в желобную систему и предотвращения

размыва площадки под буровой установкой. Забуривание скважины под направляющую трубу производится при минимальном количестве промывочной жидкости, подаваемой в скважину, пониженной осевой нагрузке на забой и минимальной частоте вращения бурового снаряда. Забуривание под направляющую трубу обычно производится коронками, а не долотами. При бурении долотами требуется подача большого количества промывочной жидкости, что приводит к размыву площадки, устья и ствола скважины. Кондуктор предназначен для закрепления неустойчивых и водоносных пород и сохранения заданного направления скважины на глубину 20-60 м. Башмак кондуктора устанавливают в устойчивых коренных породах и обязательно тампонируют, а при глубоком бурении тампонируют все затрубное пространство.

В проектной конструкции скважины для некоторых условий бурения следует предусматривать дополнительную колонну обсадных труб, которая защищает первую от быстрого износа ее бурильными трубами. Для этого в скважину спускают вторую (защитную) колонну обсадных труб или одну колонну, собранную из толстостенных обсадных труб.

Для типизации конструкций скважин (см. рис. 1) рекомендуется шифр, предложенный Е.А. Козловским, включающий:

- 1) глубину скважины (проектную или фактическую), м;
- 2) способ бурения на конечной глубине (А - алмазными коронками; Т - твердосплавными коронками; Г - гидроударниками; П - пневмоударниками; Ш - шарошечными долотами; АС - комплексами ССК или КССК; АГ - гидроударниками с алмазными коронками);
- 3) конечный диаметр скважин (46, 59, 76, 93), мм;
- 4) сложность конструкции скважин по числу обсадных колонн (I, II, III, БО - без обсадки);
- 5) диаметр, вид бурения и глубину каждой ступени открытого ствола.

В табл. 4 приведены некоторые рекомендуемые рациональные конструкции скважин при разведке различных полезных ископаемых.

Таблица 4 Рекомендуемые рациональные конструкции скважин

Вид ПИ	Глубина бурения, м	Шифр конструкции
Уголь	0-300	300 А (Т) 59 П ₁ (73Н)
	0-700	700 А (Т) 59 П ₁ (73Н)
	0-1000	1000 А (АС) 59 П I ₁ (108Н)I ₁ (89НЗ)
		1000 А 59 П ₁ (89НЗ) А76 600 (700)
	0-1500	1500 А (АС) 59 П I ₁ (108Н)I ₁ (89НЗ)
		1000 А 59 П ₁ (89НЗ)А76 800 (1000)
	0-2000 и более	2000 А (АС) 59 П I ₁ (127Н)I ₂ (89Н) А76
		1000(1200)
		2000 А 176 59 Ш I ₁ (146Н)I ₂ (127Н) I ₃ (89НЗ)
Железо	0-300	300 А 59 П ₁ (73Н)
		300 А 46 П ₁ (57Н)
	0-500	500 А 59 П ₁ (73Н)
		500 А 59 П I ₁ (89Н) I ₂ (73Н)
		500 А 46 П I ₁ (73Н) I ₂ (57НЗ)
Железо	0-700	700 А 59 П ₁ (89НЗ)
		700 А 46 П ₁ (73НЗ)
		700 А 59 П I ₁ (89Н) I ₂ (73Н)
	0-1000	1000 А 46 П I ₁ (89Н) I ₂ (73НЗ) А 59 700 (800)
	0-2000 и более	2000 А 59 П I ₁ (89Н) I ₂ (73НЗ) А
Бокситы	0-700	700 А(Т) 59 П I ₁ (89Н) I ₂ (73Н)
		1000 А 59 П I ₁ (108Н) I ₂ (73НЗ)
	0-1000	1000 А 59 П I ₁ (127Н) I ₂ (108Н) А 76 500(700)
		1500 А 59 П I ₁ (108Н) I ₂ (73НЗ)
	0-1500	1500 А 59 П I ₁ (127Н) I ₂ (108НЗ) А

		76 800(1000)
Золото	0-300	300 А 59 I I ₁ (73Н)
		300 А 46 I I ₁ (57Н)
	0-500	500 А (АС) 59 I I ₁ (73Н)
Медь	0-300	300 А (АС, Г) 59 I I ₁ (73Н)
		300 А (АС) 46 I I ₁ (57Н)
	0-1000	1000 А (Г) 59 I I ₁ (89НЗ)
		1000 АС 59 I I ₁ (73·5)
	0-1500	1500 А 59 I I ₁ (108НЗ) А 76 800(1000)
		1500 АС 59 I I ₁ (73·5)
Никель	0-700	700 А (АС) 59 I I ₁ (73Н)
		700 А 46 I I ₁ (73НЗ)
		700 АС 46 I I ₁ (57·4,5)
		1500 А 59 I I ₁ (73 НЗ)
	0-1500 и более	1500 А 59 I I ₁ (73 НЗ) А (III) 76 800(1000)
		1500 АС 59 I I ₁ (73·5)
		1500 А 59 II I ₁ (89Н) I ₂ (73НЗ)
Слюда	0-300	300 (500) А 59 I I ₁ (73Н)
	0-500	300 (500) АС 76 I I ₁ (89Н)

6.1.3 Методика проектирования конструкций эксплуатационных скважин на нефть и газ

При бурении на нефть и газ конструкция скважин определяется числом спускаемых обсадных колонн, глубиной их установки, диаметром применяемых труб, диаметром долот, которыми ведется бурение под каждую колонну, высотой подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве и конструкцией забоя.

Характеристики указанных показателей при выборе конструкции скважины в общем случае зависят от комплекса неуправляемых и управляемых факторов.

К неуправляемым факторам относятся следующие: геологические условия месторождения - глубина залегания продуктивных пластов, их продуктивность и коллекторские свойства; пластовые и поровые давления, а также давления гидроразрыва проходимых пород; физико-механические свойства и состояние пород, вскрываемых скважиной с точки зрения возможных обвалов, осыпей, кавернообразования, передачи на колонны горного давления и т.д.

К управляемым факторам можно отнести цель и способ бурения; число продуктивных горизонтов, подлежащих опробованию; способ вскрытия продуктивных горизонтов; материально-техническое обеспечение.

В первую очередь выбирают число обсадных колонн и глубины их спуска, исходя из недопущения несовместимости условий бурения отдельных интервалов ствола.

Под несовместимостью условий бурения понимается такое их сочетание, когда заданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины вызовут осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение дополнительных специальных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно или экономически нецелесообразно.

При проектировании конструкции скважины строится совмещенный график изменения эквивалента градиента пластового давления, эквивалента градиента давления гидроразрыва и эквивалента градиента гидростатического давления столба бурового раствора по глубине залегания рассматриваемого горизонта:

$$\rho_{\text{пл.}} = \frac{P_{\text{пл.}}}{0,01 \cdot h} \quad (1)$$

$$\rho_{\text{гр.}} = \frac{P_{\text{гр.}}}{0,01 \cdot h} \quad (2)$$

$$\rho_{\text{бр.}} = \frac{P_{\text{бр.}}}{0,01 \cdot h}$$

(3)

где $\rho_{\text{пл.}}$, $\rho_{\text{гр.}}$, $\rho_{\text{бр.}}$ - эквивалент соответственно градиента пластового давления $P_{\text{пл.}}$, давления гидроразрыва $P_{\text{гр.}}$ и гидростатического давления столба бурового раствора $P_{\text{бр.}}$;

h - глубина залегания рассматриваемого горизонта, м.

Эквивалент градиента давления - это та относительная плотность некоторой жидкости, столб которой на глубине h создает давление, равное пластовому (поровому) давлению $P_{\text{пл.}}$, давлению гидроразрыва $P_{\text{гр.}}$ или столба бурового раствора $P_{\text{бр.}}$.

Величины $P_{\text{пл.}}$, $P_{\text{гр.}}$ определяют на основании данных промыслово-геофизических исследований или прогнозируют. В интервалах залегания высокопластичных пород (например, галита при высоких давлениях и температуре) вместо $P_{\text{пл.}}$ для определения $\rho_{\text{пл.}}$ может быть использовано боковое горное давление. В интервалах интенсивного поглощения бурового раствора, ликвидировать которые в процессе бурения не удастся, вместо $P_{\text{гр.}}$ при определении $\rho_{\text{гр.}}$ можно использовать давление, при котором происходит интенсивное поглощение.

Линии изменения $\rho_{\text{гр.}}$ и $\rho_{\text{бр.}}$ определяют зоны совместимости внешних условий и значений одного из основных параметров бурового раствора - его относительной плотности (рис. 2).

Наиболее значимые требования, по которым определяется диаметр эксплуатационной колонны, диктуются условиями надежной эксплуатации скважины (добыча нефти или газа, разобщение ПГ и изоляция их от других горизонтов, закачивание агентов в пласты). Диаметры промежуточных обсадных колонн, а также кондуктора и направления выбирают в соответствии с величиной кольцевого зазора между долотом и спускаемой обсадной колонной, между обсадной колонной и спускаемым в нее долотом для бурения последующего интервала.

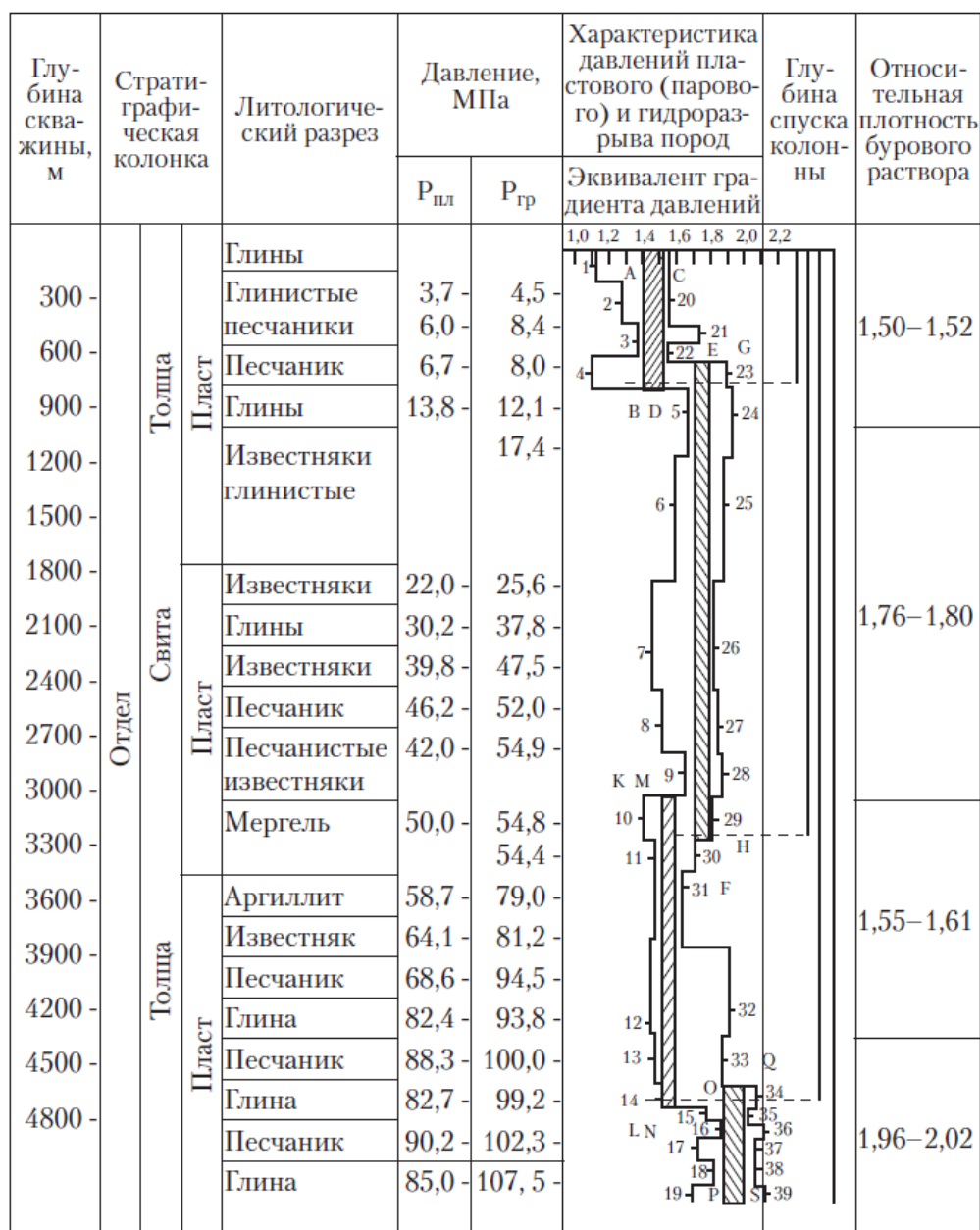


Рис. 2. Совмещенный график эквивалентов градиентов давлений для выбора конструкций скважин

Диаметр долота D_d (мм) для бурения под обсадную колонну рассчитывают по формуле:

$$D_d = D_{o.k.} + 2\Delta \quad (4)$$

где $D_{o.k.}$ - наружный диаметр обсадной колонны, мм;

Δ - рекомендуемое значение радиального зазора, мм (табл. 5)

Таблица 5 Рекомендуемые значения радиального зазора Δ между скважиной и обсадной колонной

Условный диаметр обсадных труб $D_{o.k.}$, мм	Радиальный зазор Δ , мм
114; 127	10-15
140; 146	15-20
168; 178; 194	20-25
219; 245	25-30
276; 299	30-35
325; 340; 351	35-45
377; 406; 426; 473; 508	45-50

Величины зазоров на конкретных месторождениях уточняются в зависимости от длины интервала выхода из-под башмака предыдущей колонны, степени искривления ствола скважины, совершенства технологии, обученности бригад и других факторов.

Конечный диаметр бурения выбирается в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны, который принимается в соответствии с возможным суммарным дебитом продуктивного пласта (табл. 6).

Таблица 6 Соответствие рекомендуемого условного внешнего диаметра эксплуатационной колонны и суммарного дебита продуктивного пласта

Нефтяные скважины		Газовые скважины	
Суммарный дебит, м ³ /сут.	Рекомендуемый диаметр эксплуатационной колонны, мм	Суммарный дебит, тыс. м ³ /сут.	Рекомендуемый наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм
< 40	114	< 75	114
40-100	127-140	75-250	114-146
100-150	140-146	250-500	146-168
150-300	168-178	500-1000	168-219
> 300	178-194	1000-5000	219-273

Выбор конструкции призабойного участка скважины производится согласно схеме, представленной на рис. 3. При этом возможны следующие варианты:

1) конструкции с открытым забоем (рис. 3, а, б, в) - продуктивный горизонт открыт и не цементирован, при этом конструкция может быть как с фильтром, так и без него;

2) конструкции забоев смешанного типа (рис. 3, г, д) - нижняя часть продуктивного объекта открыта, а верхняя - перекрыта обсадной колонной с последующим ее цементированием и перфорацией;

3) конструкция с закрытым забоем (рис. 3, е) - продуктивные горизонты перекрыты сплошной или потайной колонной с последующим цементированием скважины и вскрытием пласта перфорацией;

4) конструкция забоя для предотвращения выноса песка (рис. 3, ж) - против продуктивного пласта установлены забойные фильтры;

5) конструкция забоя для предотвращения выноса песка (рис. 3, з) - призабойная зона закреплена проницаемым тампонажным материалом.

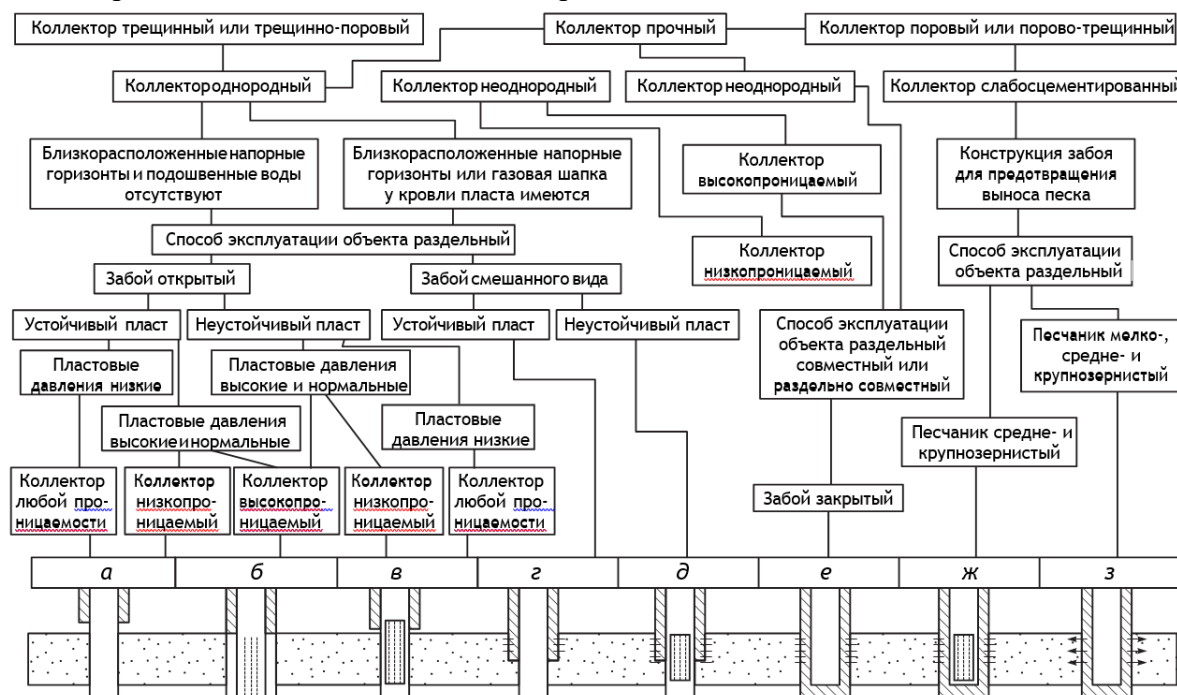


Рис. 3. Схема выбора конструкции призабойного участка скважины

6.1.4 Методика проектирования эксплуатационных геотехнологических скважин

При выборе конструкции эксплуатационных скважин для подземного выщелачивания (ПВ) полезных ископаемых с использованием кислотных растворителей металла необходимо учитывать следующее:

1) обеспечение высокой стойкости материала обсадных труб к химически агрессивным средам, а также механической прочности обсадных труб в условиях горного давления и гидродинамических нагрузок, внутреннее сечение обсадных труб должно допускать производство ремонтно-восстановительных работ, цементирование скважин для создания гидроизоляции зон движения рабочих и продуктивных растворов и проведение необходимых геофизических и гидрогеологических наблюдений за ходом процесса ПВ;

2) возможность создания надежной гидроизоляции надрудного горизонта, особенно в случае эксплуатации маломощных рудных тел, находящихся в зоне водоносных горизонтов;

3) в процессе бурения не должна нарушаться целостность нижнего водоупора, в случае перебуривания водоупора необходимо предусматривать в дальнейшем его тампонирующее;

4) утяжелитель для спуска в скважину полиэтиленовых обсадных колонн необходимо изготавливать из инертных материалов или же он должен быть извлекаемым;

5) при оборудовании нижней части фильтра отстойником с окнами для облегчения освоения скважины необходимо предусматривать возможность перекрытия окон после окончания работ по освоению;

6) для предохранения затрубного пространства скважин от проникновения с поверхности рабочих растворов следует использовать специальное оборудование устья;

7) срок службы скважин должен быть не менее срока отработки блока.

На выбор проектных конструкций эксплуатационных скважин ПВ оказывают влияние следующие основные факторы: геологические и гидрогеологические условия месторождения (физико-механические свойства пород, глубина залегания продуктивного пласта, наличие в разрезе водоносных горизонтов и др.); принятая система отработки месторождения и схема размещения эксплуатационных скважин; проектная производительность добычных скважин; тип и конструкция раствороподъемных устройств; геофизическое расположение месторождения; назначение скважин и др.

Конструкции откачных и нагнетательных технологических скважин отличаются только диаметром применяемых эксплуатационных колонн: откачные скважины обычно оборудуются колоннами большего диаметра.

На рис. 4 показаны конструкции одноколонных эксплуатационных скважин, наиболее широко применяемых при подземном выщелачивании пластовых месторождений. В некоторых случаях при значительных глубинах залегания продуктивных горизонтов и наличии в разрезе неустойчивых пород устье скважины может быть оборудовано направляющей трубой и кондуктором.

При сооружении высокодебитных откачных скважин (рис. 4, а), оборудованных фильтрами с песчано-гравийной обсыпкой, применяют конструкции, в которых предусмотрена обсадка ствола скважины до кровли продуктивного горизонта трубами из нержавеющей стали, стеклопластика и других материалов, не разрушающихся при действии кислотных растворителей.

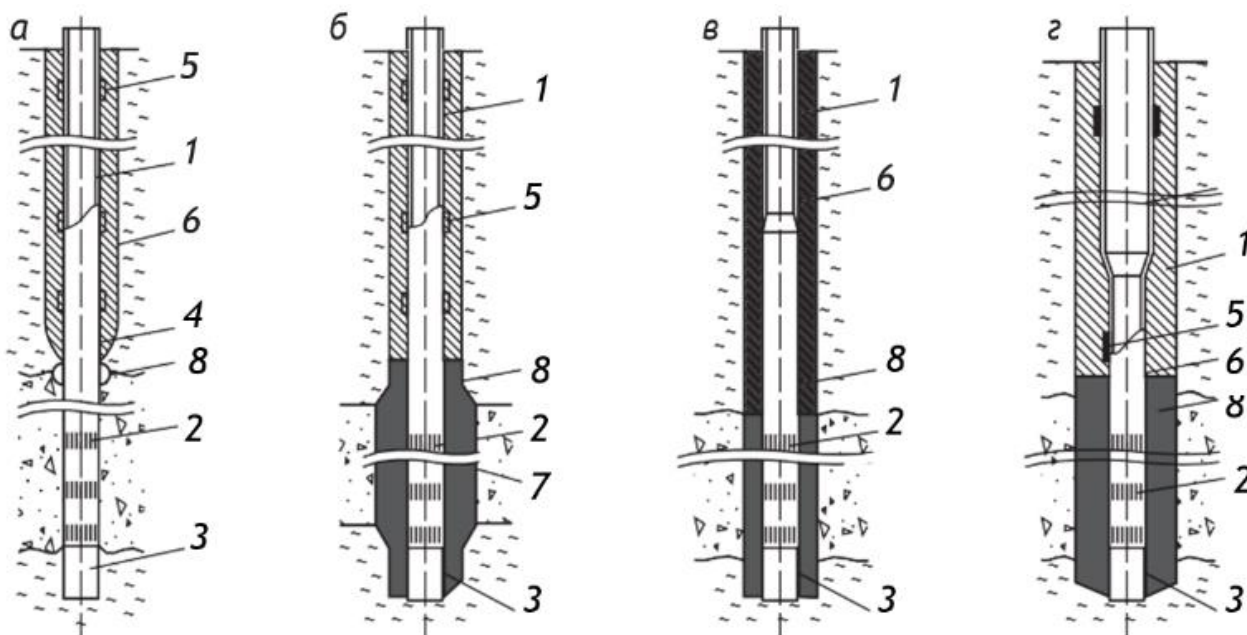


Рис. 4. Типовые конструкции одноколонных эксплуатационных скважин подземного выщелачивания металлов:

- а - с гидроизоляцией при помощи пакера (манжеты); б - с гравийной обсыпкой фильтров; в - с комбинированной эксплуатационной колонной и эрлифтным подъемом продуктивных растворов; г - с комбинированной эксплуатационной колонной и подъемом продуктивных растворов с помощью погружных насосов; 1 - эксплуатационная колонна; 2 - фильтр; 3 - отстойник; 4 - разобцающая манжета с цементирующим устройством; 5 - утяжелитель; 6 - материал гидроизоляции; 7 - песчано-гравийная обсыпка; 8 - центратор.

6.2 Выбор способа бурения

6.2.1 Способы бурения скважин

Необходимо обосновать выбор способа бурения проектируемой скважины. Следует не только опыт, накопленный на данном месторождении, но и в данном районе со сходными геологическими условиями, где достигнуты более высокие показатели (механическая, рейсовая, коммерческая скорости, современные технологии).

Дать обоснование по выбору способов бурения различных интервалов бурения проектируемой скважины.

Существуют различные способы бурения скважин (механический, гидравлический, электрический, огневой, лазерный и др.) и их комбинации. Однако на практике применяются механический вращательный или механический ударный способы бурения, а также их виды и разновидности. Другие способы используются крайне редко или находятся на стадии экспериментальных и теоретических разработок.

Виды и разновидности механического бурения могут применяться для сооружения скважин различного целевого назначения. Вращательное бурение более универсальное по сравнению с ударным и вибрационным, но в некоторых ситуациях (бурение валунно-галечных отложений, отсутствие или быстрое замерзание воды и т.п.) оказывается менее эффективным.

Варианты комбинирования видов и разновидностей бурения, их сущность, достоинства, недостатки и области применения приведены в табл. 7.

**Таблица 7 Допустимые комбинации видов
и разновидностей бурения и условия их применения**

Виды бурения						Разновидности бурения				
I	II	III	IV	V	VI	С учетом геотехнологических условий	$L_{скв}$	К _{бур}	Г _{уст}	Г _{тр}
<i>По типу забойных вращателей</i>										
■	■	■			■	Турбинное* и винтовое*	<4000	I-XII	3-4	3-5
■	■	■			■	Электробурями*	»	I-XII	3-4	3-5
<i>По типу забойных ударников</i>										
■	■	■			■	Гидро-пнеumo ударновращательное	< 5000 (300)	VI-XI	1-2	3-5
<i>По средству транспортировки керна (шлама)</i>										
		■				Шнековое (без ОА)	< 50 (70)	I-IV	1-2	3-5
■	■	■				Съемным керноприемником (ССК)	< 2000	VI-XI	1-2	1-5
		■			■	Потоком очистного агента (КГК)	< 300	I-IV	1-2	3-5
■	■	■				Одинарной колонковой трубой	< 4000	I-XII	3-4	5
■	■	■				Двойной колонковой трубой	»	I-IX	3-4	3-5
■	■	■	■	■		Специальной колонковой трубой	10 000 и более	I-IX	3-4	3-5
■	■	■	■			Желонкой	< 500	I-III	3-4	5
■	■	■	■	■		Забивным стаканом («всухую»)	< 60	I-III	3-4	5
<i>По средству разрушения забоя</i>										
■	■	■			■	Алмазное+энергия потока жидкости	10 000 и более	VI-XII	1-2	1-5
■	■	■			■	Твердосплавное + энергия потока	»	I-XII	1-4	1-5

■	■	■	■	■	■	Твердосплавное без ОА	< 200 (500)	I-XII	1-4	1-5
■	■	■			■	Гидродинамическое (потоком ОА)	»	I-II	3-4	5
■	■	■			■	Термическое	< 4000	I-XII	3-4	5

По типу породоразрушающего инструмента

■	■	■				Коронкой (колонковым долотом)	4000 (10000)	I-XII	1-4	1-5
■	■	■	■		■	Долотом (бескерновое)	»	I-XII	1-4	1-5

По способу промывки (продувки)

■	■	■			■	Прямой промывкой (продувкой)	10 000 и более	I-XII	1-4	1-5
■	■	■				Обратной промывкой (продувкой)	< 300	I-IV	3-4	5
■	■	■				Комбинированной промывкой	»	I-VIII	2-4	3-5
■	■	■	■			Призобойной промывкой	< 200 (500)	I-VIII	2-4	3-5

По положению профиля скважины

■	■	■	■	■	■	Вертикальное	10 000 и более	I-XII	1-4	1-5
■	■	■			■	Наклонно и горизонтально направленное	< 5000	I-XII	1-4	1-5

По месту заложения устья скважины

■	■	■	■	■	■	С поверхности земли (насыпи)	10 000 и более	I-XII	1-4	1-5
■	■	■	■	■	■	С поверхности воды (льда)		I-XII	1-4	1-5
■	■	■	■	■	■	Подземное (из горной выработки)		I-XII	1-4	1-5

По назначению скважин

■	■	■	■	■		Разведочное		I-XII	1-4	1-5
■	■	■	■	■	■	Эксплуатационное		I-XII	1-4	1-5

* Применяется при $T_{\text{заб}} < 140^\circ\text{C}$ и $\rho_{\text{бур.раст}} = 950-1700 \text{ кг/м}^3$.

Примечание. Условные обозначения: I - колонковое (шпиндельное) бурение; II - роторное бурение; III - бурение подвижным вращателем; IV - ударно-канатное бурение; V - вибрационное бурение; VI - колтюбинг; $L_{\text{скв}}$ - глубина скважины; $K_{\text{бур}}$ - категория пород по буримости (см. табл. 1.3); $G_{\text{уст}}$, $G_{\text{тр}}$ - группа пород соответственно по устойчивости; ССК - снаряд со съёмным керноприемником; КГК - комплекс гидровыноса керна.

Таблица 8

Категории пород по буримости для вращательного бурения

Наименование пород, материалов и т.п., их состояний и примесей	Категории по буримости											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Торф и растительный слой												
Лёсс, пески, ил, трепел, мел												
Супеси, суглинки, каменная соль												
Сильно выветренные изверженные и метаморфические породы												
Глины												
Мергели, бурые угли, опоки												
Алевролиты, каменные угли												
Марганцевые и окисленные железные руды												
Каолин первичный, бокситы												
Песчаники, известняки												
Аргиллиты, мраморы, ангидриды												
Выветренные изверженные и метаморфические породы												
Сланцы												
Порфиры, кератофиры, габбро												
Амфиболиты, пироксениты												
Кимберлиты, базальты												
Андезиты, диориты												
Кварциты магнетитовые, гематитовые, скарны												
Гнейсы												
Гранитогнейсы, песчаники сливные кварцевые												
Граниты, пегматиты, гранодиориты												
Конгломераты												
Альбитофиры, роговики												
Джеспилиты, яшмовые и корундовые породы												
Кремень												

Названия видов бурения происходят от названия основного рабочего механизма бурового станка, например, если это роторный вращатель, то вращательное роторное бурение; шпиндельный вращатель - вращательное шпиндельное (колонковое) бурение; подвижный вращатель - бурение подвижным вращателем; ударный механизм - ударно-канатное бурение; вибратор - вибрационное бурение. Другое название вращательного шпиндельного бурения - колонковое бурение - подчеркивает значимость керна при бурении разведочных скважин.

Названия разновидностей бурения происходят от названий забойных машин, механизмов и инструментов, способов промывки, а также положения устья скважины и ее траектории в пространстве. Например, при бурении гидро- и пневмоударниками - гидро- и пневмоударное бурение, турбо- и электробурами, винтовыми двигателями - турбинное и бурение забойными электродвигателями, винтовое бурение долотами и коронками - бескерновое и колонковое бурение.

Количество разновидностей бурения не ограничивается приведенными в табл. 7. Фактически любые изменения в составе технологического инструмента, рецептуре очистного агента или других средств бурения являются поводом для изменения или уточнения названия разновидности бурения.

В специальной литературе полные названия комбинаций бурения не применяют из-за громоздкости. Например, вращательное колонковое гидроударное бурение горизонтальных скважин из подземной горной выработки твердосплавными коронками с прямой промывкой одинарными колонковыми трубами коротко называют вращательным колонковым бурением или колонковым бурением, а также гидроударным или горизонтальным бурением. Каждое из названий подчеркивает значение той составляющей полного названия, которая в рассматриваемой ситуации является наиболее важной или на которую желают обратить особое внимание.

6.2.2 Виды бурения

6.2.2.1 Вращательное колонковое и роторное бурение

Вращательное колонковое бурение заключается в разрушении породы кольцевым забоем, что обеспечивает получение керна - столбика породы цилиндрической формы. Бурение происходит следующим образом (рис. 5). Электродвигатели 19 приводят в действие буровой станок 7 и буровой насос 18. С помощью лебедки станка 16, талевого каната 12, талевого блока 11 с крюком и элеватором и кронблока 13 на забой скважины опускается буровой снаряд, состоящий из коронки 1, колонковой трубы 3, переходника 4 и колонны бурильных труб 5. Направляющая труба 6, соединенная с вертлюгом-сальником 10 и зажатая в патронах 9, соединяется с колонной бурильных труб 5 и приводится во вращение вращателем 8 (шпиндельного типа) бурового станка 7. Вращение через колонну бурильных труб передается коронке, которая разрушает породу. Предварительно буровым насосом 18 по нагнетательному шлангу 17 через вертлюг-сальник 10 внутри колонны бурильных труб на забой скважины подается очистной агент, который охлаждает коронку, удаляет шлам с забоя и выносит его по стволу скважины на поверхность. Проходя через очистные желоба 20 и отстойник 21, очистной агент попадает в зумпф, откуда снова всасывается через всасывающий шланг 23 насосом и подается в скважину.

При разбуривании устойчивых пород в качестве очистного агента используется техническая вода. При разбуривании неустойчивых пород в воду добавляют глину и различные реагенты. Эти растворы, циркулируя по скважине, образуют на ее стенках корку толщиной 3-6 мм, которая удерживает стенки скважины от обрушения. После заполнения колонковой трубы 3 керном 2 буровой снаряд поднимают на поверхность для его извлечения.

Через 50-100 м замеряют азимут и угол наклона скважины. При необходимости закрепляют опасные участки скважины обсадными трубами, после чего продолжают бурение.

Недостатками колонного бурения являются относительно небольшие диаметры бурения и необходимость остановки вращения (бурения) для перекрепления гидропатрона, с помощью которого создается осевая нагрузка на забой скважины.

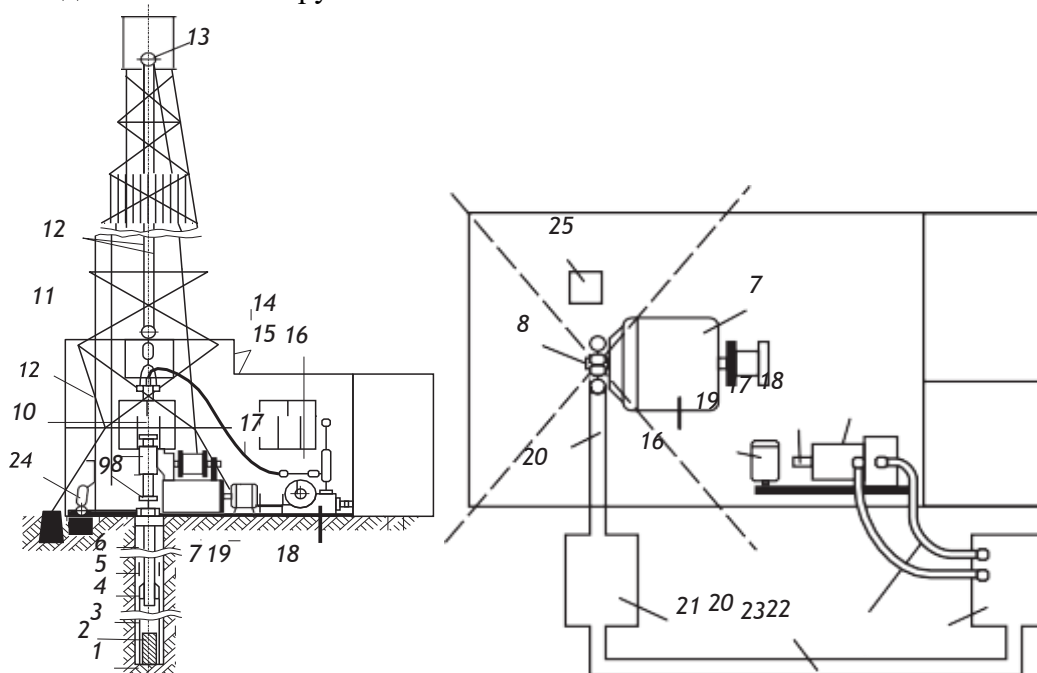


Рис. 5. Схема установки колонкового бурения:

1 - коронка; 2 - керн; 3 - колонковая труба; 4 - переходник с колонковой на бурильную трубу; 5 - колонна бурильных труб; 6 - направляющая труба; 7 - буровой станок; 8 - вращатель; 9 - зажимные патроны; 10 - вертлюг-сальник; 11 - талевый блок; 12 - талевый канат; 13 - кронблок; 14 - буровая вышка; 15 - буровое здание; 16 - лебедка станка; 17 - нагнетательный шланг; 18 - буровой насос; 19 - электродвигатель для привода станка и насоса; 20 - очистные желоба; 21 - отстойник; 22 - приемный бак; 23 - всасывающий шланг; 24 - индикатор веса, включенный в неподвижный конец каната; 25 - подсвечник

Колонковое бурение применяют для бурения скважин преимущественно с отбором керна, т.е. в основном при разведке твердых ПИ и бурении некоторых разновидностей эксплуатационно-технических скважин, в том числе из подземных горных выработок (группы А, Г), залегающих в пределах возможности (целесообразности) сооружения шахт и карьеров.

При вращательном роторном бурении используются буровые установки другой конструкции, однако схема бурения, т.е. разрушение породы, ее удаление и закрепление стенок скважины, аналогична применяемой при колонковом бурении (см. рис. 5). Роторное бурение принципиально отличается от колонкового типом вращателя, в качестве которого используется ротор.

Ротор обеспечивает вращение инструмента и его подачу на забой скважины под действием собственного веса (свободная подача). Непрерывность вращения и высокие значения величины крутящего момента позволяют бурить скважины большей глубины и диаметра. Роторное бурение предназначено в основном для разведки и добычи жидких, газообразных и растворимых ПИ (группы скважин Б и В), залегающих на различных глубинах - от нескольких метров (самоходные установки) до 10 км и более. Бурение ведется преимущественно в породах средней твердости и мягких, часто неустойчивых, реже в твердых и крепких.

6.2.2.2 Бурение подвижным вращателем

Основной отличительной особенностью бурения с подвижным вращателем от колонкового и роторного является сам подвижный вращатель (рис. 6), сочетающий достоинства

колонкового (принудительная осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент) и роторного бурения - непрерывность вращения инструмента (не требует его перекрепления). Кроме того, подвижный вращатель включает в себя вертлюг-сальник, исключает необходимость применения гидропатрона и специальной ведущей трубы, выполняет СПО, позволяет использовать различные бурильные трубы (одинарные, двойные, шнековые). Указанные особенности бурения с подвижным вращателем позволяют непрерывно транспортировать керн (бурение с гидротранспортом керна) и шлам (шнековое и бескерновое бурение). Характер процессов разрушения породы и закрепления стенок скважины в основном аналогичны описанным в 6.2.2.1. Недостаток бурения подвижным вращателем - ограничение глубины бурения из-за сложности изготовления компактных гидродвигателей большой мощности (100 кВт и более), которые являются основной составной частью подвижного вращателя. По этой причине в настоящее время сохраняется некоторый приоритет колонкового и роторного бурения в области сооружения скважин большой глубины и большего диаметра.

Следует также учитывать, что при колонковом, роторном и бурении подвижным вращателем (в отличие от ударно-канатного и вибрационного) в скважине, как правило, циркулирует очистной агент, с помощью которого могут работать забойные гидро- и пневмоударники, забойные машины (турбобуры, винтовые двигатели и электробуры) и алмазный породоразрушающий инструмент. Возможность использования указанных средств позволяет существенно увеличивать производительность вращательных видов бурения. Сейчас установки, оснащенные подвижным вращателем, наиболее универсальны и перспективны, поскольку позволяют реализовать практически все виды и разновидности бурения и автоматизировать наиболее трудоемкий и опасный вид работ - СПО.

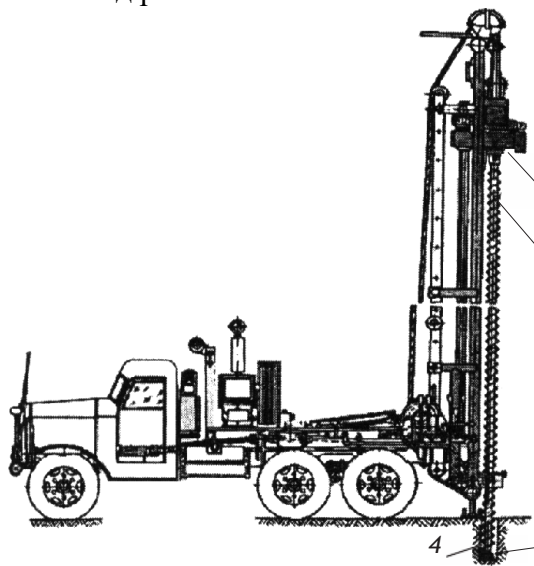


Рис. 6. Схема самоходной буровой установки с подвижным вращателем:

1 - подвижный вращатель; 2 - колонна шнеков; 3 - долото; 4 - шлам

При этом конструкция установок упрощается. Достоинства установок, оборудованных подвижным вращателем, позволяют применять их при разбуривании всех групп скважин, сооружаемых с отбором и без отбора керна. Буровые установки, реализующие этот вид бурения, непрерывно совершенствуются, а объемы бурения с их использованием постоянно увеличиваются.

6.2.2.3 Ударно-канатное бурение

При ударно-канатном бурении порода разрушается посредством нанесения ударов. Вместо вращателя буровой станок оснащен ударным механизмом. В качестве ПРИ используются лопастные твердосплавные долота различных конструкций и забивные стаканы с

расширительным кольцом. Длина рейса ограничена (0,4-0,8 м), так как внедрение долота или стакана производится без очистного агента.

Ударно-канатное бурение можно осуществлять не только с использованием установок ударно-канатного бурения (УКС 22М и УКС 30М), но и серийных установок вращательного бурения, оснащенных лебедкой. При этом нанесение ударов производится не ударным механизмом, а с помощью лебедки бурового станка, что, однако, менее эффективно.

Существуют две разновидности ударно-канатного бурения: забивное (в связных грунтах) и клюющее. Забивное ударно-канатное бурение производится без отрыва стакана от забоя. Удары при этом наносятся раздвижной штангой, устанавливаемой над стаканом. Клюющее - реализуется посредством подъема стакана (желонки, долота) над забоем и его сбрасывания. Стаканы применяют при бурении мягкопластичных и лёссовых пород, желонки - несвязных, долота - крупнообломочных. Недостатки ударно-канатного бурения - ограниченная глубина скважин и высокая металлоемкость их конструкций, поэтому объемы этого вида бурения не увеличиваются.

Достоинствами ударно-канатного бурения являются бурение «всухую» (без очистного агента) и возможность принудительного заглубления колонны обсадных труб, в том числе опережающего, что удобно при бурении неустойчивых обводненных пород.

Ударно-канатное бурение применяют при разбуривании неглубоких скважин различного назначения с отбором и без отбора керна, сооружаемых преимущественно в очень сложных геологических условиях (обводненный песок, валунно-галечные отложения и т.п.), связанных с обрушением стенок скважины.

6.2.2.4 Вибрационное бурение

Основным рабочим механизмом, используемым при вибробурении, является вибратор, устанавливаемый непосредственно на бурильную колонну, а при применении установок с подвижным вращателем - непосредственно на вращатель.

Недостатком вибрационного бурения является небольшая глубина скважин (15-25 м). К достоинствам этого вида бурения следует отнести возможность получения качественного керна в неустойчивых породах за счет погружения грунтоноса без применения очистного агента, что успешно реализуется при бурении инженерно-геологических скважин.

6.2.3 Разновидности бурения

6.2.3.1 Турбинное и винтовое бурение. бурение электробурями

Турбинное бурение осуществляют с использованием забойной машины, называемой турбобуром.

Турбобур преобразует поступательное движение очистного агента, подаваемого буровым насосом по колонне бурильных труб, во вращательное движение турбины, передающей вращение на долото или коронку.

Турбинное бурение чаще всего сочетается с оборудованием и процессами роторного бурения, может совмещаться с колонковым и бурением подвижным вращателем.

Турбобуры применяют при бурении скважин различного назначения (группы А, Б, В, Г), разрез которых состоит из твердых, абразивных пород VI-XII категорий по буримости в интервалах бурения от 100 до 3000 м и более, когда плотность и вязкость бурового раствора невысокие, а также при разбуривании цементных мостов. Кроме того, турбинное бурение эффективнее роторного при искусственном искривлении скважин из-за повышенной гибкости секций турбобура.

Недостатками турбобуров являются высокая чувствительность к вязкости бурового раствора и высокая частота вращения, которая приводит к повышенной разработке ствола

скважины при бурении мягких пород, а также ускоренному износу ПРИ и, следовательно, к увеличению количества СПО.

Сущность и области применения винтового и турбинного бурения аналогичны. Основное отличие заключается в конструкции винтового двигателя, имеющего меньшие габариты. Основные достоинства винтовых двигателей по сравнению с турбобурами: повышенный вращающий момент; существенно меньшие длина и диаметр, что обеспечивает возможность бурения скважин различного назначения (группы А, Б, В, Г), разрез которых состоит из твердых и средней твердости пород VI-XII категорий по буримости.

Бурение электробурами аналогично турбинному и винтовому, отличие - в конструкции электробура.

Основные достоинства этой разновидности бурения: частота и момент вращения, а также другие параметры не зависят от количества подаваемой жидкости, ее физических свойств и глубины скважины; возможность контроля процесса работы двигателя с поверхности. Основные недостатки: сложность подвода энергии к электродвигателю, особенно при повышенном давлении, необходимость герметизации электродвигателя от бурового раствора.

Применяется при бурении скважин различного назначения (группы А, Б, В, Г), разрез которых состоит из твердых, абразивных пород VI-XII категорий по буримости.

6.2.3.2 Гидро- и пневмоударное бурение

Гидро- и пневмоударники относятся к забойным двигателям. Они в отличие от турбинного и винтового бурения преобразуют поступательное движение очистного агента, подаваемого буровым насосом по колонне бурильных труб, в ударное движение рабочего органа гидро- или пневмоударника. Создание дополнительных динамических нагрузок на вращающийся ПРИ интенсифицирует процесс разрушения породы. Гидро- и пневмоударное бурение совместимо только с вращательными видами бурения, так как разрушение породы происходит в основном за счет вращения коронки или долота.

Недостатками гидроударного бурения являются повышенный расход очистного агента и высокая энергоемкость процесса, а пневмоударного - ограниченная глубина бурения и невозможность использования при наличии водоносных горизонтов. Кроме того, обе разновидности бурения мало эффективны при бурении вязких, пластичных пород.

Оптимальные области применения - скважины различного назначения (группы А, Б, В, Г), в геологическом разрезе которых присутствуют хрупкие, трещиноватые породы VI-XI категорий по буримости, подверженные объемному разрушению, а также направленное бурение крутопадающих пластов пород, способствующих искривлению скважины.

6.2.3.3 Шнековое бурение

Сущность шнекового бурения заключается в непрерывном транспортировании разрушенной породы с забоя скважины на поверхность в процессе углубления скважины. Разрушенная порода поднимается по винтовой поверхности шнека за счет его вращения. Очистный агент при шнековом бурении не используется. Шнековое бурение в настоящее время реализуется с применением БУ, оборудованных подвижным вращателем.

Недостатки шнекового бурения - ограниченная глубина бурения (30-50 м) и невозможность бурения пород выше IV категории по буримости из-за нагрева ПРИ, что обусловлено отсутствием очистного агента.

Достоинствами шнекового бурения являются повышенная скорость бурения мягких пород за счет сокращения (до минимума) числа СПО и универсальность, заключающаяся в возможности выполнения различных операций на забое скважины через полую колонну шнеков (закачка цементного раствора при сооружении буронабивных скважин с последующей установкой арматуры, установка фильтров при бурении водозаборных скважин, отбор керна с

помощью ударно-канатного бурения и т.п.). Отбор керна возможен также при использовании специальных колонковых шнеков.

Шнековое бурение широко используют при сооружении неглубоких скважин различного назначения (группы А, Б, В, Г) и, прежде всего, гидрогеологических и инженерно-геологических.

6.2.3.4 Бурение снарядами со съёмным керноприемником

Сущность бурения ССК и КССК заключается в транспортировке керна с забоя скважины на поверхность без подъема бурильной колонны. Конструктивные отличия этих снарядов от обычного колонкового состоят в использовании съёмного керноприемника, устанавливаемого в специальную колонковую трубу, а также специальных колонн бурильных труб и коронок. СПО производится с помощью автономной лебедки с электроприводом.

Бурение ССК и КССК совместимо с оборудованием и процессами вращательного бурения. Достоинства бурения ССК и КССК - повышение скорости бурения и снижение его трудоемкости за счет ускорения и упрощения СПО. Недостатками являются высокая стоимость бурового снаряда и узкая область применения.

Буровые снаряды со съёмным керноприемником используют при сооружении скважин различного назначения преимущественно группы А, а при необходимости и групп Б, В, Г.

6.2.3.5 Бурение с гидротранспортом керна

Сущность бурения с гидротранспортом керна заключается в непрерывном транспортировании керна с забоя скважины на поверхность в процессе углубки скважины. Транспортирование осуществляется восходящим потоком очистного агента, который закачивается в скважину по межтрубному зазору двойной колонны бурильных труб, а поднимается внутри колонны бурильных труб, увлекая за собой породу (обратная промывка).

Комплекс гидровыноса керна (КГК) в настоящее время используется только на буровых установках, оборудованных подвижным вращателем.

Достоинства бурения КГК - повышение скорости и снижение трудоемкости бурения за счет сокращения (до минимума) СПО. КГК используют при сооружении скважин различного назначения, относящихся к группе А. Недостатками этой разновидности вращательного бурения являются ограниченная глубина бурения (300 м) и возможность бурения исключительно мягких пород (I-IV категории по буримости) из-за недостатка энергии бурового насоса для продавливания монолитных горных пород через вертлюг-сальник.

6.2.3.6 Бурение колонковыми трубами, желонками и забивными стаканами

Колонковые трубы предназначены для отбора керна при использовании вращательных видов бурения. Одинарные колонковые трубы применяются наиболее часто, прежде всего при бурении устойчивых пород, которые не разрушаются потоком очистного агента. При необходимости возможно бурение сыпучих и рыхлых пород без применения очистного агента - «всухую». Двойные и специальные колонковые трубы используются для предотвращения размыва керна потоком очистного агента при его движении по межтрубному пространству.

Желонки чаще используются при ударно-канатном бурении (иногда при вращательном) для подъема керна сыпучих, рыхлых и принудительно раздробленных, превращенных в жидкую массу пород, за счет наличия в нижней части желонки клапана, удерживающего породу при подъеме. Забивные стаканы служат для отбора ненарушенных образцов породы и используются наиболее часто при сооружении инженерно-геологических скважин. Все перечисленные разновидности труб используются при сооружении скважин различного назначения, преимущественно группы А (при необходимости групп Б, В, Г).

6.2.3.7 Алмазное и твердосплавное бурение

Термин «алмазное» происходит от названия истирающего материала, которым армируется рабочая поверхность коронки или долота. Алмазное бурение применяют только в сочетании с промывкой, обеспечивающей качественное охлаждение алмазов.

Основное достоинство этой разновидности бурения заключается в возможности достижения высоких скоростей бурения в твердых абразивных породах. Недостатками алмазного бурения являются высокая стоимость алмазного бурения (инструмента), повышенная чувствительность к динамическим нагрузкам, качеству очистного агента и параметрам режима бурения.

Применяют при бурении скважин различного назначения (группы А, Б, В, Г), разрез которых состоит из твердых, абразивных пород VI-XII категорий по буримости.

Происхождение термина «твердосплавное бурение» связано с типом материала, которым армирован породоразрушающий инструмент. Твердосплавное бурение хорошо сочетается с другими разновидностями и видами бурения и применяется в основном с промывкой (продувкой) очистным агентом, но при необходимости может осуществляться и «всухую». Оно имеет существенно большую область применения, чем алмазное бурение, благодаря своей универсальности. Основной недостаток этой разновидности бурения - низкая эффективность бурения в крепких и абразивных породах из-за быстрого износа ПРИ.

Применяют при бурении скважин различного назначения, разрез которых сложен самыми разными породами.

6.2.3.8 Гидродинамическое бурение

Сущность гидродинамического бурения заключается в разрушении забоя скважины потоком жидкости. Движение жидкости может быть инициировано с помощью эрлифта, бурового насоса или комбинации бурового и струйного насосов.

Применяют при сооружении безфильтровых водозаборных и геотехнологических скважин (группы Б, В), продуктивные горизонты которых сложены рыхлыми породами и водонепроницаемы. Основной недостаток заключается в возможности разрушения только рыхлых пород (I-III категорий по буримости). Кроме того, сложно поддерживать заданную форму скважины.

6.2.3.9 Бурение с отбором керна и бескерновое бурение

Бурение с отбором керна (колонковое бурение) можно производить с помощью вращательного колонкового бурения, но при необходимости керн можно поднять, используя другие виды бурения.

При вращательном бурении (колонковом, роторном и подвижным вращателем) используются коронки или бурильные головки, а при ударно-канатном и вибрационном - забивные стаканы и желонки.

Бурение с отбором керна в основном применяют при сооружении скважин группы А, частично групп Б, В и Г, разрез которых состоит из пород различной твердости, трещиноватости, абразивности и т.п.

Бескерновое бурение (преимущественно роторное и бурение с подвижным вращателем) может сочетаться с остальными видами бурения - колонковым, ударно-канатным и вибрационным.

Основная задача при бескерновом бурении - своевременное удаление большого количества шлама, поскольку в этом случае порода разрушается по всей площади забоя.

Основные достоинства бескернового бурения - уменьшение числа СПО, высокая скорость бурения.

Области применения связаны с бурением эксплуатационных скважин различного назначения (группы Б, В, Г), а также разведочных скважин на твердые ПИ, при бурении которых не требуется отбор керна (группа А).

6.2.3.10 Бурение с промывкой (продувкой)

Сущность бурения скважин с промывкой (продувкой) заключается в обеспечении циркуляции очистного агента по скважине. Промывка (продувка) инициируется при вращательном бурении с целью охлаждения ПРИ, удаления разрушенной породы с забоя и выноса ее на поверхность, а также для закрепления стенок скважины в процессе бурения, создания гидростатического давления на продуктивные горизонты, уменьшения силы трения вращающейся колонны бурильных труб о стенки скважины и т.п.

Циркуляция может происходить по различным схемам (прямая, обратная, комбинированная и призабойная) за счет подачи очистного агента с помощью насоса, компрессора или их совместного использования. Бурение с прямой циркуляцией очистного агента благодаря простоте и универсальности широко используют при вращательном бурении всех групп скважин (А, Б, В, Г).

Бурение с обратной циркуляцией очистного агента применяют при роторном бурении эксплуатационных скважин (группы В, Г) большого диаметра глубиной до 300 м в неустойчивых породах с целью создания гидростатического давления, удерживающего стенки скважины от обрушения, а также при бурении с гидро- или пневмовыносом керна (группа А).

Бурение комбинированной циркуляцией применяют в основном при сооружении разведочных скважин эжекторными снарядами или гидроударниками с целью предотвращения размыва керна очистным агентом.

Бурение с призабойной промывкой (без использования насоса и компрессора) применяют при сооружении разведочных скважин вращательными видами бурения. Призабойная промывка служит для охлаждения породоразрушающего инструмента с помощью локальной циркуляции ОА, возникающей при периодическом подъеме инструмента над забоем скважины.

6.2.3.11 Наклонно и горизонтально направленное, вертикальное бурение

Сущность наклонно направленного бурения скважин заключается в комбинировании методов и технических средств для целенаправленного изменения траектории бурящейся скважины. Траектория таких скважин может отклоняться от вертикального положения принудительно (с помощью клиньев и других отклоняющих компоновок) или самопроизвольно (естественное искривление) из-за наклона пластов, наличия каверн, эксцентриситета бурильных труб и др.

Недостатками наклонно и горизонтально направленного бурения являются: высокая вероятность возникновения аварийной ситуации из-за использования клиньев; повышенные требования к прочности бурильных труб; необходимость частого использования отклонителей и приборов. К основным достоинствам наклонно направленного бурения относятся: возможность определения истинной мощности наклонных пластов и подсечения полезных ископаемых, залегающих в труднодоступных местах (горы, водоемы, болотистая местность и т.д.); возможность обхода естественных препятствий (зданий, дороги, реки и т.п.) при инженерно-техническом бурении.

Наклонно и горизонтально направленное бурение широко применяют при сооружении скважин различного назначения (группы А, Б, В, Г).

Вертикальное бурение является наиболее распространенным и универсальным и охватывает все способы, виды и разновидности бурения, с помощью которых сооружаются скважины самого разного назначения (А, Б, В, Г), поэтому основной объем информации (установки,

оборудование, инструменты, способы выполнения различных процессов и т.п.) относится к вертикальному бурению.

Бурение с поверхности земли, воды или из подземных горных выработок, несмотря на некоторые отличия, имеет единую технологическую базу: задачи, процессы и ресурсы. Основной объем буровых работ приходится на скважины, пробуриваемые с поверхности земли, поэтому технико-технологические разработки, относящиеся к этой разновидности бурения, после частичной модернизации используют при бурении скважин с поверхности воды и подземных горных выработок. Отличия в основном касаются СПО, а также стабилизации надводных БУ и режимов бурения.

6.3 Выбор инструмента

Буровой инструмент для бурения скважин подразделяется на технологический, вспомогательный и аварийный. Технологический инструмент является основным инструментом для бурения скважин. Вспомогательный инструмент предназначен для обслуживания технологического инструмента, аварийный инструмент предназначен для ликвидации аварий при бурении.

6.3.1 Выбор долот

К технологическому инструменту относятся буровой снаряд и буровой сальник. В состав бурового снаряда для бескернового бурения входит породоразрушающий инструмент, переходник, колонна бурильных труб и ведущая труба. В состав бурового снаряда для колонкового бурения входят: колонковый набор, колонна бурильных труб и ведущая труба.

Выбор породоразрушающего инструмента для бескернового бурения.

В качестве породоразрушающего инструмента при бескерновом бурении применяются различные типы долот - лопастные, шарошечные и алмазные. Выбор типа долота зависит от физико-механических свойств горных пород. Диаметр долот, применяющихся при геологоразведочном бурении, соответствует диаметру коронок, приведенному в табл.9, что позволяет чередовать колонковый и бескерновый способ при бурении скважины.

Лопастные долота применяют в мягких породах I-IV категорий по буримости. Лопастные долота (двух или трехлопастные) выпускается диаметром 76 ÷ 151 мм.

Шарошечные долота (двух- и трехшарошечные) при бурении геологоразведочных скважин используют для проходки мягких, средней твердости, твердых и очень твердых пород. Наиболее широко применяют следующие типы шарошечных долот: М - по мягким породам I-IV категорий по буримости; С - по породам средней крепости IV-VII категорий по буримости; Т - по твердым породам VII-IX категорий по буримости; К и ОК (штыревые) - для бурения крепких и очень крепких пород IX-XI категорий.

Кроме перечисленных для бурения перемежающихся пород применяют следующие типы долот: КС - для бурения мягких пород с включением пород средней твердости IV-V категорий по буримости; СТ - для бурения пород средней твердости с включениями твердых пород VI-IX категорий по буримости; ТК - для бурения твердых пород с включениями очень твердых (крепких) пород IX-X категорий по буримости.

Алмазные долота предназначены для проходки небольших интервалов скважин без отбора керна при направленном и многоствольном бурении в твердых и очень твердых породах VIII-XI категорий по буримости. Они бывают однослойными 06А3, 09А3 и импрегнированными типа 08ИЗ. Диаметры долот 46 - 76 мм.

Выбор породоразрушающего инструмента для колонкового бурения.

В качестве породоразрушающего инструмента для колонкового бурения применяют твердосплавные и алмазные коронки. Коронки входят в состав колонкового набора. Твердосплавные коронки используют для бурения мягких и средней твердости пород I-VIII и

частично IX категорий по буримости (при отсутствии кварца). Алмазные коронки используются при бурении твердых и крепких пород VI - XII категории по буримости. Размеры стандартных коронок для одинарных колонковых наборов приведены в табл.6.

Таблица 9
Диаметры долот, применяющихся при бурении

Наружный диаметр коронок, мм	Внутренний диаметр коронок, мм		
	Твердосплавные коронки		Алмазные коронки
	тип М	тип СМ, СТ, СА	
46	-	31	31
59	-	44	42
76	-	59	59
93	57	75	73
112	73	94	92*
132	92	114	-
151	112	133	-

Для бурения мягких пород I-IV категорий по буримости применяют ребристые коронки типа М, изготавливаемые в двух модификациях: М5 и М6. Коронки модификации М5 предназначены для бурения мягких однородных пород I-IV категорий по буримости; М6 - для бурения мягких неоднородных по строению пород, II-IV категорий по буримости, перемежающихся по твердости с включениями щебенчато-галечных отложений V-VI категорий.

Для бурения малоабразивных пород средней твердости IV-VII категорий по буримости применяются коронки типа СМ и СТ: СМ4 для бурения монолитных и перемежающихся горных пород V-VI категорий и частично VII категории по буримости; СМ6 для бурения монолитных и трещиноватых горных пород VI-VII категорий по буримости; СТ2 для бурения малоабразивных трещиноватых и перемежающихся горных пород с твердыми включениями IV-VI категорий по буримости.

Для бурения абразивных пород средней твердости применяются твердосплавные коронки типа СА: СА4 для бурения монолитных и слаботрещиноватых горных пород VI-VIII и частично IX категорий по буримости; СА5 и СА6 для бурения монолитных и перемежающихся горных пород VI-VIII и частично IX категорий.

Твердосплавные коронки для бурения гидроударными и пневмоударными машинами выпускаются серийно и отличаются от обычных твердосплавных коронок. Для гидроударного бурения выпускаются коронки типа КГ диаметром 59-115 мм, для пневмоударного бурения - коронки типа КП, КПД, КПС диаметром 96-153 мм.

Для бурения пород VIII-XII категорий по буримости целесообразно применять алмазные коронки. Их выпускают однослойными и импрегнированными. Однослойные коронки армируют наиболее крупными алмазами от 2-5 до 40-60 шт./кар. и используют для бурения пород VIII-X категорий. Импрегнированные коронки армированы объемными алмазами зернистостью 90-600 шт./кар. и подрезными зернистостью 30-60 шт./кар. Их используют для бурения пород IX-XII категорий.

Характеристика алмазной коронки отражена в маркировке, например, 01А3, 02И4, 16А3.01 (0,2 ... и т.д.) - порядковый номер конструкции коронки, характеризует форму торца матрицы; А (И) - тип коронки - однослойная (импрегнированная); 3 (4, 5) - твердость матрицы (3 - нормальная для бурения в плотных монолитных мало- и среднеабразивных породах; 4 - твердая для бурения в среднеабразивных и абразивных, плотных, монолитных, а также трещиноватых породах; 5 - очень твердая для бурения в очень твердых трещиноватых, весьма абразивных породах).

В практике геологоразведочного бурения наиболее широко применяются следующие типы алмазных коронок: однослойные - 01А3, 01А4, 04А3, 07А3, 14А3, 15А3, 16А3 для бурения

горных пород VII-XI категорий по буримости; импрегнированные - 02ИЗ, 02И4, 03И5, которые используются для бурения соответственно малоабразивных, абразивных и сильно абразивных горных пород IX-XII категорий по буримости. Коронки 01АЗСВ, 01А4СВ, 02ИЗСВ, 02И4СВ, 15АЗСВ армируются синтетическими алмазами.

6.3.2 Выбор элементов колонкового набора

Кроме породоразрушающего инструмента в состав колонкового набора входят: кернорватели, алмазные расширители, колонковые трубы, переходники.

Кернорватели предназначены для отрыва и удержания керна при подъеме колонкового набора из скважины и устанавливаются между коронкой и колонковой трубой. При алмазном бурении для калибровки стенок скважины, повышения износостойкости алмазных коронок и стабилизации работы бурового снаряда применяются алмазные расширители. Алмазный расширитель выполняет также роль кернорвателя.

Колонковые трубы, входящие в состав одинарных колонковых наборов, выпускается по тому же стандарту, что и обсадные трубы ниппельного соединения (см. табл.3). В табл.10 приведены диаметры колонковых труб в зависимости от диаметра и типа коронок.

Таблица 10

Диаметры колонковых труб в зависимости от диаметра и типа коронок

Наружный диаметр коронок	Диаметр колонковых труб, мм	
	Алмазные коронки, твердосплавные коронки типа СМ, СТ, СА	Твердосплавные коронки типа М
36	33,5	-
46	44	-
59	57	-
76	73	-
93	89	73
112	108	89
132	127	108
151	146	127

Переходник служит для соединения колонкового набора с колонной бурильных труб. Состав колонкового набора выбирается для каждого интервала бурения скважины.

Для колонкового бурения в монолитных и слаботрециноватых породах, где плановый выход керна достигается без использования специальных технических средств, применяются одинарные колонковые наборы. Одинарный колонковый набор состоит из породоразрушающего инструмента, кернорвателя, колонковой трубы, переходника, иногда в состав колонкового набора включается шламовая труба. При алмазном бурении в состав колонкового набора рекомендуют включать алмазный расширитель.

6.3.3 Выбор бурильных труб

В данном разделе необходимо обосновать компоновку бурильной колонны, типоразмеров УБТ, бурильных труб для бурения каждого интервала проектируемой скважины.

При проектировании, следует учитывать параметры режима бурения, а при выборе конструкции бурильной колонны к сокращению затрат времени на спуско-подъемные операции.

При бурении используются следующие типы бурильных труб (краткая характеристика их приведена в табл.11):

- 1) стальные бурильные трубы с приваренными замками;
- 2) легкосплавные бурильные трубы ТБЛ;
- 3) утяжеленные бурильные трубы ТБУ (ГОСТ Р 515100).

Таблица 11
Типы бурильных труб

Обозначение трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр замков или муфт, мм	Длина одной трубы	Масса 1 м трубы с соединениями, кг/м
Стальные бурильные трубы с приваренными замками ТБСУ					
ТБСУ-43	43,0	4,5	43,5	1,7 - 4,7	15,0
ТБСУ-55	55,0	4,5	55,5	1,7 - 4,7	21,1
ТБСУ-63,5	63,5	4,5	64,0	1,7 - 6,2	25,5
ТБСУ-70	70,0	4,5	70,5	1,7 - 6,2	28,3
ТБСУ-85	85,0	4,5	85,5	1,7 - 6,2	37,6
Легкосплавные бурильные трубы ТБЛ					
ТБЛ-43	43,0	7,0	43,5	1,7 - 4,7	9,0
ТБЛ-55	55,0	9,0	55,5	1,7 - 4,7	15,0
ТБЛ -63,5	64,0	9,0	64,0	1,7 - 6,2	18,8
ТБЛ-70	70,0	9,0	70,5	1,7 - 6,2	21,2
ТБЛ-85	85,0	9,5	85,5	1,7 - 6,2	29,3
Утяжеленные бурильные трубы ТБУ					
ТБУ-57	57,0	12,0	57,5	1,7 - 6,2	13,4
ТБУ-73	73,0	19,0	73,5	1,7 - 6,2	25,0
ТБУ-89	89,0	22,0	89,5	1,7 - 6,2	36,0
ТБУ-108	108,0	26,0	108,5	1,7 - 6,2	52,0

Выбор бурильных труб зависит от конструкции скважины, конечного диаметра и способа бурения.

Ориентировочное значение диаметра бурильных труб можно определить из соотношения:

$$d_{\text{БТ.}} = 0,9D_{\text{скв.}} \quad (5)$$

где: $d_{\text{БТ.}}$ - диаметр бурильных труб, м;

$D_{\text{скв.}}$ - диаметр скважины, м.

При выборе бурильных труб необходимо учитывать, что легко-сплавные бурильные трубы ниппельного соединения нельзя использовать в скважинах, имеющих ступенчатую конструкцию.

Утяжеленные бурильные трубы, включаемые в нижнюю часть бурильной колонны, служат для создания необходимой осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент, улучшения условий работы бурильной колонны, уменьшения искривления скважин. Применяется, в основном, при бескерновом бурении. Длина колонны УБТ определяется в зависимости от осевой нагрузки:

$$L_{\text{УБТ.}} = \frac{1,25 P_{\text{ос.}}}{q_{\text{УБТ.}} \left(1 - \frac{q_{\text{ж.}}}{q_{\text{О.А.}}}\right) \cos \theta_{\text{ср.}}} \quad (6)$$

где $L_{\text{УБТ.}}$ - длина УБТ, м;

$P_{\text{ос.}}$ - осевая нагрузка, м;

$q_{\text{УБТ.}}$ - вес 1 м УБТ, Н/м;

$q_{\text{ж.}}$ - плотность очистного агента, кг/м³;

$q_{\text{О.А.}}$ - плотность материала труб, кг/м³;

$\theta_{\text{ср.}}$ - средний зенитный угол, град.

6.3.4 Выбор вспомогательного и аварийного инструмента

Для сборки и разборки технологического инструмента применяются следующие разновидности вспомогательного инструмента:

- 1) ключи короночные;
- 2) ключи шарнирные для обсадных и колонковых труб;
- 3) ключи шарнирные для бурильных труб;
- 4) вилки подкладные;
- 5) хомуты шарнирные;
- 6) специальные опоры для сборки колонковых наборов;
- 7) труборазвороты типа РТ-1200 для свинчивания-развинчивания бурильных свечей.

Для обеспечения спуско-подъемных операций применяются следующие виды вспомогательного инструмента:

1) элеваторы с кольцевым фиксатором для осуществления спуско-подъемных операций при небольшой глубине и работе «на вынос»;

2) полуавтоматические элеваторы типа МЗ 50-80-2, ЭН2-20 в комплекте с наголовниками стержневого типа, элеваторы Урал-2, Урал-12, Э18/50 при использовании бурильных труб с кольцевыми проточками в муфте замка.

Необходимо подобрать вспомогательный инструмент, необходимый для обеспечения процесса бурения скважины.

Аварийный инструмент, предназначенный для ликвидации аварий в процессе бурения, подразделяется на ловильный, режущий и силовой.

Для извлечения из скважины элементов бурильной колонны применяются следующие виды ловильного инструмента: метчики, колокола, труболочки, ловушки секторов матриц, магнитные ловители. Для обработки места обрыва бурильных труб и разрушения оставленных в скважине элементов колонкового набора применяется режущий инструмент: фрезеры и труборезы. Для извлечения из скважины прихваченного или заваленного инструмента применяется силовой инструмент: домкраты и вибраторы.

6.4 Гидравлический расчет потерь промывочной жидкости

Необходимо произвести гидравлический расчет и определить требуемое давление в циркуляционной системе.

Гидравлические расчеты производят при подборе насосов, двигателей к ним, турбобуров и бурильных труб для тех или других условий бурения, а также при проектировании наивыгоднейшего и безопасного режима работы насосной группы буровой установки.

Общие потери (сумма гидравлических сопротивлений) складываются из потерь в каждом элементе системы кругового движения промывочной жидкости в процессе бурения:

$$p = p_{\text{тр}} + p_{\text{к.п}} + p_{\text{з}} + p_{\text{д}} + p_{\text{н.л}} + p_{\text{турб}} \quad (7)$$

где p - общий напор на выкидной (напорной) линии бурового насоса (или сумма гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе);

$p_{\text{тр}}$ - гидравлические потери в колонне бурильных труб, Па;

$p_{\text{к.п}}$ - гидравлические потери в кольцевом пространстве, Па;

$p_{\text{з}}$ - потери в замковых соединениях, Па;

$p_{\text{д}}$ - потери в долоте, Па;

$p_{\text{н.л}}$ - потери в напорной линии, Па;

$p_{\text{турб}}$ - потери в турбобуре (в случае турбинного бурения), Па.

Разработан ряд методов и расчетных формул для определения p и его составляющих. Наиболее простой и достаточно точной для производственных условий следует признать методику, предложенную Б.И. Мительманом.

Гидравлические потери в бурильных трубах могут быть определены по формуле:

$$p_{\text{тр}} = \alpha_{\text{т.р.}} \rho Q^2 L \quad (8)$$

где $\alpha_{\text{тр}}$ - коэффициент, пропорциональный коэффициенту сопротивления (см. табл. 12 А);

ρ - плотность промывочной жидкости, г/см³;

Q - расход жидкости, л/с;

L - длина бурильных труб, м.

Таблица 12 А
Значения коэффициента $\alpha_{тр}$ для воды и глинистых растворов

Диаметр буровых труб, мм	Толщина стенки, мм	Значение коэффициента $\alpha_{тр} \cdot 10^8$		
		Вода	Глинистые растворы	
168			Q < 26-28 л/с	Q > 26-28 л/с
	8	205	235	215
	9	215	250	230
	10	245	275	260
146			Q < 22-24 л/с	Q > 22-24 л/с
	8	440	480	460
	9	480	530	520
	11	560	620	590
141			Q < 20-22 л/с	Q > 20-22 л/с
	8	535	5 808	560
	9	580	640	610
	11	680	750	720
114			Q < 15-16 л/с	Q > 15-16 л/с
	8	1 750	1 900	1 820
	10	2 220	2 500	2 300

Потери давления в одном замковом соединении:

$$p_{с.} = \alpha_s \rho Q^2 \quad (9)$$

где α_s - значение коэффициента гидравлических потерь в замках (табл. 12 Б).

В компоновке следует предусмотреть элементы БК для качественного строительства ствола скважины и безаварийной работы.

Если скважина наклонно-направленная, в составе компоновки БК следует предусмотреть отклоняющие устройства в интервалах набора и снижения угла кривизны с заданной интенсивностью.

Выполнить проектировочный расчёт буровой колонны и конструкции низа буровой колонны.

Компоновку буровой с указанием типоразмеров УБТ и БТ их длин и веса, коэффициента запаса прочности представить в виде таблицы.

Потери давления в утяжеленных буровых трубах:

$$p_{УБТ} = \alpha_{УБТ} \rho Q^2 l_{УБТ} \quad (10)$$

где $\alpha_{УБТ}$ - коэффициент (табл. 13);

$l_{УБТ}$ - длина УБТ, м.

Таблица 12 Б
Значения коэффициента α_{ζ}

Диаметр бурильных труб, мм	Толщина стенки, мм	Значение коэффициента $\alpha_{\zeta} \cdot 10^5$
168	8	0,6
	9	0,6
	10	1,45
141	8	2,1
	9	2,2
	19	2,8
114	8	11,3
	10	16,8

Таблица 13
Значения коэффициента $\alpha_{\text{УБТ}}$ для УБТ разного диаметра

Диаметр УБТ, мм	Значение коэффициента $\alpha_{\text{УБТ}} \cdot 10^5$
203	2,24
178	5,9
146	8,0

Потери давления в кольцевом пространстве:

$$P_{\text{к.р.}} = \alpha_{\text{к.п.}} \rho Q^2 L \quad (11)$$

где $\alpha_{\text{к.п.}}$ - коэффициент, значения которого приведены в табл. 14.

Таблица 14
Значения коэффициента $\alpha_{\text{к.п.}}$ для воды и глинистых растворов

Номер долота	Диаметр бурильных труб, мм	Значение коэффициента $\alpha_{\text{к.п.}} \cdot 10^8$		
		Вода	Глинистые растворы	
12	168	48	$Q < 50 \text{ л/с}$	$Q > 50 \text{ л/с}$
	146	31	85	60
	141	26	60	40
			50	35

			$Q < 50 \text{ л/с}$	$Q > 50 \text{ л/с}$
	168	100	130	110
11	146	68	85	70
	141	42	65	50
			$Q < 40 \text{ л/с}$	$Q > 40 \text{ л/с}$
	168	280	350	300
10	146	245	190	160
	141	190	170	145
			$Q < 30 \text{ л/с}$	$Q > 30 \text{ л/с}$
	146	485	600	510
9	141	405	490	425
	114	185	230	200
			$Q < 20 \text{ л/с}$	$Q > 40 \text{ л/с}$
8	141	1530	2000	1600
	114	490	600	520

Потери давления в долотных отверстиях:

$$P_{д.} = \alpha_{д.} \rho Q^2 \quad (12)$$

где $\alpha_{д.}$ - коэффициент, значения которого приведены в табл. 15.

Таблица 15 Значения коэффициента $\alpha_{д.} \cdot 10^5$ для некоторых промывочных растворов

Промывочный раствор	Номер долота				
	12		10		8
	Типоразмер турбобура				
	T12M3-10, TC4-10	T12M3-9, TC4-9	T12M3-9, TC4-9	T12M3-8, TC4-9	T12M3-6½, TC4-6½
	Вода	210	225	400	425
Глинистый раствор	210	250	440	460	2 400

Поскольку расход жидкости через все элементы обвязки одинаковый, полные потери давления в напорной линии определяют по формуле:

$$p_{н.л.} = \alpha_{н.л.} \rho Q^2 \quad (13)$$

где $\alpha_{н.л.} = \sum \alpha_i$, α_i - коэффициент потерь рассматриваемого элемента обвязки.

Найденные в результате исследований значения коэффициентов потерь на отдельных участках приведены в табл. 16.

Таблица 16

Значения коэффициентов гидравлических потерь в элементах напорной линии

Элемент напорной линии	Значение коэффициента
Стояк диаметром 168 мм	0,0004
Буровой шланг и вертлюг	0,0021
Квадратная штанга диаметром, мм:	
112	0,00124
140	0,0009
155	0,0005

7. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Этот раздел курсового проекта является основным. Техническая часть курсового проекта должна быть не менее 40% от общего объёма. В данном разделе необходимо на основании расчетных данных произвести выбор бурового оборудования, обосновать этот выбор и описать параметры выбранного оборудования.

Техническая часть должна содержать расчеты основного бурового оборудования. При необходимости, производится расчет вспомогательного оборудования. Выбор оборудования должен быть произведен на основании расчётных или иных технических данных, регламентированных нормативно-технической документацией (ГОСТ, ТУ).

7.1 Расчет, выбор и обоснование тип буровой установки (БУ)

Процедура выбора класса буровой установки изложена в методических рекомендациях ВНИИБТ по выбору комплектной буровой установки при составлении проекта на строительство скважины.

Исходными данными для выбора буровой установки являются параметры и конструкция скважины, компоновка и состав бурильной колонны, режим промывки скважины, состав и параметры противовыбросового оборудования.

Выбор буровой установки осуществляют по их классификационным параметрам - допускаемой нагрузке на крюке и условной глубине бурения. Следует отметить, что глубина бурения является предварительным ориентировочным параметром для выбора буровой установки. Выбор же буровой установки осуществляется по ее главному параметру - допускаемой нагрузке на крюке, определяемой из двух условий:

$$Q_{\text{доп.}} = K_o Q_{\text{OK}_{\text{MAX}}} \quad (14)$$

$$Q_{\text{доп.}} = K_6 Q_{\text{БК}_{\text{MAX}}} \quad (15)$$

где $Q_{\text{доп.}}$ - допускаемая нагрузка на крюке (принимается максимальное значение из полученных двух), кН;

$Q_{\text{OK}_{\text{MAX}}}$ - вес в воздухе наиболее тяжелой обсадной колонны в конструкции скважины. (При спуске колонны секциями - вес секции колонны или хвостовика, включая вес труб, на которых производится их спуск), кН;

$Q_{\text{БК}_{\text{MAX}}}$ - вес в воздухе наиболее тяжелой бурильной колонны при бурении скважины, кН;

K_o, K_6 - коэффициент запаса допускаемой нагрузки на крюке по обсадной и бурильной колоннам соответственно.

При бурении скважин с большим отклонением от вертикали (наклонно направленных, горизонтальных) расчет нагрузок на крюке производится с учетом профиля скважины (зенитного угла, радиуса искривления, смещения забоя). В данном пособии эти вопросы не решаются.

Коэффициент запаса по бурильной колонне принимается равным:

$$K_6 = 1,67 \dots 2,0 \quad (16)$$

Следует иметь в виду, что уменьшение коэффициента запаса влечет за собой понижение долговечности узлов и элементов подъемного механизма буровых установок. Поэтому для обеспечения повышенного срока службы оборудования предпочтительным является значение

$$K_6 \geq 2,0 .$$

Коэффициент запаса допускаемой нагрузки на крюке по обсадной колонне K_o принимается из условия обеспечения запаса прочности резьбовых соединений обсадных

колонн, равным $K_0 = 1,15 \dots 1,6$.

В зарубежной практике выбор грузоподъемности буровых установок осуществляют по рекомендациям Американского национального стандарта ANSI/API 8A-92, утвержденного 12 июля 1993 г. "Спецификация на буровое и эксплуатационное спуско-подъемное оборудование".

В соответствии с этим стандартом Американский нефтяной институт (API) рекомендует максимальные нагрузки, действующие на крюке, приводить в тоннах (2000 фунтов) (так называемые короткие тонны).

Данный стандарт регламентирует размерный ряд нагрузок для выбора типоразмера подъемного оборудования, приводимый ниже

5	40	350
10	65	500
15	100	650
25	150	750
	250	1000

При определении типоразмера оборудования по рекомендуемой нагрузке необходимо обеспечить коэффициент надежности (запаса грузоподъемности), приводимый ниже в таблице, и при конструировании необходимо обеспечить, чтобы действующие напряжения не превышали 0,58 от предела текучести материала детали.

Расчетная нагрузка R, (короткие тонны)	Расчетный коэффициент надежности K_n
150 и менее	3,00
От 150 до 500	$3,00 - 0,75 \cdot (R - 150)/350$
Более 500	2,25

где R - величина нагрузки в тоннах.

Рекомендуемые коэффициенты запаса грузоподъемности (надежности) в зависимости от нагрузки. Максимальная допускаемая нагрузка на крюке:

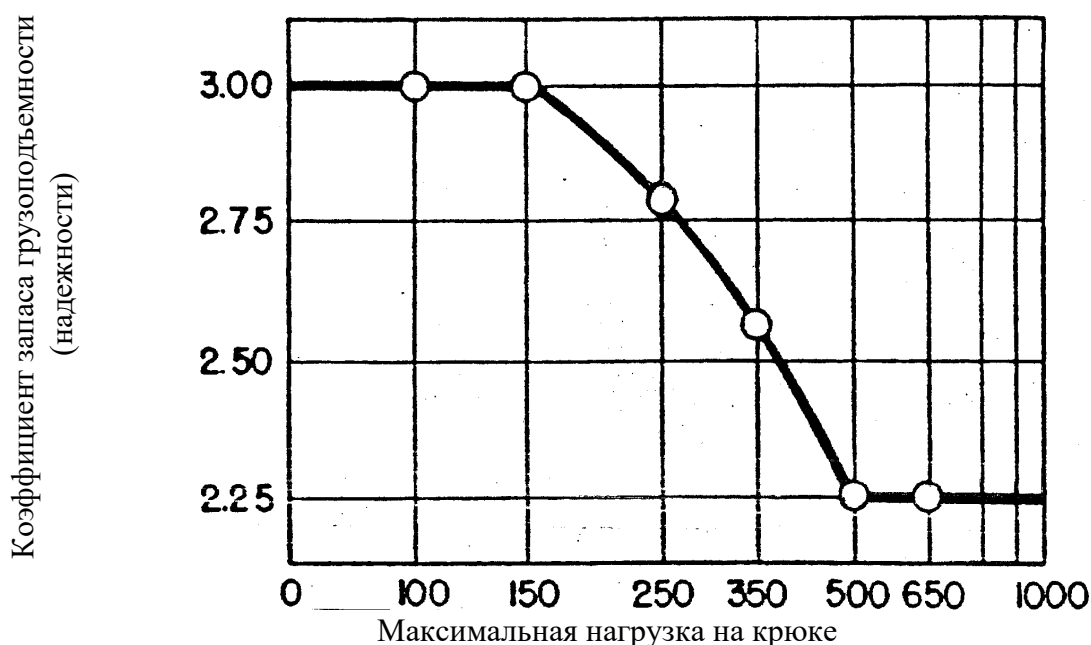


Рис. 7 Зависимость коэффициента запаса грузоподъемности от допускаемой нагрузки на крюке.

Этим же стандартом рекомендуется величина испытательной нагрузки:

$$R_{\text{исп.}} = 0,8 \cdot R \cdot K_{\text{н.}} \quad (17)$$

но не менее $2R$

где R - расчетная нагрузка, в коротких тоннах;

$K_{\text{н.}}$ - коэффициент надежности.

В качестве альтернативной стандартом предусматривается методика определения грузоподъемности, базирующаяся на знании пределов прочности и текучести материала деталей и их разрушающей нагрузки:

$$R = \frac{\sigma_{\text{T}} \cdot R_{\text{разр.}}}{2a \cdot \sigma_{\text{в}} \cdot K_{\text{н.}}}$$

(18)

где σ_{T} - предел текучести материала МПа;

$\sigma_{\text{в}}$ - предел прочности МПа;

$R_{\text{разр.}}$ - разрушающая нагрузка, тонны;

$K_{\text{н.}}$ - коэффициент запаса грузоподъемности (надежности).

Если величина нагрузки выражается в метрических тоннах, то расчетный коэффициент надежности определяется по формуле:

$$K_{\text{н}} = 3,00 - 0,75 \frac{R-136}{318} \quad (19)$$

В табл. 17 приведены параметры буровых установок, выпускаемых отечественными заводами бурового оборудования.

В шифрах буровых установок принято:

БУ - буровая установка;

Первое число - условная глубина бурения по ГОСТ 16293-89 в метрах;

Второе число - допускаемая нагрузка на крюке по ГОСТ 16293-89 в десятках кН;

Э - электрический (переменного тока) привод основных механизмов с питанием от промышленной электросети;

ДГ - дизель-гидравлический привод основных механизмов;

ЭР, ЭП - электрический регулируемый (тиристорный) привод основных механизмов с питанием от промышленной электросети;

ДЭР, ДЭП - электрический регулируемый (тиристорный) привод основных механизмов с питанием от автономных дизель-электрических станций;

У - универсальная монтажеспособность;

К - кустовое бурение;

1, 1М, 2М - модификация установок.

Таблица 17. Параметры буровых установок

Наименование параметров	Значения параметров для классов буровых установок											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	800	1000	1250 ¹⁾	1600	2000	2500	3200	4000 ¹⁾	5000 ¹⁾	6300	8000 ¹⁾	10000
Условная глубина бурения, м	1250	1600	200	2500	3200	4000	5000	6500	8000	10000	12500	16000
Скорость подъема крюка при расхаживании колонны, м/с	0,1 - 0,25											
Скорость подъема крюка без нагрузки, м/с, не менее	1,5										1,3	
Расчетная мощность, развиваемая приводом на входном валу подъемного агрегата ²⁾ кВт	200 - 240	240 - 360	300 - 440	440 - 550	550 - 670	670 - 900	900 - 1100	1100 - 1500	1500 - 2000	2200 - 3000	3000-4000	
Диаметр отверстия в столе ротора, мм, не менее ²⁾	440	520			700				950		1250	
Расчетная мощность привода ротора, кВт, не более	180		300		370			440	550		750	
Мощность бурового насоса, кВт, не менее ²⁾	375	<u>475</u> 375 ³⁾	<u>600</u> 475 ³⁾		<u>750</u> 600 ⁴⁾		<u>950</u> 750 ⁴⁾	950	1180			
Высота основания (отметка пола буровой), м, не менее ²⁾	3	5	5,5		6 ⁵⁾			8	9	10	11	

- 1) В классах 3, 8, 9 и 11 допускается изготовление буровых установок с допускаемыми нагрузками на крюке соответственно 1400, 4500, 5800 и 9000 кН.
- 2) Не распространяется на морские буровые комплексы.
- 3) Для буровых установок на постоянной транспортной базе.
- 4) Не допускается применять в установках кустового бурения.
- 5) В буровых установках 7-го класса, предназначенных для работы в условиях агрессивных сред - не менее 8 м.

Таблица 18. Параметры буровых установок Уралмашзавода

Наименование параметров	БУ 3200/200ЭУК-2М2 БУ 3200/200ЭУК-2М2У БУ 3200/200ЭУК-2М2Я БУ 3200/200ЭУ-1М БУ 3200/200ЭУ-1У		БУ 3200/200ЭУК- 3МА	БУ 3200/200ДГУ-1М БУ 3200/200ДГУ-1У БУ 3200/200ДГУ-Т	БУ 5000/320ДГУ-1 БУ 5000/320ДГУ-1Т	БУ 5000/320ЭР БУ 5000/320ЭР-О БУ 5000/320ЭУК-Я БУ UNOC 320ДЕ				БУ 6500/400ЭР	БУ 5000/450ЭР-Т	БУ 8000/500ЭР БУ UNOC 500ДЕ	НБО-1К	НБО-Д	НБО-Э	БЗД86-1	БЗД86-2
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2000		2000	2000	3200	3200				4000	4500	5000	2000	2250	2250	3200	3260
Условная глубина бурения, м	3200		3200	3200	5000	5000				6500	5000	8000	3200	3600	3600	5000	5000
Скорость подъема крюка при расхаживании колонны, м/с	0,2 ± 0,05		0,1- 0,2	0,2	0,2	0,1 - 0,2				0,1- 0,2	0,2	0,2	0,2	0,19	0,18	0,16	0,16
Скорость подъема элеватора (без нагрузки), м/с, не менее	1,5		1,5	1,5	1,82	1,6				1,6	1,5	1,6	1,5	1,58	1,5	1,43	1,43
Расчетная мощность на входном валу подъемного агрегата, кВт	670		670	670	1100	1100				1475	1100	2200	670	710	700	690	690
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	700		700	700	700	700				700	700	950	700	700	700	700	700
Расчетная мощность привода ротора, кВт, не более	370		370	280	370	370				440	440	500	370	370	370	218	218
Мощность бурового насоса, кВт	950		950	950	950	950	1180			950	1180	1180	600	600	600	600	600
Вид привода	Э		ЭР	ДГ	ДГ	ЭР				ЭР	ЭР	ЭР ДЕ	Э	Д	Э	Д	Д
Длина бурильных труб диаметром 114 мм (емкость магазинов), размещенных на подсвечнике, м	4000		4000	4000	6000	6000				8000	5500	8200	4000	-	-	4000	4000
Высота основания (отметка пола буровой), м	7,2	6,0	7,2	6,0	8,0	8,0	6,2	9,4	8,0	8	8	10	7,2	-	-	6,5	6,5/ 8
Просвет для установки стволовой части превентеров, м	5,7	4,7	5,7	4,7	6,7	6,7	5,0	7,4	6,7	6,7	6,7	8,5	5,7	-	-	5,2	5,2/ 6

продолжение Таблицы 18

Механизмы и агрегаты	БУ 3200/200ЭУК-2М2 БУ 3200/200ЭУК-2М2У БУ 3200/200ЭУК-2МЯ	БУ 3200/ 200ЭУК-3МА	БУ 3200/200ДГУ-1М БУ 3200/200ДГУ-1У БУ 3200/200ДГУ-1Т*	БУ 3200/200ЭУ- 1М БУ 3200/200ЭУ-1У	НБО-1К	БУ 5000/ 320ЭУК-Я
Лебедка буровая	ЛБУ22-720	ЛБУ22-670	ЛБУ22-720	ЛБУ22-720	ЛБУ22-720	ЛБУ37-1100
Насос буровой	УНБТ-950А	УНБТ-950А	УНБТ-950А	УНБТ-950А	УНБ-600А	УНБТ-950А
Ротор	Р-700	Р-700	Р-700	Р-700	Р-700	Р-700
Комплексы механизмов АСП	-	АСП-3М1	АСП-3М1	АСП-3М1	-	-
Кронблок	УКБ-6-250	УКБА-6-250	УКБА-6-250	УКБА-6-250	УКБ-6-250	УКБ-6-400
Талевый блок	-	УТБА-5-200	УТБА-5-200	УТБА-5-200	-	-
Крюкоблок	УТБК-5-225	-	-	-	УТБК-5-225	УТБК-5-320
Вертулг	УВ-250МА	УВ-250МА	УВ-250МА	УВ-250МА	УВ-250МА	УВ-320МА
Вышка	ВМР-45х200У	ВМА-45х200-1	ВМА-45х200-1	ВМА-45х200-1	ВМР- 45х200У	ВМР-45х320
Привод основных исполнительных механизмов и агрегатов	<u>Лебедки и ротора</u> Электродвигатель АКБ-13-62-8-УХЛ2 <u>Буровых насосов</u> Электродвигатель АКСБ-15-54-6-УХЛ2	<u>Лебедки, ротора и буровых насосов</u> Электродвигатели 4ПС450-1000-УХЛ2	<u>Лебедки, ротора и буровых насосов</u> Групповой от трех силовых агрегатов типа СА-10	<u>Привод лебедки и ротора</u> Электродвигатель АКБ-13-62-8-УХЛ2 <u>Привод буровых насосов</u> Электродвигатель АКСБ- 15-54-6-УХЛ2		<u>Привод лебедки, ротора и насосов</u> Индивидуальный от электродвигателя 4ПС450-1000- УХЛ2
Циркуляционная система	ЦС3200ЭУК-2М-У1		МС3200-У1 ЦС3000ДГУ-1Т*	ЦС3200-01-У1	ЦС3200ЭУ К-2М-У1	-

продолжение Таблицы 18

Механизмы и агрегаты	БУ 5000/ 320 ДГУ-1Т БУ 5000/320ДГУ-1	БУ 5000/ 320ЭР-О	БУ 5000/320ЭР БУ UNOC 320ДЕ	БУ5000/450ЭР-Т	БУ 6500/400ЭР	БУ8000/500 ЭР	БУ UNOC 500ДЕ
Лебедка буровая	ЛБУ37-1100Д	ЛБУ37- 1100	ЛБУ37-1100	ЛБУ42-1100Т	ЛБУ2000ПМ	ЛБУ3000М1	ЛБУ3000М1
Насос буровой	УНБТ-950А	УНБТ-950А	УНБТ-950А	УНБТ-1180А1	УНБТ-950А	УНБТ- 1180А1	УНБТ- 1180А1
Ротор	Р-700	Р-700	Р-700	Р-700	Р-700	Р-950	Р-700
Комплексы механизмов АСП	АСП-3М4	АСП-3М4	АСП-3М4	-	АСП-3М5	АСП-3М6	АСП-3М6
Кронблок	УКБА-6-400	УКБА-6-400	УКБА-6-400	УКБА-7-500	УКБА-7-500	УКБА-7-600	УКБ-7-600
Талевый блок	УТБА-5-320	УТБА-5- 320	УТБА-5-320		УТБА-6-400	УТБА-6-500	УТБА-6-500
Крюкоблок	-	-	-	УТБК-6-450	-	-	-
Вертлюг	УВ-320МА	УВ-320МА	УВ-320МА	УВ-450МА	УВ-450МА	УВ-320МА, УВ-450МА	УВ-450МА
Вышка	ВМА-45х320	ВМА- 45х320	ВМА-45х320	ВУ-45х450	ВУ-45х400	ВУ- 45х500А	ВУ-45х500А
Привод основных исполнительных механизмов и агрегатов	<u>Привод лебедки, ротора и буровых насосов</u> Групповой от 4-х силовых агрегатов типа СА-10	<u>Привод буровой лебедки</u> Электродвигатель 4ПС-450-1000-УХЛ2 <u>Привод буровых насосов</u> Электродвигатель 4ПС-450-1000-УХЛ2		<u>Привод лебедки, ротора и буровых насосов</u> Индивидуальный от электродвигателей 4ПС-450-1000-УХЛ2	<u>Привод лебедки</u> Электродвигатель ДПЗ 99/85-6КМ2 <u>Привод ротора и буровых насосов</u> Электродвигатели 4ПС-450-1000-УХЛ2	<u>Привод лебедки</u> Электродвигатели ДПЗ 99/85-6КМ2 <u>Привод ротора и буровых насосов</u> Электродвигатели 4ПС-450-1000-УХЛ2	
Циркуляционная система	ЦС5000ДГУ-1Т ЦС5000ДГУ-1	ЦС5000ЭУ	ЦС5000Э Р-У1	ЦС5000.450ЭР-Т	ЦС6500ЭР	ЦС8000 ЭР	Комплекс оборудования зарубежных фирм

продолжение Таблицы 18

Механизмы и агрегаты	НБО-Э	НБО-Д	БОЗД86-1	БОЗД86-2
Лебедка буровая	ЛБУ-1200	ЛБУ-1200	ЛБУ-1200Д-1	ЛБУ-1200Д-П
Насос буровой	УНБ-600А	УНБ-600А	УНБ-600А	УНБ-600А
Ротор	Р-700	Р-700	Р-700	Р-700
Комплексы механизмов АСП	-	-	-	-
Кронблок	УКБ-6-270	УКБ-6-270	УКБА-7-400	УКБ-7-400
Талевый блок	УТБ-5-225	УТБ-5-225	УТБ-6-320	УТБ-6-320
Крюкоблок	УТБК-5-225	УТБК-5-225	УТБК-6-320	УТБК-6-320
Вертлюг	УВ-250МА	УВ-250МА	УВ-320МА	УВ-320МА
Вышка	-	-	-	ВМР-45х320-1
Привод основных исполнительных механизмов и агрегатов	<u>Привод лебедки и ротора</u> Электродвигатель АКБ13-62-8-УХЛ2 <u>Привод буровых насосов</u> Электродвигатель СДБМ99/46-8-УХЛ2	<u>Привод лебедки, ротора и одного бурового насоса</u> Групповой от 3-х дизелей В2500ТКС4 <u>Привод второго бурового насоса</u> Групповой от 2-х дизелей В2500ТКС4		
Циркуляционная система	-	-	-	-

Таблица 19 Параметры буровых установок Волгоградского завода буровой техники

Наименование показателей	БУ 1600/100ДГУ	БУ 1600/100ЭУ	БУ 2900/175ДГУ-М1	БУ 2900/175ЭП-М БУ 2900/175ДЭП-2	БУ 2900/175ЭПК	БУ 2900/175ЭПБ-М1	БУ 2900/200ЭПК	БУ 1600/100ДММ
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	1000	1000	1750	1750	1750	1750	2000	1000
Условная глубина бурения, м	1600	1600	2900	2900	2900	2900	2900	1600
Скорость подъема крюка при расхаживании колонны, м/с	0,1-0,2	0,22	0,1-0,2	0,1-0,2	0,1-0,2	0,1-0,2	0,1-0,2	0,1-0,2
Скорость подъема элеватора (без нагрузки), м/с, не менее	1,7	1,7	1,95	1,54	1,54	1,66	1,66	1,6
Расчетная мощность на входном валу подъемного агрегата, кВт	300	300	550	550	550	550	550	300
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	560	560	560	560	560	560	560	560
Расчетная мощность привода ротора, кВт	180	180	180	180	180	180	180	180
Мощность бурового насоса, кВт	475	475 (600)	600	600	600	600	600	600
Вид привода	ДГ	Э	ДГ	ЭП ДЭП	ЭП	ЭП	ЭП	Д
Длина бурильных труб диаметром 114 мм (емкость магазинов), размещенных на подсвечнике, м	2000	2000	3500	3500	3500	3500	3500	2000
Высота основания (отметка пола буровой), м	5,0	5,0 (8)	5,5	6,1	7,75	6	8	6,4
Просвет для установки стволовой части превентеров, м	3,86	3,86 (6,86)	4,1	4,7	6,4	4,7	6,64	5,05
Масса установки, т	372	343 (375)	359	308 (ЭП) 495 (ДЭП)	528	468	706,5	330

Продолжение таблицы 1

Наименование механизмов и агрегатов	Обозначение механизмов и агрегатов буровых установок						
	БУ 1600/ 100ДГУ	БУ 1600/ 100ЭУ	БУ 2900/ 175ДГУМ1	БУ 2900/175ЭП-М БУ 2900/175ДЭП-2 БУ 2900/175ЭПК	БУ 2900/ 175ЭПБМ1	БУ 2900/ 200ЭПК	БУ 1600/ 100ДММ
Лебедка буровая	Б7.02.00.000	Б7.02.00.000	С6.02/ЛБ-750	Б1.02.030.000	Б1.02.02.000	Б1.02.02.000-01	М12.02.02.000
Насос буровой	НБТ-475	НБТ-475 (НБТ-600-1)	НБТ-600-1	НБТ-600-1	НБТ-600-1	НБТ-600-1	НБТ-600-1
Ротор	Б1.17.03.000	Б1.17.03.000	Б1.17.03.000	Б1.17.03.000	Б1.17.03.000	Б1.17.03.000	Б1.17.03.000
Кронблок	Б4.10.00.000	Б4.10.00.000	С610А/БУ2500ЭУ	Б1.10.00.000	Б1.10.00.000	Б38.10.00.000	М11.01.10.000
Крюкоблок	-	-	С611Б/БУ2500ЭУ	Б31.11.00.000	Б31.11.00.000	Б38.11.00.000	М11.14.00.000
Крюк	Б4.34.00.000	Б4.34.00.000	-	-	-	-	-
Талевый блок	Б4.15.00.000	Б4.15.00.000	-	-	-	-	-
Вертлюг	Б1.56.00.000	Б1.56.00.000	Б1.56.00.000	Б1.56.00.000	Б1.56.00.000	Б1.56.00.000	Б1.56.00.000
Вышка буровая	Б4.01.00.000	Б4.01.00.000	С6.01/БУ2500ЭУ	Б1.01.00.000 (ЭП) Б11.01.00.000 (ДЭП) Б11.01.00.000-01 (ЭПК)	Б12.01.00.000	Б12.01.00.000-01	М12.01.00.000
Привод основных исполнительных механизмов и агрегатов	<u>Привод лебедки, ротора и насосов</u> Дизельгидравлические агрегаты С6.325/САТ-450	<u>Привод лебедки и ротора</u> Электродвигатель 4АОКБ-450Х-6УХЛ2 <u>Привод насосов</u> Электродвигатель АКСБ-15-44-6-6УХЛ2 (СДБО-99/49-8У2)	<u>Привод лебедки, ротора и насосов</u> Дизельгидравлические агрегаты С6.325/САТ-450	<u>Привод лебедки</u> Электродвигатель МПЭ500-500УХЛЗ <u>Привод насоса</u> Электродвигатель П245048-УХЛЗ <u>Привод ротора</u> Электродвигатель Д-816	<u>Привод лебедки</u> Электродвигатель МПЭ500-500УХЛЗ <u>Привод насоса</u> Электродвигатель П245048-УХЛЗ <u>Привод ротора</u> Электродвигатель Д-816		<u>Привод лебедки и ротора</u> Двигатель ЯМЗ8401.10 (шасси) <u>Привод насосов</u> Дизель 6V396ТС4

7.2 Расчет и выбор превентора

При бурении в условиях, когда давление в продуктивном пласте превышает гидростатическое давление жидкости на пласт, возможны выбросы из скважины нефти и газа, то есть своего рода нежелательные фонтаны. Для исключения таких случаев устье скважины оснащается противовыбросовым оборудованием, позволяющим оперативно перекрыть и герметизировать скважину до принятия тех или иных технологических мер по восстановлению нормального функционирования скважины. Основу противовыбросового оборудования составляют превенторы различных типов, в том числе плашечные, своего рода задвижки кольцевые (универсальные) и вращающиеся.

Плашечный превентор (рис. 8) перекрывает скважину сдвигающимися к оси скважины плашками, имеющими металлическую основу и резиновую уплотняющую часть. Перемещаются плашки под действием давления в гидроцилиндрах, расположенных симметрично относительно оси скважины, как и плашки.

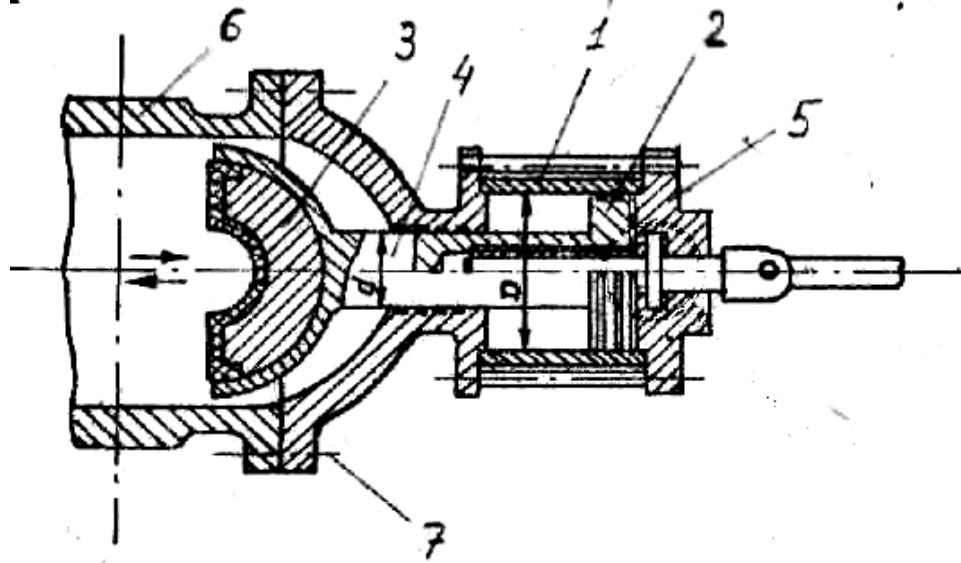


Рис. 8. Плашечный превентор.

Обычно на устье монтируют два плашечных превентора: один с глухими, а другой с проходными (трубными) плашками. Глухие плашки перекрывают все сечения скважины, если в ней в момент выброса отсутствуют буровые трубы, а проходные, показанные на рисунке 10, позволяют обжать буровую трубу, если колонна труб находится в скважине, и таким образом так же герметизировать её. Превентор бывает сдвоенным и тогда он содержит как глухую, так и проходную плашку.

Методика расчета.

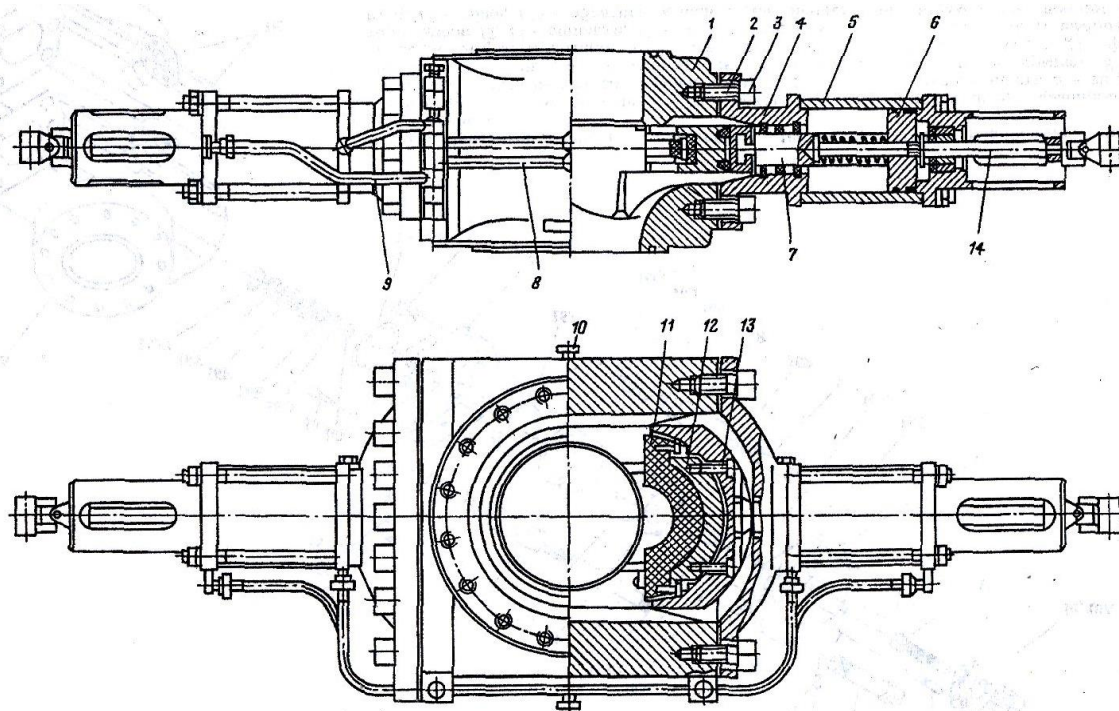


Рис. 9. Расчетная схема

1 - корпус; 2 - резиновые прокладки; 3 - винты; 4 - откидные крышки; 5 - гидроцилиндр; 6 - поршень; 7 - шток; 8 - коллектор; 9 - трубопровод 10 - паропроводы; 11 - резиновые уплотнения плашек; 12 - сменные вкладыши; 13 - корпус плашки; 14 - фиксирующий винт

Расчёт гидроцилиндра 1 плашечного превентора требует определения его диаметра:

$$D = \sqrt{\frac{4F}{v}} \quad (20)$$

где F - площадь поршня, м^2 .

Чтобы преодолеть выталкивающее усилие на поршень 2, создаваемое давлением среды на плашку 3 при закрытии превентора, цилиндр должен развить усилие:

$$p = p_c \frac{vd^2}{4} \quad (20)$$

где p_c - давление в скважине, МПа;

d - диаметр штока 4, м.

Для закрытия превентора необходимо усилие:

$$P_p = pF = p \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (21)$$

где p - наибольшее рабочее давление, необходимое для закрывания плашек,

$p > p_c$, МПа;

P - суммарное усилие, развиваемое в цилиндре, Н.

$$P = P_p + \sum T = p \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} + \sum T \quad (22)$$

Сила трения:

$$(23) \quad T = p \cdot n \cdot v \cdot d \cdot h_0 \cdot f$$

где n - число уплотнительных колец; $n=4$;

h_0 - площадь контакта одного уплотнительного кольца с сопрягаемой поверхностью, м²:

$$h_0 = v \cdot d \cdot a \quad (24)$$

где a - ширина уплотнительного кольца; $a = 3$ мм;

f - коэффициент трения резины по стали;

$f=0,01 \div 0,07$.

Теперь площадь поршня:

$$F = \frac{P}{p} \quad (25)$$

и можно определить диаметр гидроцилиндра.

Проверочный расчёт прочности гидроцилиндра проводят по формуле допускаемого давления:

$$[p] = \frac{2[\sigma]S}{D} \quad (26)$$

где $[\sigma]$ - допускаемое напряжение для материала гидроцилиндра;

$$[\sigma] = (0,3 - 0,4)\sigma_B \quad (27)$$

где σ_B - предел прочности материала, МПа;

D - внутренний диаметр цилиндра, м.

S - толщина стенки цилиндра, м.

Крышка гидроцилиндра 5 испытывает нагрузки, создаваемые давлением внутри цилиндра и давлением в скважине, которое действует на шток поршня:

$$Q = \frac{\pi(D-d)^2}{4} \cdot p + \frac{\pi d^2}{4} \cdot p_c \quad (28)$$

Крышка гидроцилиндра имеет прямоугольную форму и крепится к крышке корпуса превентора 6 шпильками 7.

Каждая шпилька с учётом затяжки воспринимает усилие:

$$P = 1,2 \frac{Q}{Z} \quad (29)$$

где Z - число шпилек, шт.;

1,2 - коэффициент затяжки.

Изгибающий момент во фланце от действия одной шпильки:

$$M_{из.} = Pl \quad (30)$$

где l - плечо изгиба, м.

Момент сопротивления изгибаемого участка:

$$W = \frac{bh^2}{6} \quad (31)$$

где b - длина сечения, м;

h - высота сечения, м.

Напряжение изгиба:

$$\sigma_{из.} = \frac{M_{из.}}{W} \quad (32)$$

Шток 4 проверяется на устойчивость. Предварительно определяется гибкость штока.

$$Z = \frac{\mu l}{i_{min}} \quad (33)$$

где μ – коэффициент, зависящий от вида закрепления концов штока; $\mu=0,5$;

l - длина свободной части штока, м;

i_{min} - наименьший радиус инерции поперечного сечения штока, м.

Устойчивость штока определяется по условию:

$$n = \frac{P_{кр.}}{P} \geq n = [4 - 5] \quad (34)$$

где $P_{кр.}$ - критическая сила, Н.

При $\lambda > \lambda_{пред} = 85 \div 105$ расчёт ведётся по формуле Эйлера:

$$P_{кр.} = \frac{\pi^2 EI}{\mu l^2} \quad (35)$$

где E - модуль продольной упругости материала штока; $E=2,1 \cdot 10^{11}$ Па;

I - осевой момент инерции сечения штока, м⁴.

$$I = \frac{\pi d^4}{64} \quad (36)$$

При $\lambda > \lambda_{пред}$ расчёт ведётся по эмпирической формуле Ясинского -Тетлайера:

$$P_{кр.} = (a - b\lambda)S \quad (37)$$

где S – площадь сечения штока, м².

$a \approx 590$ МПа;

$b=3,82$ МПа.

При $\lambda > 55$ шток на устойчивость не проверяется.

При расчете принимаем: материал цилиндра 20ХГСЛ ($\sigma_T=490$ МПа), 35ХЛМ ($\sigma_T=640$ МПа); материал крышки 20ХНГСМЛ ($\sigma_T=450$ МПа); материал штока 12ХН2 ($\sigma_T=588$ МПа), 20ХН3 ($\sigma_T=735$ МПа), 40ХН ($\sigma_T=588$ МПа), 40Х ($\sigma_T=786$ МПа).

Для этого отверстие должно быть больше диаметра долота при бурении под направление:

$$D_{\text{ср.}} = D_{\text{д}} + \delta \quad (38)$$

где $D_{\text{ср.}}$ - диаметр отверстия стола ротора, мм;

$D_{\text{д}}$ - диаметр долота, мм;

δ - диаметральный зазор для свободного прохода долота $\delta = 30-50$ мм.

Мощность ротора должна быть достаточной для вращения бурильной колонны, долота и разрушение породы на забое скважины.

Допустимая статическая нагрузка на стол ротора должна быть достаточной для удержания наиболее тяжелой колонны бурильных или обсадных труб.

Параметры ротора определяют, исходя из конструкции скважины, компоновки бурильной колонны и требований, предъявляемых технологиями бурения и крепления скважин.

При любых схемах привода частоту вращения стола для определенных интервалов ствола скважины выбирают на основе опытных данных в зависимости от размера инструмента, проходимых пород и мощности, расходуемой на бурение. Число скоростей и частоту вращения согласуют с кинематическими возможностями привода. Наименьшая частота вращения обычно применяется при ликвидации аварий и осложнений, а также при колонковом бурении и равна 40-60 об/мин. Наибольшая может быть принята в пределах 250-300 об/мин.

Методика расчета

Для расчета узлов и деталей ротора необходимо знать конструкцию скважины и размеры бурильного инструмента. Затем определяется максимальная статическая нагрузка на стол ротора и по максимальному диаметру долота указывается размер проходного отверстия стола ротора.

Для решения этих исходных данных необходимо определить потребную мощность привода ротора, а также конструктивные и кинематические схемы. Ниже приводятся примеры, расчеты и варианты задач для самостоятельной аудиторной работы узлов и деталей ротора.

Таблица 20. Параметры буровых роторов

Показатели	Тип ротора					
	P-560	P-560-ш8	Ур-560	Ур-760	Ур-950	Ур-1260
Диаметр отверстия в столе, мм.	560	560	560	760	950	1 260
Допустимая статическая нагрузка на стол ротора, кН.	2 200	3 000	3 200	4 000	6 300	8 000
Наибольшая частота вращения стола ротора, об/мин.	300	350	250	250	250	200
Мощность ротора, кВт.	200	280	370	370	500	600
Передаточное число конической пары	2,77	2,76	3,61	3,89	3,81	3,96
Условный диапазон глубины бурения, м	600-	1 600-	2 500-	3 200-	4 000-	6 500-
	1 250	2 500	4 000	5 000	8 000	12 500

Масса, кг	3 100	5 650	5 850	4 800	7 000	10 270
-----------	-------	-------	-------	-------	-------	--------

Определение мощности привода ротора

Полный расход мощности на бурение складывается из суммы мощностей:

$$N_p = N_1 + N_2 + N_3 \quad (39)$$

где N_1 - потери мощности на вращение наземного оборудования от двигателя до ротора, кН.

N_2 - потребная мощность на холостое вращение инструмента в скважине, кН.

N_3 - потребная мощность на разрушение породы долотом и преодоление трения его о породу, кН.

Мощность, необходимая на преодоление сопротивлений в передаточных механизмах:

$$N_1 = A_1 n_p + A_2 n_p^2 \quad (40)$$

где $A_1 = 1,17 \cdot 10^{-1}$
 $A_2 = 0,12 \cdot 10^{-3}$ } опытные коэффициенты

n_p - частота вращения стола ротора (для примера $n_p = 220$ об/мин)

Мощность на холостое вращение инструмента в скважине

При холостом вращении мощность, расходуется на преодоление сопротивлений вращению бурильной колонны в скважине и зависит от ее длины и диаметра, плотности буровой жидкости, параметров кривизны и состояния стенок скважины. Установлено, что с увеличением частоты вращения, мощность на холостое вращение бурильной колонны возрастает в степенной зависимости. На мощность холостого вращения бурильной колонны также влияют случайные, трудно учитываемые факторы. Поэтому в практических расчетах пользуются эмпирическими формулами вида:

$$N_2 = C \cdot \gamma_{2,p} \cdot D_{б.т.}^2 \cdot L_{б.т.} \cdot n^{1,7} \quad (41)$$

где C - коэффициент, зависящий от угла искривления скважины;
 C для некоторых углов приведены в таблице 21.

Таблица 21 Коэффициент C для разных углов искривления скважины

Угол искривления ствола скважины, град.	5°	6°	6°-9°	10°-25°	26°-35°
Коэффициент C	$18,8 \cdot 10^{-5}$	$19-29 \cdot 10^{-5}$	$30-34 \cdot 10^{-5}$	$35-46 \cdot 10^{-5}$	$47-52 \cdot 10^{-5}$

P - плотность бурового раствора, кг/м³;

D - диаметр бурильных труб, мм;

L - длина бурильной колонны, мм;

n - частота вращения долота, об/мин;

Например, при плотности бурового раствора 1300 кг/м^3 , диаметре бурильных труб 140 мм и угле искривления ствола скважины 5°

$$N_2 = 18,8 \cdot 10^{-5} \cdot 1,3 \cdot 140^2 \cdot 2600 \cdot 220^{1,7} = 114 \text{ кВт}$$

Мощность на разрушение долотом породы

В процессе бурения скважины происходит непрерывно ступенчатое изменение потребляемой ротором мощности. Это обусловлено последовательным увеличением длины бурильных труб (колонны), изменением режима бурения скважины (нагрузка на долото, частота вращения). Мощность на разрушение породы определяется на основе опытных данных по эмпирической формуле:

$$N_2 = 34,2 \cdot 10^{-4} \cdot K \cdot D_d \cdot G \cdot n_p \quad (42)$$

где K - коэффициент учитывающий величину сработки долота, $K=0,2-0,3$;

D_d - диаметр долота, мм;

G - нагрузка на долото, кН;

n_p - частота вращения долота, об/мин.

7.4 Расчет буровой лебедки

Основные параметры буровых лебедок

Основными параметрами буровых лебедок являются: мощность на приводном валу лебедки, диаметр и длина барабана, число скоростей и скорости подъема, усилие в тяговой струне и диаметр талевого каната.

Мощность на приводном валу лебедки:

$$N_{бл} = \frac{(Q_{бкmax} + G_{тс}) \cdot V_p}{\eta_{тс} \cdot \eta_{бл}} \quad (43)$$

где $Q_{бкmax}$ - максимальный вес бурильной колонны, кг;

$G_{тс}$ - вес подвижных частей талевой системы, кг;

V_p - расчетная скорость подъема крюка, принимаемая в пределах $0,4 \div 0,6 \text{ м/с}$;

$\eta_{тс}$ - к.п.д. талевой системы;

$\eta_{бл}$ - к.п.д. буровой лебедки.

Усилие в тяговой струне определяется по формуле:

$$P_t = \frac{Q_{кр} + Q_{тс}}{U_{тс} \cdot \eta_{тс}} \quad (44)$$

где $Q_{кр}$ - нагрузка на крюке;

$U_{тс}$ - кратность оснастки талевой системы.

Максимальное усилие в тяговой струне:

$$P_{tmax} = \frac{Q_{доп} + G_{тс}}{U_{тс} \cdot \eta_{тс}} \quad (45)$$

где $Q_{доп}$ - допускаемая нагрузка на крюке, Н.

Диаметр талевого каната определяется из условия обеспечения необходимого разрывного усилия:

$$R_s \geq P_{\text{тmax}} \cdot [S] \quad (46)$$

где R_s - разрывное усилие каната, Н;

$P_{\text{тmax}}$ - максимальное усилие в тяговой струне, определяемое по формуле (45)

$[S]$ - коэффициент запаса, принимаемый

$[S] \geq 3$ при спуско-подъемных операциях с бурильными колоннами;

$[S] \geq 2$ при спуске тяжелых обсадных колонн и ликвидации затяжек и прихватов инструмента.

Скорости подъема крюка находятся в пределах $0,1 \div 2,0$ м/с.

Минимальная скорость подъема является технологической и используется при спуске тяжелых обсадных колонн (при снятии колонны с элеватора), при расхаживании и ликвидации затяжек и прихватов бурильных труб. Минимальная скорость подъема принимается в пределах $V_{\text{min}} = 0,1 \div 0,25$ м/с.

Максимальная скорость подъема находится в пределах $1,5 \div 2,0$ м/с и ограничивается тремя факторами:

- условием плотной навивки каната на барабан. Закономерность плотной навивки нарушается при скорости укладки каната на барабан V_t , превышающей 20 м/с.

$$V_t = V_{\text{кр}} \cdot U_{\text{тс}} \quad (47)$$

- безопасностью процесса подъема талевого блока и возможностью затаскивания его под кронблок;

- увеличение скорости подъема крюка более чем $1,8 \div 2,0$ м/с не приводит к сокращению затрат времени на СПО из-за инерционности системы "силовой привод - буровая лебедка - талевая система".

Число скоростей (ступеней передач) подъема крюка зависит от типа привода буровой лебедки.

При использовании электродвигателей переменного тока и двигателей внутреннего сгорания с механической трансмиссией число скоростей обычно принимают $4 \div 6$. При использовании же электродвигателей постоянного тока и двигателей внутреннего сгорания с турботрансформаторами число скоростей составляет $2 \div 4$.

Диаметр барабана лебедки обычно принимают $D_b \geq 24d_k$

Малый диаметр барабана приводит к быстрому износу талевого каната.

Длина барабана. Длина и диаметр обуславливают канатоёмкость барабана.

$$L_k = l_{\text{св}} \cdot U_{\text{тс}} + Z_{\text{нсв.}} \cdot \pi \cdot D_1 \quad (48)$$

где L_k - требуемая канатоёмкость барабана, м;

$l_{\text{св}}$ - длина свечи бурильных труб, м;

$Z_{\text{нсв.}} = 10 \div 15$ - число несвиваемых витков каната в первом слое навивки, шт.;

D_1 - диаметр навивки каната в первом слое, м.

Число слоев навивки каната на барабан, как правило, принимают:

- при длине свечи бурильных труб, равной 25÷27 м, принята трехслойная укладка каната;
- при длине свечи бурильных труб, равной 36 м, принята четырехслойная укладка каната.

Технические параметры буровых лебедок, выпускаемых отечественными заводами, представлены в табл. 21 и 22.

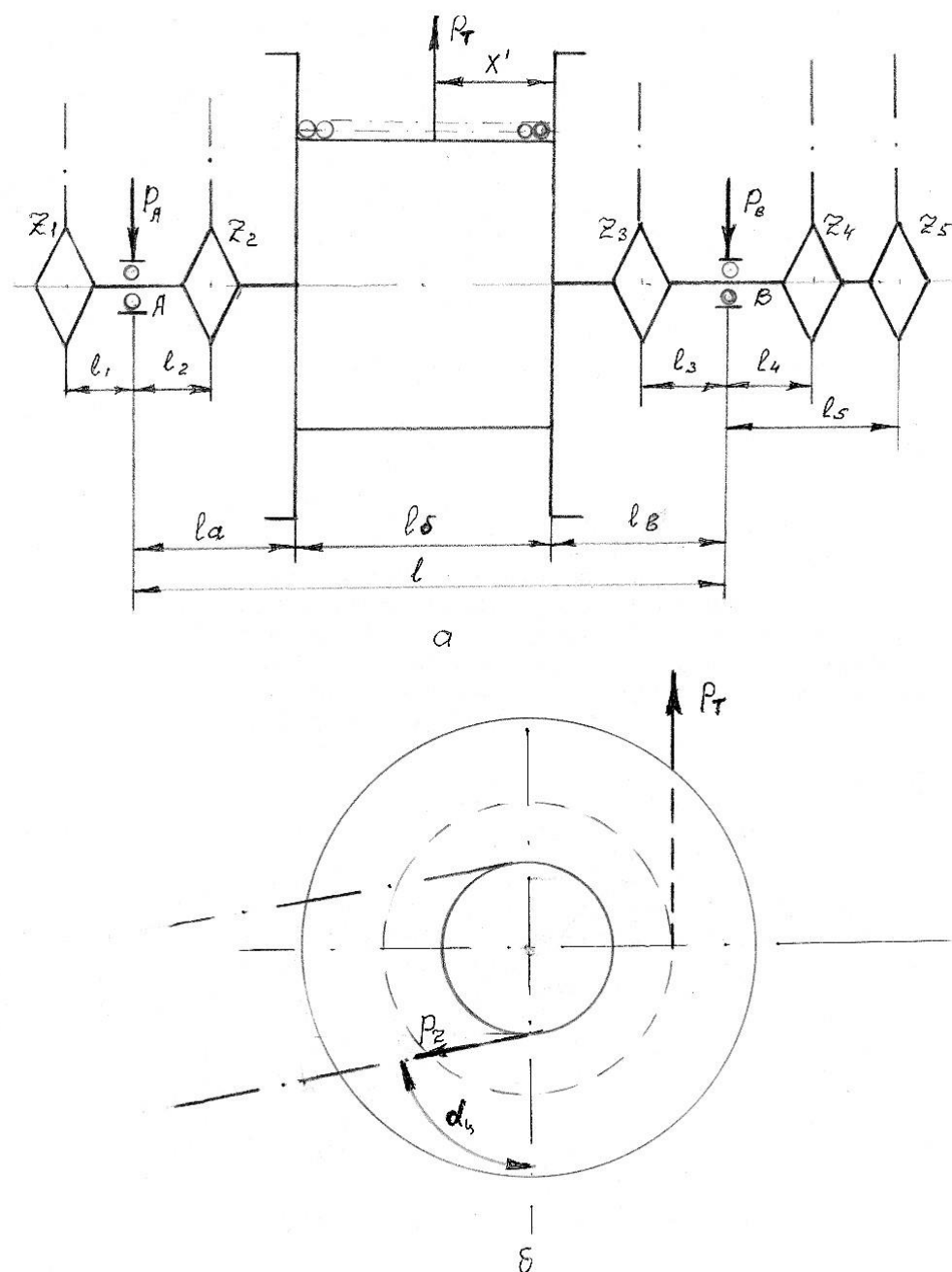


Рис. 11 Обобщенная схема нагружения подъемного вала буровых лебедок: а - общий вид вала; б - вид вала сбоку

Таблица 21 Параметры буровых лебедок ВЗБТ

Показатели		Б7.02.00.000	С6.02./ЛБ-750	Б1.02.30.000	Б1.02.00.000
Применяемость (шифр буровой установки)		БУ 1600/100 ЭУ; БУ 1600/100 ДГУ	БУ 2500/160 ДГУ-М	БУ 2500/160 ЭП БУ 2500/160 ДЭП БУ 2500/160 ЭПК	БУ 2500/160 ЭПБМ1 БУ 2500/175 ЭПКБМ
Максимальное усилие в канате, кН		145	225	225	240
Расчетная мощность на входном валу, кВт		300	550	550	517
Диаметр талевого каната, мм		25	28	28	28
Диаметр бочки барабана, мм		550	700	550	550
Длина бочки барабана (l_6), мм		800	1200	1200	1060
Число скоростей лебедки (с учетом коробки скоростей)		4/2	4	2	2
Число скоростей, передаваемых на ротор		4/2	4	-	-
Диаметр тормозных шайб, мм		1180	1180	1180	1180
Ширина тормозной колодки, мм		230	230	230	250
Тип основного тормоза		ТГ-1000	ТЭП-45	ТЭП-45	ТЭП-45
Габаритные размеры, мм	длина	4570	4520	4910	12250
	ширина	3175	2040	3190	3230
	высота	2187	1895	2130	3190
Масса, кг		12000	12200	21000	35800
Конструктивные размеры, мм (см. рис.11)		1500	2020	2020	1820
l_a		350	410	410	380
l_6		350	410	410	380
l_1		-	300	-	-
l_2		-	-	-	-
l_3		-	-	-	-
l_4		-	300	280	-
l_5		-	-	500	-
Номер опорного подшипника		3630	3634	3634	3634

Таблица 22 Параметры буровых лебедок ПО "УРАЛМАШ"

Показатели		ЛБУ22-720	ЛБУ22-670	ЛБУ37-1100	ЛБУ42-1100Т	ЛБУ2000ПС	ЛБУ3000М1	ЛБУ-1200Д
Применяемость (шифр буровой установки)		БУ3200/200ДГУ-1М; ДГУ-IV; ДГУ-1Т; БУ3200/200ЭУК- 2М2; ЭУК-2М2У; ЭУК-2МЯ; БУ3200/200ЭУ-1; ЭУК-2М; ЭУ-IV; ЭУ-1М	БУ3200/200 ЭУК-3МА	БУUNOC320ДЕ БУ5000/320ЭР; ДЭР; БУ5000/320; ЭУК-Я; ЭР-0	БУ5000/450 ЭР-Т; ДЭР-Т	БУ6500/400 ЭР; ДЭР	БУ8000/500 ЭР; БУUNOC500ДЕ	Уралмаш- ЗД-86
Максимальное усилие в канате, кН		220	220	370	420	365	460	
Расчетная мощность на входном валу, кВт		720	670	1100	1100	1475	2200	
Диаметр талевого каната, мм		28	28	35	35	35	38	32
Диаметр бочки барабана, мм		650	500	685	685	835	935	800
Длина бочки барабана (l_6), мм		840	1180	1373	1373	1445	1540	1030
Число скоростей лебедки (с учетом коробки скоростей)		4	2	4 или 6	4	2	2	5
Диаметр тормозных шайб, мм		1180	900	1270	1270	1450	1600	1450
Ширина тормозной колодки, мм		230	230	230	230	230	260	250
Тип основного тормоза		ТЭИ710-45	ТЭИ710- 45	ЭМТ или ТЭИ800-60	ЭМТ-45 или ТЭИ800-60	-	-	-
Констр. размеры, мм (см. рис.11)						2400	3450	1950
l_a		630				500	1350	435
l_6		980				500	600	485
l_1		250					-	-
l_2		-				-	340	-
l_3		360				-	-	-
l_4		240					-	-
l_5		-				-	-	-
Номер опорного подшипника		3638				3640	3652	3638
Габаритные размеры, мм	длина	6854	7860	7080	7080	8430	8725	
	ширина	3208	3100	3230	3230	3480	3464	
	высота	2695	2207	2208	2208	2540	2560	
Масса, кг		34860	34000	40740	40740	39550	49177	

7.5 Расчет и выбор бурового насоса

При проектировании буровых насосов, прежде всего, должны быть определены основные параметры, т. е. производительность, число цилиндров и ступеней и развиваемые насосом давления при наибольшей и наименьшей производительности.

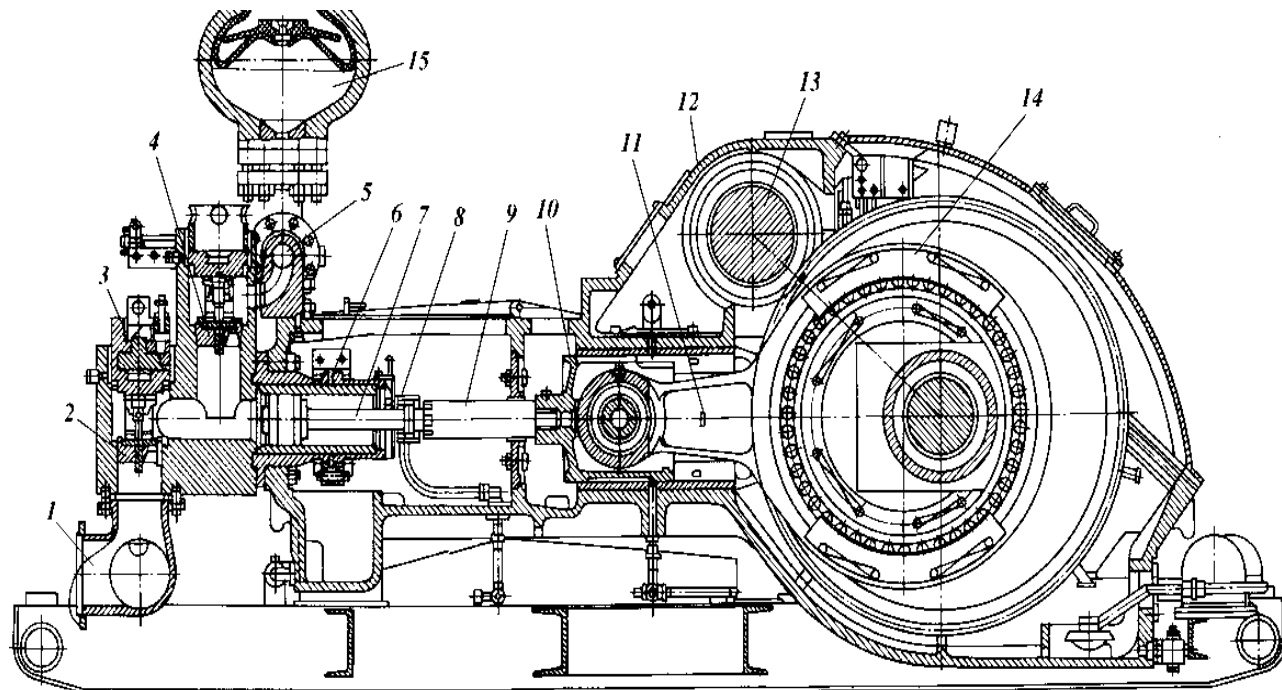


Рис. 12 Буровой поршневой насос одностороннего действия:

1 - всасывающий коллектор; 2, 4 - всасывающий и нагнетательный клапаны; 3 - крышка клапанной коробки; 5 - нагнетательный коллектор; 6 - цилиндрическая втулка; 7 - шток; 8 - быстросъемный хомут; 9 - контршток; 10 - ползун; 11 - шатун; 12 - станина насоса; 13 - трансмиссионный вал; 14 - коренной вал; 15 - компенсатор

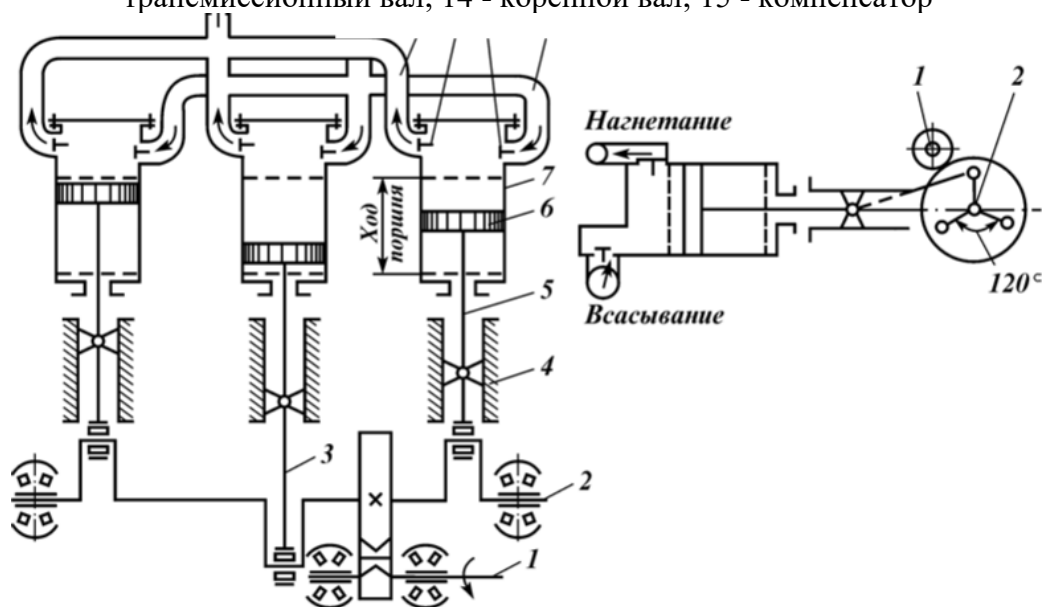


Рис. 13 Буровой поршневой насос одностороннего действия:

1, 2 - приводной и коленчатый валы; 3 - шатун; 4 - ползун; 5 - шток; 6 - поршень; 7 - цилиндр; 8, 9 - всасывающий и нагнетательный клапаны; 10, 11 - всасывающий и нагнетательный клапаны.

Расчет элементов бурового насоса ведется на прочность по наибольшим нагрузкам, которые могут возникнуть в процессе работы, а на долговечность - по эквивалентной нагрузке. Долговечность деталей, подверженных абразивному износу, теоретически не определяется, сроки службы устанавливаются обычно практически по опыту эксплуатации аналогичных конструкций в зависимости от условий работы и рода прокачиваемой жидкости.

Мощность и к.п.д. насоса

$$N_B = \frac{Q \cdot \rho \cdot H_M}{75} \quad (48)$$

где Q - подача насоса в л/с;

ρ - плотность рабочей жидкости в кг/м³;

H_M - напор в м.

Гидравлический к.п.д. насоса:

$$\eta_{\Gamma} = \frac{H_M}{H_i} \quad (49)$$

где H_i - индикаторный напор в м.

В соответствии с данными экспериментов значение η_{Γ} для буровых насосов может приниматься $\sim 0,98$.

Механический к.п.д. насоса:

$$\eta_i = \frac{N_i}{N} \quad (50)$$

где N_i - мощность, переданная жидкости в рабочей камере бурового насоса, или индикаторная мощность, Вт;

N - мощность, полученная насосом от двигателя, Вт.

Разность $N - N_i$ представляет потери мощности в механизме насоса.

Механический к.п.д. может быть представлен в виде произведения коэффициентов:

Механический к.п.д. может быть представлен в виде произведения коэффициентов:

$$\eta_M = \eta_{1M} \eta_{2M} \eta_{3M} \eta_{4M} \quad (51)$$

где η_{1M} - к.п.д. подшипников валов ($\sim 0,99$);

η_{2M} - к.п.д. зубчатой передачи ($\sim 0,98-0,99$);

η_{3M} - к.п.д. кривошипно-шатунной передачи ($\sim 0,95$);

η_{4M} - к.п.д. поршней и сальников ($\sim 0,92$).

Таким образом, $\eta_M = 0,87-0,88$.

Индикаторный к.п.д. насоса:

$$\eta_i = \frac{N_B}{N_i} = \eta_0 \eta_{\Gamma} \quad (52)$$

т. е. индикаторный к.п.д. представляет собой произведение объемного и гидравлического коэффициентов насоса.

Объемный коэффициент выражает здесь потери напорной жидкости: утечки через неплотности и пропуски напорных клапанов, происходящие в тот момент, когда поршень начинает ход всасывания, а нагнетательный клапан еще не закрылся.

Потери низконапорной жидкости через щели всасывающих клапанов, происходящие в то время, когда поршень начинает ход нагнетания, а всасывающий клапан еще не закрыт, и потери, оцениваемые коэффициентом наполнения, вызывают потери расхода и поэтому в данном случае в η_i не входят.

Полный к.п.д. насоса есть отношение полезной мощности насоса к мощности, полученной от двигателя:

$$\eta_i = \frac{N_B}{N_0} = \eta_0 \eta_\Gamma \eta_M \quad (53)$$

и представляет собой произведение объемного, гидравлического и механического коэффициентов полезного действия насоса.

Двигатель для насоса выбирается с учетом возможных кратковременных перегрузок. Его мощность берется с запасом $a = 1,05 \div 1,1$:

$$N_B = a \frac{N_B}{\eta_0 \eta_\Gamma \eta_M \eta_\Pi} \quad (54)$$

где η_Π - к.п.д. передачи между двигателем и насосом:

для клиноременной передачи $\eta_\Pi = 0,96$,

для цепной $\eta_\Pi = 0,98$,

для турботрансформатора $\eta_\Pi = 0,75 \div 0,85$.

Таблица 23 Параметры буровых насосов

Показатели	Параметры насосов 1		
	НЕТ-475 НЕТ-600-1	УНБ-600А	УНЕТ-950 1 УНЕТ-1180 1
Мощность, кВт	450 / 600	600	950 / 1180
Число цилиндров	3	2	3
Число ходов поршня в минуту	140 / 150	65	125
Частота вращения входного вала, мин ⁻¹	441 / 473	320	556
Длина хода поршня, мм	250	400	290
Максимальное давление на выходе, МПа	25	25	32 / 40
Максимальная идеальная подача, л/с	44,5 / 47,7	51,9	46
Диаметр клапана, мм (№ клапана по стандарту АНИ)	130 (№ 7)	168 (№ 9)	130 (№ 7)
Тип зубчатой передачи	Косозубая	Косозубая	Шевронная
Передаточное число редуктора	3,152	4,92	4,448
Гидравлический блок	Кованый	Литой	Литой / Кованый
Условный проход коллектора, мм:			
входного	205	225	250
выходного	100	90	90
Габаритные размеры базовой модели*, мм:			
длина	4560	5100	5400
высота	1768	2010	2032
ширина	2180	2626	2757
Масса базовой модели*, кг	14500	22900	20700 / 22000
Диаметр шкива, мм	1120	1400, 1700, 1800	1000
Ширина насоса со шкивом, мм	2605	3016	3398
Тип пневматического компенсатора на выходе	Сферический	Сферический	Сферический Поршневой
Высота насоса с установленным консольно-поворотным краном, мм	—	4197	3658
Масса насоса с установленными компенсаторами, шкивом и краном, кг	16520	25200...25700	22800 / 24600

7.6 Расчет и выбор элеваторов корпусного типа

Для захвата и подвешивания бурильных труб при выполнении спуско-подъёмных операций используют элеваторы, которые бывают разного типа. Наиболее распространены корпусные элеваторы.

На рисунке 14 показана схема подвески на таком элеваторе колонны бурильных труб.

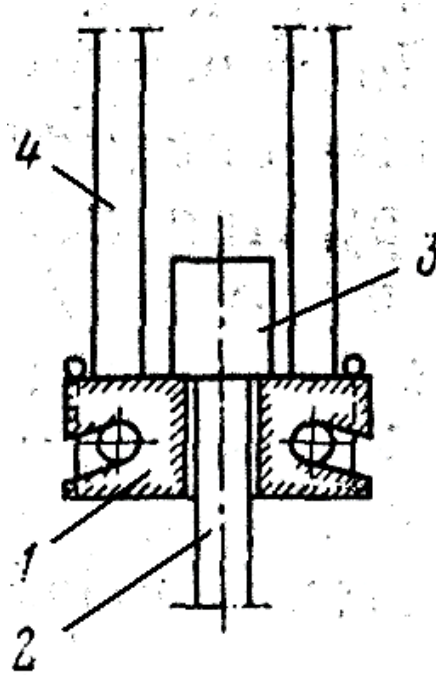


Рис. 14 Схема подвески колонны труб на элеваторе:

1 - элеватор; 2 - трубы; 3 - муфта бурильного замка; 4 - буровые штропы

Трубы удерживаются в корпусе элеватора за заплечики муфты бурильного замка, диаметр которой больше диаметра проходного отверстия элеватора. Сам элеватор подвешивается с помощью двух штропов к буровому крюку и совершает вместе с ним подъем или спуск труб.

Корпусной элеватор изображён на рисунке 15.

Он состоит из корпуса 1 и затвора 2, который может поворачиваться относительно шарнира 3. Поворот затвора позволяет открыть элеватор, чтобы завести его сбоку на трубу или снять с неё. В закрытом положении затвор удерживается замком 4 с пружиной 5. На затворе шарнирно укреплена рукоятка 6 с эксцентриком, поворотом которой одновременно освобождается замок и открывается затвор. При закрывании элеватора затвор воздействует на замок, который автоматически закрывается.

Шарнирные самозапирающиеся фиксаторы 7 в проушинах элеватора обеспечивают свободный ввод в них штропов и предотвращают самопроизвольное выпадение в процессе спуско-подъёмных работ.

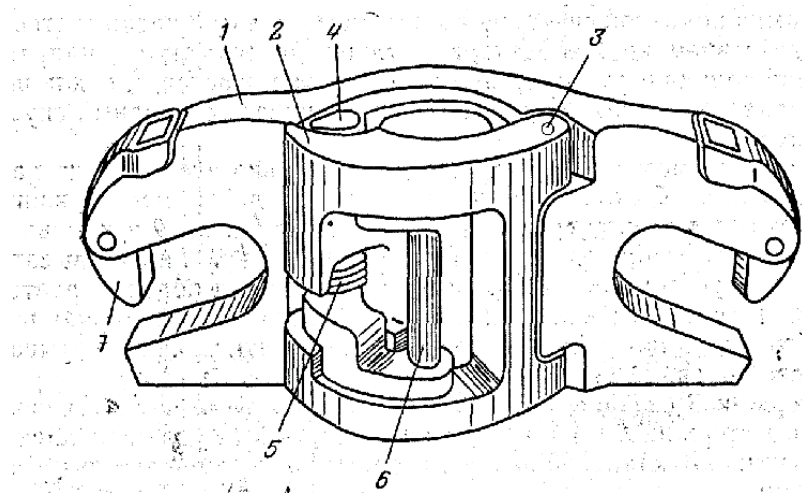


Рис. 14 Корпусной элеватор

Методика расчёта.

По схеме восприятия нагрузок корпусной элеватор относится к балочным конструкциям, то есть может рассматриваться как балка на двух опорах. Расчётная схема элеватора показана на рисунке 15.

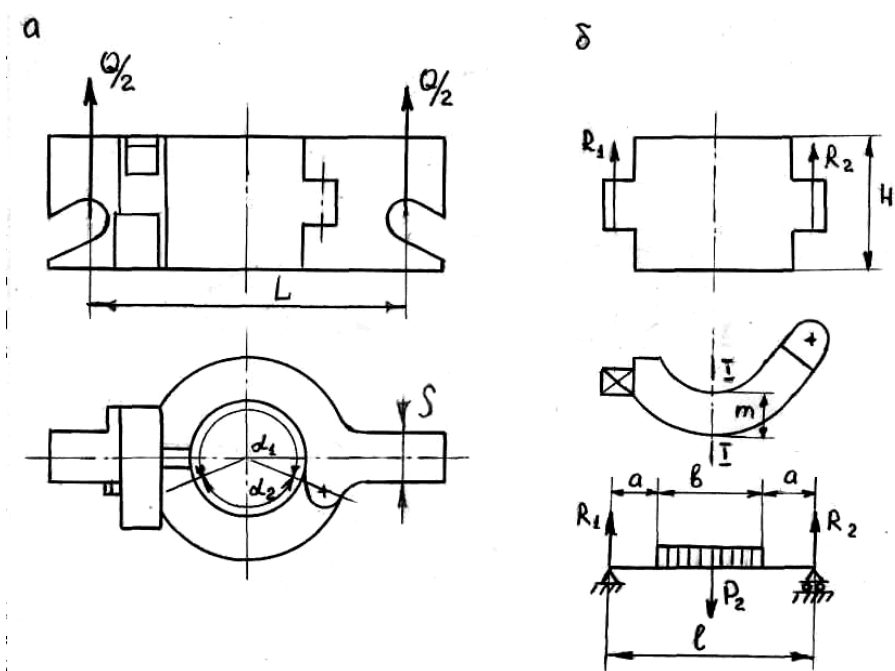


Рис. 15 Расчётная схема элеватора: а) корпус; б) затвор

На элеватор действует нагрузка Q от веса бурильного инструмента, включая в общем случае вес бурильных, утяжеленных труб, забойного двигателя и др. Под действием нагрузки корпус и затвор конструкции деформируются и давление, передаваемое через муфту бурильного замка, распределяется неравномерно. Ввиду неопределённости характера распределения давления и в целях упрощения расчёта, удельное давление принимается одинаковым по всей поверхности контакта муфты с элеватором.

Общая нагрузка распределяется на корпус и затвор пропорционально центральным углам α_1 и α_2 , то есть соответственно:

$$P_1 = \frac{Q}{360} \alpha_1 \quad P_2 = \frac{Q}{360} \alpha_2 \quad \text{при } Q = P_1 + P_2 \quad (55)$$

Затвор рассматривается как балка на двух опорах, нагруженная усилием P_2 , равномерно распределённым по всей поверхности соприкасания с муфтой (рисунок 15, б). Опирается затвор на выступы в теле корпуса. Длина средней нагруженной части балки (затвора) b равна диаметру муфты.

На затвор приходится нагрузка, соответствующая углу обхвата трубы $\alpha_2=140^\circ$. Следовательно, он воспринимает долю нагрузки:

$$P_2 = Q \frac{140}{360} 0,39Q \quad (56)$$

Наибольший изгибающий момент в сечении I-I:

$$M_{\text{из.}} = R_1 \left(a + \frac{b}{2} \right) \quad (57)$$

Реакция опор:

$$R_1 = R_2 = \frac{qb}{l} \left(a + \frac{b}{2} \right) \quad (58)$$

где q - удельная нагрузка; $q = \frac{P_2}{b}$, Н/м;

l - расстояние между опорными точками затвора. $a = \frac{l-b}{2}$, м.

Момент сопротивления сечения I-I:

$$W = \frac{mH^2}{6} \quad (59)$$

где H - высота затвора, равная ширине элеватора, м.;

m - ширина затвора $m = \frac{2R-D}{2}$, м.;

R - наружный радиус центральной части элеватора, м.;

D - диаметр проходного отверстия, м..

Напряжение изгиба:

$$\sigma_{\text{из.}} = \frac{M_{\text{из.}}}{W} \leq [\sigma_{\text{из.}}] \quad (60)$$

Корпус элеватора рассчитывается как балка на двух опорах с криволинейной осью, также нагруженная равномерно распределенной нагрузкой и двумя сосредоточенными усилиями R_1 и R_2 от затвора.

Вследствие изогнутой формы корпус подвергается одновременному изгибу и кручению, но рассчитывается только на изгиб, как наиболее опасный.

Изгибающий момент определяется для сечения II-II, расположенного под некоторым углом β к продольной оси элеватора (рисунок 16).

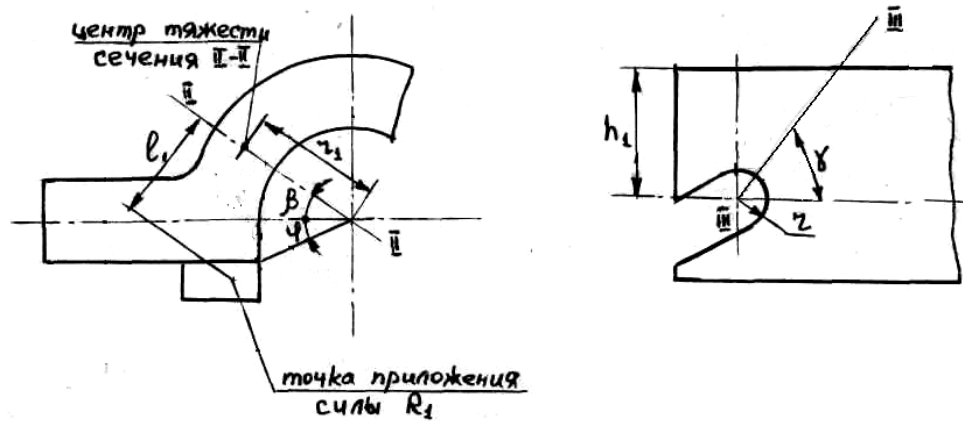


Рис. 16. Сечение II-II корпуса и сечение проушины

Изгибающий момент:

$$M_{\text{из.}} = A \cdot \frac{L}{2} \cdot \sin \beta - B \cdot l_1 - Q \cdot \sin \frac{\beta + \varphi}{2} \quad (61)$$

где $A = \frac{Q}{2}$ - реакция в точке подвеса элеватора на штропах, Н;

L - расстояние между центрами проушин, м;

B - сила действия затвора, равная реакции в левой части затвора R_1 , Н;

l_1 - плечо изгибающего момента от силы B (определяется графически), Н;

β и φ - углы, определяющие положение сечений, центров их тяжести и точек приложения сил; $\beta \approx 33^\circ$; $\beta + \varphi \approx 45^\circ$

Во избежание использования графических построений исключаем из уравнения второй член ($B l_1$), что идет только в запас прочности.

Тогда:

$$M_{\text{из.}} = \frac{QL}{4} \sin \beta - Q \sin \frac{\beta + \varphi}{2} \quad (62)$$

Дальше определяем момент сопротивления и напряжение изгиба по известным формулам:

$$W = \frac{mH^2}{6}; \sigma_{\text{из.}} = \frac{M_{\text{из.}}}{W} \leq [\sigma_{\text{из.}}] \quad (64)$$

Для проушин (рисунок 16) наиболее опасным является сечение III-III.

$$M_{\text{из.}} = \frac{Q}{4} \operatorname{ctg} \gamma \cdot (h_1 + r \cdot \sin \gamma) \quad (65)$$

где r - радиус проушины, м.;

γ - переменный угол, образуемый наклоном штропов к оси элеватора, $\gamma = 57^\circ - 60^\circ$

Момент сопротивления сечения:

$$W = \frac{S(h_1 - r \cdot \sin \gamma)}{6} \quad (66)$$

где S - ширина сечения;

Напряжение изгиба:

$$\sigma_{из.} = \frac{M_{из.}}{W} \leq [\sigma_{из.}] \quad (67)$$

Основные детали элеватора - корпус и затвор - изготавливаются из среднеуглеродистой, легированной хромом и никелем стали с пределом текучести $\sigma_T > 450$ МПа, например из стали 40ХН с пределом текучести $\sigma_T \approx 600$ МПа, для которой допускаемое напряжение на изгиб:

$$\sigma_{из.} = \frac{\sigma_T}{2,5} = \frac{600}{2,5} = 240 \text{ МПа} \quad (69)$$

При выполнении расчётов необходимо выдерживать следующую размерность показателей:

Q, P_1, P_2, R_1, R_2 – МН

$a, b, l, L, H, R, D, h_1, m, r, S$ – м

$M_{из}$ – МН·м

W – м³

$\sigma_{из}$ – МПа

Таблица 24 Наименования и технические характеристики некоторых элеваторов

Наименование изделия	Условный диаметр захватываемых труб, мм	Диаметр расточки под трубу, мм	Габаритные размеры, L (длина) x B (ширина) x H (высота), мм	Масса, кг
КМ-60-125	60	63	610x255x250	67
КМ-60-125	73	76	610x255x250	63
КМ-299-320	299	304	1020x475x350	340
КМ-324-320	324	331	1020x475x350	310
Элеватор корпусной для бурильных труб с наружу высаженными концами				
КМ-60Н-125	60	63/71	610x255x250	66
КМ-102Н-125	102	106/118	645x250x250	75,5
КМ-140Н-320	140	144/158	800x340x350	188
Элеватор корпусной с приварными соединительными концами с высадкой наружу				
КМ-114НП-140	114	118/127	670x295x260	92
КМ-127НП-250	127	131/142	760x315x320	144
Элеватор корпусной для бурильных труб с наружу высаженными концами и с приварными соединительными концами с высадкой наружу				
КМ-73Н/НП-125	73	76/86	610x225x250	62
КМ-89Н/НП-200	89	92/102	710x255x310	119,5
Элеватор корпусной для бурильных труб с приварными соединительными гладкими концами и с приваренными соединительными концами с высадкой наружу				
КМ-146П/НП-170	146	150/162	755x325x290	125
КМ-168П/НП-320	168	172/184	800x340x350	171
Элеватор корпусной для легкосплавных бурильных труб				
КМ-129Л-140	129	133	670x295x260	89
Элеватор корпусной для бурильных труб с приварными замками с наружной высадкой				
КМ-60ПН-125	60	63/68	610x225x250	65,5
КМ-102ПН-200	102	106/118,5	710x255x310	113,5
Элеватор корпусной для бурильных труб с приварными замками с внутренней высадкой				
КМ-73ПВ-125	73	76/79	610x225x250	63
КМ-102ПВ-200	102	106/110,5	710x255x310	111,5
Элеватор корпусной для бурильных труб с приварными замками с комбинированной высадкой				
КМ-114ПК-140	114	118/123	670x295x260	91
КМ-127ПК-250	127	131/134	760x315x320	146,5

7.7 Расчет щеки талевого блока

Щеки талевого блока рассчитываются на прочность по двум сечениям I-I и II-II (см. рис. 17) при растяжении, смятии, удельном давлении и максимальном растягивающим напряжении по формуле Ляме.

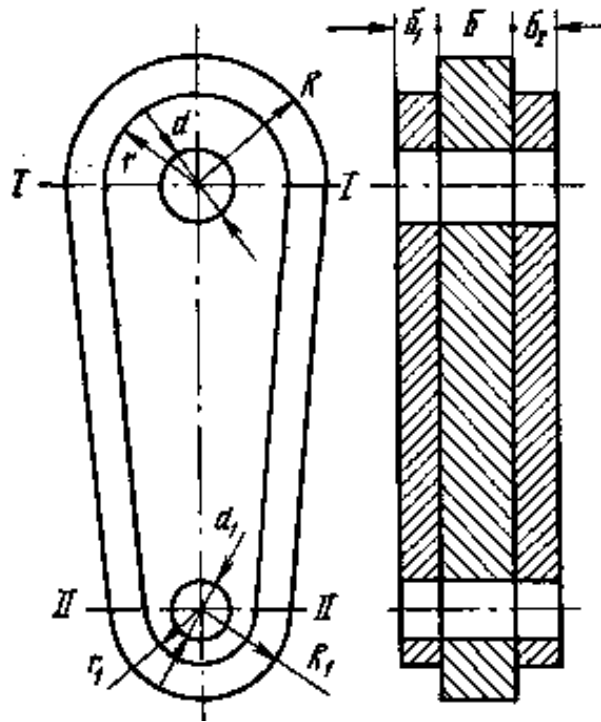


Рис. 17. К расчету щеки талевого блока.

Расчет щеки талевого блока по сечению I-I.

В этом сечении ведется расчет на растяжение, т.е.:

$$\sigma_p = \frac{Q_{кр.}}{F} \quad (70)$$

где F - площадь поперечного сечения, $м^2$;

$$F = (2R - d) \cdot \delta + 2(2r - d) \cdot \delta_1 \quad (71)$$

где R - радиус верхнего большого закругления щеки, м;

r - радиус верхнего меньшего закругления щеки, м;

d - диаметр отверстия под ось шкивов талевого блока, м.

Действительный коэффициент запаса прочности:

$$K = \frac{\sigma_{ор.}}{\sigma_p} \quad (72)$$

где $\sigma_{ор.}$ - предел усталости при пульсирующем цикле нагрузок.

Напряжение смятия:

$$\sigma_{см.} = \frac{Q_{кр.}}{d(\delta + \delta_1 + \delta_2)} \quad (73)$$

Коэффициент запаса прочности на смятие:

$$K = \frac{\sigma_{осм.}}{\sigma_{см.}} \quad (74)$$

где $\sigma_{осм.} = 1,5 \sigma_{ор.}$

Расчет прочности на максимальное растягивающее напряжение по формуле Ляме.

Считаем, что обе щеки несут половинчатую нагрузку от общего усилия, тогда:

$$\sigma_{max} = g \frac{r^2 + (\frac{d}{2})^2}{(\frac{d}{2})^2} \quad (75)$$

где g - интенсивность удельного давления;

$$g = \frac{Q_1}{d \cdot \delta_1} \quad (76)$$

Коэффициент запаса прочности:

$$K = \frac{\sigma_{осм.}}{\sigma_{max}} \quad (77)$$

Расчет щеки талевого блока по сечению II-II.

Прочность на растяжение этого сечения рассчитывается аналогично сечению I-I.

$$\sigma_p = \frac{Q_{кр.}}{F} = \frac{Q_{кр.}}{(2R_1 - d_1) \cdot \sigma + 2(r_1 - d_1) \cdot \delta_1} \quad (78)$$

Коэффициент запаса прочности:

$$K = \frac{\sigma_{ор.}}{\sigma_p} \quad (79)$$

Расчет на смятие:

$$\sigma_{см.} = \frac{Q_{кр.}}{d(\delta + \delta_1 + \delta_2)} \quad (80)$$

Коэффициент запаса прочности:

$$K = \frac{\sigma_{осм.}}{\sigma_{см.}} \quad (81)$$

Определение максимального растягивающего усилия по формуле Ляме:

$$\sigma_{max} = \frac{r_1^2 + (\frac{d_1}{2})^2}{r_1^2 - (\frac{d_1}{2})^2} \quad (82)$$

где d_1 – диаметр отверстия под нижний стержень, м;

Интенсивность удельного давления:

$$g = \frac{Q_1}{d \cdot \delta_1} \quad (83)$$

Коэффициент запаса прочности:

$$K = \frac{\sigma_{осм.}}{\sigma_{см.}} \quad (84)$$

8. СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС

В данном разделе следует разработать мероприятия, способствующие более продуктивному функционированию буровой установки. Данные мероприятия осуществить за счет предложения по техническому перевооружению установки за счет выбора более производительного или надежного оборудования. Необходимо провести литературный обзор, на основании которого, расчетным путем установить факт более целесообразного применения выбранной единицы оборудования. Рекомендуемый объем данного раздела не более 10% от общего объема курсового проекта.

9. ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Выполняется графический материал с использованием специального технического оборудования и средств (AutoCad, Compas и др.)

Необходимо представить обязательные чертежи:

- геолога - технический наряд (А3);
- чертёж по спец. вопросу (А3).

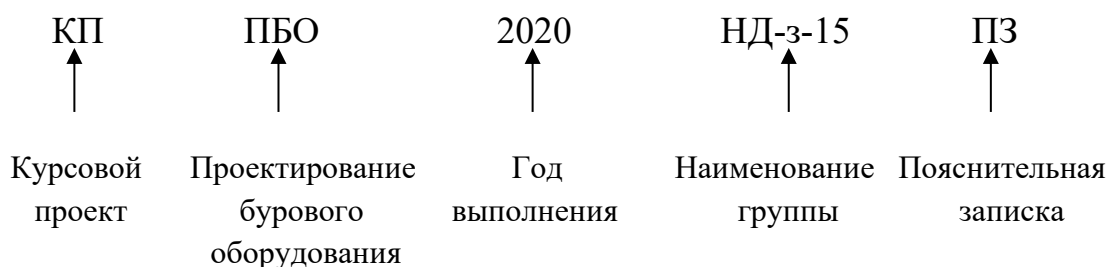
Чертежную документацию необходимо выполнять согласно требованиям ГОСТ 2.109-73 ЕСКД.

10. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Структурно курсовой проект состоит из пояснительной записки и графической части. Пояснительная записка общим объемом от 40 листов формата А4 (шрифт 12 Times New Roman, полуторный межстрочный интервал, выравнивание текста по ширине страницы), оформляется в соответствии с требованиями.

Курсовой проект должен соответствовать варианту и отвечать всем требованиям задания. Все схемы, приведенные в проекте, должны быть объяснены в текстовой части и наоборот - все пояснения, данные в тексте, должны иллюстрироваться схемами, эскизами, чертежами.

Курсовой проект должен быть сброшюрован, аккуратно оформлен и подписан автором с указанием даты окончания работы, страницы пронумерованы. Нумерация страниц текста начинается с титульного листа, но на титульном листе номер не указывается. Объем приложений не ограничивается. Курсовой проект выполняется в специальных рамках, образец которой представлен в приложении 3. В подрамочной надписи должно быть отражено наименование группы и год выполнения курсового проекта:



Кроме того, 1 лист, содержащий расширенную рамку, должен содержать наименование учебного заведения на момент выполнения курсового проекта.

На каждом листе ПЗ должна быть рамка с полями: с левой стороны - 20 мм, со всех остальных - 5 мм.

Расстояние от рамки до границ текста должно быть:

- в начале строк - не менее 5 мм;
- в конце строк - не менее 3 мм.

Расстояние от верхней и нижней строк текста до рамки должно быть не менее 10 мм. Сокращения слов в тексте и заголовках за исключением общепринятых не допускаются. Нельзя также использовать вместо наименования показателей их условные обозначения.

Содержание курсового проекта делится на разделы в соответствии с заданием. Каждый раздел начинается с нового листа. Разделы должны иметь порядковые номера, обозначенные арабскими цифрами. Разделы «Введение» и «Содержание» и «Аннотация» не нумеруются. Таблицы применяются для лучшей наглядности и удобства сравнения показателей. Слово «Таблица» пишется справа над таблицей, название таблицы располагается на этой же строке (выравнивание по ширине листа).

Формулы, используемые в расчетной части должны быть пронумерованы. Нумерация формул по правой стороне листа. Все величины (если ранее они не были упомянуты в тексте) необходимо расшифровывать с указанием размерности, согласно СИ.

Пример оформления подрисуночной надписи представлен на рисунке 1.

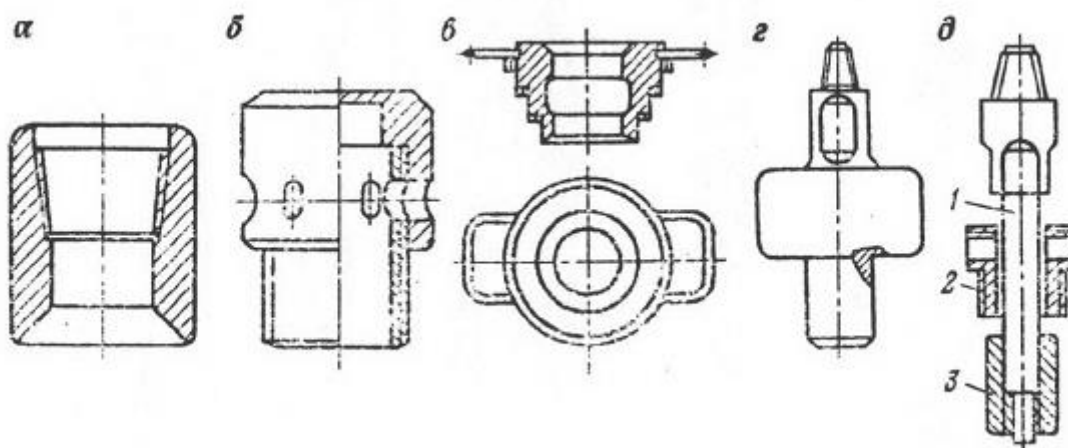


Рис. 1. Вспомогательный инструмент для обсадных труб

а- забивной башмак; б- забивная резьбовая головка; в- ступенчатая забивная головка; г- забивной груз; д- выбивной снаряд.

Пример оформления таблицы представлен в таблице 1.

Таблица №1. Геологическая колонка.

Название горной породы	Интервал залегания, м
Растительный слой	0-2
Глина вязкая	2-40
Песок с галечником	40-70
Гнейсы	70-100

Пример оформления формул представлен ниже.

Частота вращения равна:

$$n = \frac{60 \cdot v_{окр}}{\pi \cdot D_{ср}} \quad (2)$$

где $v_{окр}$ - окружная скорость коронки, равная 0,2- 2 м/с;

$D_{ср}$ - средний диаметр коронки.

11. КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Оценка «отлично» выставляется в том случае, если:

- 1) содержание проекта соответствует выбранному направлению подготовки и теме проекта;
- 2) проект актуален, выполнен самостоятельно, имеет творческий характер;
- 3) дан подробный анализ степени теоретического исследования проблемы, различных подходов к её решению;
- 4) показано знание нормативной базы, учтены последние изменения в законодательстве и нормативных документах по данной проблеме;
- 5) тема раскрыта глубоко и всесторонне;
- 6) материал изложен логично;
- 7) в проекте используются материалы исследования, самостоятельно проведенного автором (в отдельных случаях допускается анализ вторичной информации);
- 8) в проекте приведены таблицы сравнений, графики, диаграммы, показывающие умение автора обобщить и проанализировать результаты изучения темы проекта;
- 9) приложения к проекту подкрепляют выводы автора;
- 10) по своему содержанию и форме проекта соответствует всем предъявленным требованиям.

Оценка «хорошо» выставляется в том случае, если:

- 1) тема соответствует направлению подготовки;
- 2) содержание проекта в целом соответствует заданию;
- 3) проект актуален, выполнен самостоятельно;
- 4) основные положения проекта раскрыты на достаточном теоретическом уровне;
- 5) теоретические положения сопряжены с практикой;
- 6) практические рекомендации обоснованы;
- 7) приложения грамотно составлены и прослеживается связь с положениями курсового проекта.

Оценка «удовлетворительно» выставляется в том случае, если:

- 1) проект соответствует направлению подготовки;
- 2) имеет место определенное несоответствие содержания проекта заявленной теме;
- 3) исследуемая проблема в основном раскрыта, но не отличается новизной, теоретической глубиной и аргументированностью;

- 4) нарушена логика изложения материала, задачи раскрыты не полностью;
- 5) в проекте не полностью использованы необходимые для раскрытия темы научная литература, нормативные документы, материалы исследований;
- 6) практические рекомендации носят формальный бездоказательный характер;
- 7) содержание приложений не способствует решению поставленных задач.

Оценка «неудовлетворительно» выставляется в том случае, если:

- 1) тема проекта не соответствует направлению подготовки;
- 2) содержание проекта не соответствует теме;
- 3) проект содержит существенные теоретические ошибки и поверхностную аргументацию основных положений;
- 4) предложения автора сформулированы нечетко.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



СТАРООСКОЛЬСКИЙ ФИЛИАЛ

ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ

ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ

УНИВЕРСИТЕТ имени СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ»

(СОФ МГРИ)

Кафедра «XXXXXXXXXXXXXXXXXX»

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

по дисциплине «Проектирование бурового оборудования»

на тему: «.....»

Студента(ки) курса

Заочной / очной формы обучения

Специальность/направление:

.....

Группа:

ФИО студента в родительном падеже

Преподаватель (руководитель):

к.т.н., доцент Мироненко С.В.

Дата регистрации курсовой работы (проекта):
--

Оценка:

Подпись преподавателя:

Старый Оскол,
2020

Министерство образования и науки РФ
Старооскольский филиал федерального государственного бюджетного
образовательного учреждения высшего образования
«Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго
Орджоникидзе»
(СОФ МГРИ-РГГРУ)

Кафедра «Прикладной геологии, технологии поисков и разведки МПИ»

Специальность

Курс

Группа

Семестр

ЗАДАНИЕ

на курсовой проект по дисциплине «Проектирование бурового оборудования»
студента

(фамилия, имя, отчество)

1. Тема проекта « _____ »
2. Срок сдачи студентом законченного проекта _____
3. Исходные данные к проекту

4. Содержание курсового проекта

5. Дата выдачи задания _____

Задание выдал, руководитель проекта,

к.т.н, доцент

Задание получил студент

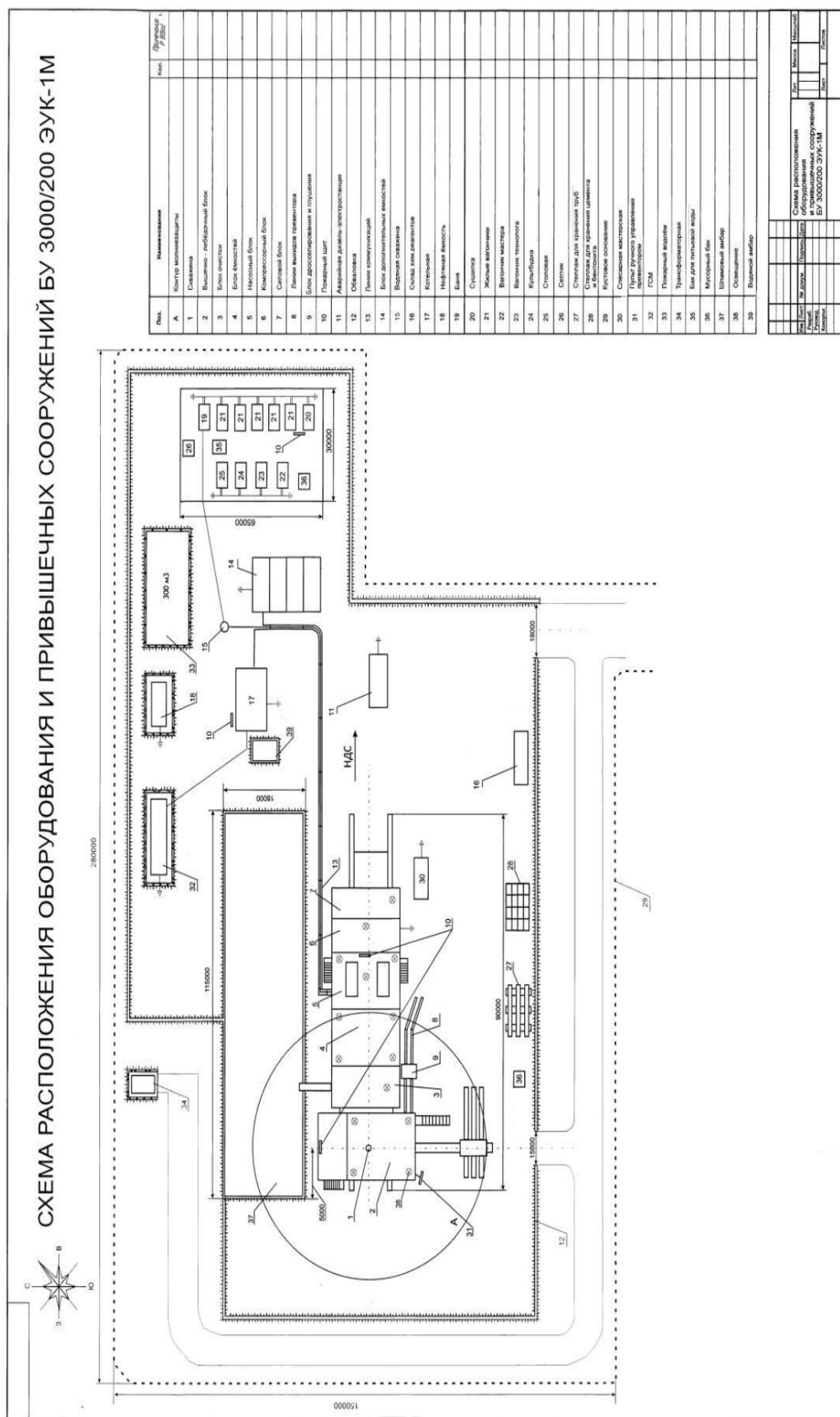
_____ С.В. Мироненко

Содержание

3.Выбор способа вращательного бурения.....	2
7.Разработка проектной конструкции скважины.....	4
6.Выбор бурового оборудования.....	11
4.Выбор бурового инструмента.....	13
4.1.Выбор технологического инструмента.....	13
4.2.Выбор вспомогательного инструмента.....	23
4.3.Выбор аварийного инструмента.....	24

					<i>КП ПБО 2020 НД-з-13 РТ ПЗ</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>Лит.</i>			<i>Масса</i>	<i>Масштаб</i>
<i>Разраб.</i>	<i>ФИО студента</i>									
<i>Провер.</i>	<i>Мироненко С.В.</i>									
<i>Т. Контр.</i>										
<i>Реценз.</i>										
<i>Н. Контр.</i>										
<i>Утверд.</i>										
					<i>Лист</i>		<i>Листов</i>			
					РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ имени Серго Орджоникидзе					

					КППБО 2020 НД-з-13 РТ ПЗ	Лист
						1
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Учебное издание

С.В. Мироненко

Методические рекомендации

Компьютерная верстка Мироненко С.В.

Подписано в печать _____.____.2022

Формат 60×90 1/16

изд.л.2,0

Рег. №

Бумага офсетная

Печать офсетная

Тираж 100 экз.

Уч.-

Заказ

Отпечатано с авторского оригинала в редакционно-издательском отделе СОФ
МГРИ

Старый Оскол, ул. Ленина 14/13