

*Посвящается 85 – летию
РГУ нефти и газа
имени И.М. Губкина*



Авторы выражают признательность
и благодарность ОАО «Газпром» за поддержку
и участие в издании настоящего учебного пособия
для студентов ВУЗов нефтегазового профиля

E.G. Leonov, S.L. Simonyants

**IMPROVEMENT OF
TECHNOLOGICAL PROCESS OF
DEEPENING WELLS**

A Textbook



**ИЗДАТЕЛЬСКИЙ
ЦЕНТР
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
2014**

Е.Г. Леонов, С.Л. Симонянц

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА
УГЛУБЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ**

Учебное пособие

*Допущено Учебно-методическим объединением вузов
Российской Федерации по нефтегазовому образованию
в качестве учебного пособия для студентов
высших учебных заведений, обучающихся
по направлению подготовки бакалавриата
21.03.01 «Нефтегазовое дело», по
представлению Ученого совета Российского
государственного университета нефти и
газа имени И.М.Губкина*



**ИЗДАТЕЛЬСКИЙ
ЦЕНТР**

**РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
2014**

УДК 622.24

Рецензенты:

д-р техн. наук, профессор *Овчинников В.П.*, заведующий кафедрой бурения Тюменского государственного нефтегазового университета.

д-р техн. наук, профессор *Гусман А.М.*, заведующий отделом ОАО Научно-производственного объединения «Буровая техника».

Леонов Е.Г., Симонянц С.Л.

Совершенствование технологического процесса углубления скважины: Учебное пособие. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – 184 с.

ISBN 978-5-91961-135-6

При подготовке бакалавров, специалистов и магистрантов по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин», наряду с усвоением теоретических знаний, полученных студентами на лекционных занятиях, большое значение придается закреплению учебного материала и развитию необходимых расчетных навыков в процессе курсового проектирования и при выполнении выпускных квалификационных работ. В учебном пособии в систематизированном виде изложены методические основы выбора буровых долот, режимов бурения, гидравлических забойных двигателей, элементов бурильной колонны и расчетов гидравлической программы промывки для повышения эффективности технологии бурения скважины.

Учебное пособие предназначено для подготовки бакалавров, специалистов и магистрантов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело», а также студентов других направлений, изучающих технологию бурения нефтяных и газовых скважин. Оно может быть рекомендовано аспирантам, научным работникам и инженерно-техническим специалистам, работающим в области строительства нефтегазовых скважин.

Данное издание является собственностью РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина и его репродуцирование (воспроизведение) любыми способами без согласия университета запрещается

ISBN 978-5-91961-135-6

© Е.Г. Леонов, С.Л. Симонянц, 2014
© РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014
© В.С. Голубев, оформление серии, 2007

СОДЕРЖАНИЕ

Принятые сокращения.....	6
1. Введение	7
2. Цель и задачи курсового проектирования	9
3. Буровые долота	12
3.1. Трехшарошечные долота	12
3.2. Безопорные долота	20
3.3. Показатели работы долот	26
4. Режим бурения	32
4.1. Расход и плотность бурового раствора.....	32
4.2. Осевая нагрузка и частота вращения долота.....	37
4.3. Зависимость показателей работы долот от параметров режима бурения	39
5. Гидравлические забойные двигатели	42
5.1. Турбобуры	43
5.2. Винтовые забойные двигатели	46
5.3. Определение параметров рабочего режима гидравлического забойного двигателя	50
6. Бурильная колонна	55
6.1. Состав бурильной колонны	55
6.2. Расчет компоновки низа бурильной колонны	58
6.3. Прочностной расчет бурильных труб	63
7. Гидравлическая программа промывки скважины	78
7.1. Проверка расхода и плотности бурового раствора	78
7.2. Расчет потерь давления в элементах циркуляционной системы	80
7.3. Определение перепада давления в долоте	85
7.4. Определение давления нагнетания буровых насосов	87
8. Примеры расчетов	88
8.1. Пример расчета при роторном бурении	88
8.2. Пример расчета при турбинном бурении	112
8.3. Пример расчета при бурении с помощью винтового забойного двигателя	143
9. Варианты заданий по курсовому проектированию	172
Рекомендуемые источники информации	178

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

БК — бурильная колонна

БТ — бурильные трубы

БУ — буровая установка

ВЗД — винтовой забойный двигатель

ГЗД — гидравлический забойный двигатель

КНБК — компоновка низа бурильной колонны

ЛБТ — легкосплавные (алюминиевые) бурильные трубы

НК — наддолотный комплект

СБТ — стальные бурильные трубы

СПО — спускоподъемная операция

ТБВ — бурильные трубы с высаженными внутрь концами

ТБВК — бурильные трубы с высаженными внутрь концами и стабилизирующим пояском

ТБН — бурильные трубы с высаженными наружу концами

ТБНК — бурильные трубы с высаженными наружу концами и стабилизирующим пояском

ТБПВ — бурильные трубы с приварными замками

УБТ — утяжеленные бурильные трубы

УБТС — сбалансированные утяжеленные бурильные трубы

1. ВВЕДЕНИЕ

Учебное пособие «Совершенствование технологического процесса углубления скважины» развивает методические положения, изложенные в работе [6], с учетом накопленных за двадцатилетний период опыта и материалов, в т.ч. по применению безопорных долот PDC и винтовых забойных двигателей.

В учебном пособии изложены методические основы выбора буровых долот, режимов бурения, гидравлических забойных двигателей (ГЗД), элементов бурильной колонны и расчетов гидравлической программы промывки для проектирования эффективной технологии бурения скважины. Приводятся необходимые сведения о современных конструкциях и технических характеристиках долот, ГЗД и другого бурового оборудования российских производителей, которое применяется при строительстве нефтегазовых скважин.

Совершенствование технологической программы углубления рассматривается применительно к интервалу бурения скважины, проходимому одним диаметром породоразрушающего инструмента. Выбор эффективного типа долота производится на основе сравнительного анализа технико-экономических показателей бурения в сопоставимых горно-геологических условиях.

Для выбора наиболее эффективного типа долота и параметров режима бурения также проводится прогнозный расчет потенциальных показателей бурения, которые могут быть получены при форсировании (увеличении) осевой нагрузки и частоты вращения долота в пределах установленных ограничений.

В случае применения гидравлических забойных двигателей проводится расчет их энергетической характеристики применительно к условиям бурения скважины.

В результате прочностного расчета бурильной колонны определяется ее состав и выбирается компоновка низа бурильной колонны (КНБК), обеспечивающая реализацию режимных параметров бурения при проводке скважины.

Расчет гидравлической программы позволяет определить режимы промывки при бурении скважины, потери давления во всех элементах циркуляционной системы, выбрать гидромониторные насадки для долота.

Учебное пособие предназначено для подготовки бакалавров, специалистов и магистрантов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело», по профилю (специальности, программе) «Бурение нефтяных и газовых скважин», а также студентов других направлений, изучающих технологию бурения нефтяных и газовых скважин. Пособие следует использовать при курсовом проектировании и выполнении выпускных квалификационных работ. Оно также может быть рекомендовано аспирантам, научным работникам и инженерно-техническим специалистам, работающим в области строительства нефтегазовых скважин.

Курсовой проект по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» закрепляет знания, полученные студентами на лекционных, лабораторных и практических занятиях, способствует развитию умения работать с каталогами производителей бурового оборудования и справочной литературой, а также приобретению навыков выполнения практических расчетов. В выпускной квалификационной работе по профилю «Бурение нефтяных и газовых скважин» в обязательном порядке существуют разделы, посвященные совершенствованию технологического процесса углубления скважины.

При составлении настоящего пособия авторы использовали методические материалы, разработанные на кафедре бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, а также другие сведения, полученные из источников информации, список которых приведен в конце работы.

2. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ КУРСОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Курсовой проект по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» закрепляет знания, полученные студентами на лекционных, лабораторных и практических занятиях, способствует развитию умения работать с каталогами производителей бурового оборудования и справочной литературой, а также приобретению навыков выполнения практических расчетов.

Перед началом проектирования студент получает проектное задание по совершенствованию технологического процесса углубления скважины, в котором содержатся исходные данные. Эти данные также могут быть собраны студентом самостоятельно во время прохождения производственной практики.

Цель работы состоит в правильном выборе наиболее эффективных технологических решений, позволяющих улучшить технико-экономические показатели бурения заданного интервала скважины.

Конкретные задачи работы:

- изучить исходную информацию, содержащую сведения о геолого-технических условиях бурения, типоразмерах применяемых долот, способах, режимах и показателях бурения заданного интервала скважины;
- выполнить проверочный расчет плотности и расхода бурового раствора, выбрать необходимое количество буровых насосов и диаметры цилиндрических втулок;
- по фактическим исходным данным определить средние показатели бурения заданного интервала скважины, включая стоимость метра проходки;
- выполнить прогнозный расчет потенциальных показателей бурения заданного интервала скважины с учетом ограничений по осевой нагрузке и частоте вращения долот;

- выбрать эффективный тип долота для бурения заданного интервала скважины, обеспечивающий повышение технико-экономических показателей бурения;
- определить состав бурильной колонны, выбрать конструкцию КНБК, сделать прочностной расчет бурильных труб;
- рассчитать гидравлическую программу промывки скважины, определить потери давления в элементах циркуляционной системы, выбрать гидромониторные насадки для долота.

Перед началом работы необходимо сформировать (желательно в табличном виде) исходные данные для дальнейших расчетов. Исходные данные должны содержать следующую геолого-техническую информацию:

- глубина бурения, среднее время спускоподъемных операций (СПО);
- глубина залегания подошвы слабого пласта и кровли флюидосодержащего пласта;
- пластовое давление и давление гидроразрыва;
- вид пластового флюида;
- интервал отработки буровых долот;
- типоразмеры буровых долот;
- способ и параметры режима бурения;
- показатели работы долот;
- типоразмер ГЗД (если используется);
- данные по оборудованию буровой установки: тип буровых насосов, размеры обвязки;
- стоимостные показатели: стоимость долот, стоимость часа работы буровой установки, стоимость проката (аренды) ГЗД.

При проведении расчетов следует пользоваться методическими материалами, представленными в соответствующих разделах настоящего учебного пособия, в которых содержатся необходимые сведения. Также полезно регулярно консультироваться у преподавателя — руководителя проекта.

В разделе 9 в двух таблицах даны 100 учебных вариантов проектных заданий курсового проекта по технологии бурения. Конкретный вариант выбирается в соответствии с двумя цифрами номера, полученного студентом перед началом учебного семестра. Первая цифра определяет вариант исходных данных согласно табл. 9.1, а вторая цифра — вариант из табл. 9.2.

Каждое задание условно состоит из двух частей. В первой части приведены данные, характеризующие геологические и технико-технологические условия бурения, не подлежащие корректировке, т.к. они считаются сложившимися при проводке скважин на данном месторождении (площади). Во второй части исходных данных приведены показатели бурения идентичных интервалов в двух соседних скважинах на этом месторождении разными типами долот. Эти сведения служат для анализа технологии углубления скважин, применяемой на данном месторождении, выбора лучшего типа долота в заданном интервале и прогнозного расчета потенциальных технико-экономических показателей, которые могут быть получены при форсировании параметров режима бурения до допустимых значений.

Затем, с учетом выбранного наиболее эффективного типа долота и параметров режима бурения, производится проектирование компоновки КНБК и прочностной расчет бурильной колонны, а также составляется гидравлическая программа промывки скважины.

Студент может самостоятельно составить проектное задание по промысловым данным, собранным во время производственной практики. В этом случае табл. 9.1 и 9.2 заполняются фактическими показателями из первичных документов буровых предприятий.

3. БУРОВЫЕ ДОЛОТА

Буровое долото — это породоразрушающий инструмент, предназначенный для разрушения горной породы на забое при углублении скважины. Эффективность разрушения горной породы зависит от многих факторов: типоразмера долота, параметров режима бурения, геологических условий залегания горных пород, механических свойств горных пород, состава и свойств бурового раствора, дифференциального давления на забое скважины и др. Эти факторы также влияют на интенсивность износа долота в процессе работы.

В настоящее время при бурении нефтяных и газовых скважин используются буровые долота двух основных видов: трехшарошечные и безопорные. В свою очередь, каждый вид долот подразделяется на типы.

3.1. Трехшарошечные долота

До последнего времени трехшарошечные долота являлись наиболее распространенным видом породоразрушающих буровых инструментов. Основным производителем этих долот в России — ОАО «Волгабурмаш» — выпускает сотни типоразмеров, предназначенных для бурения пород любой категории твердости и абразивности в различных горно-геологических условиях [13]. На российском рынке представлены также шарошечные долота ООО НПП «Буринтех» [12] и других производителей, в т.ч. иностранных — Hughes Christensen, Smith Bits, Reed Hycalog и др.

Конструктивно шарошечные долота состоят из трех функциональных систем — вооружения, опоры и промывки:

– по типу вооружения трехшарошечные долота бывают со стальными фрезерованными зубьями и с твердосплавными зубками (штырями) — рис. 3.1;



А — стальное фрезерованное Б — твердосплавное штыревое

Рис. 3.1. Типы вооружений трехшарошечных долот

– по типу опоры трехшарошечные долота бывают с негерметизированными (открытыми) опорами (рис. 3.2) и с герметизированными масломполненными опорами (рис. 3.3);

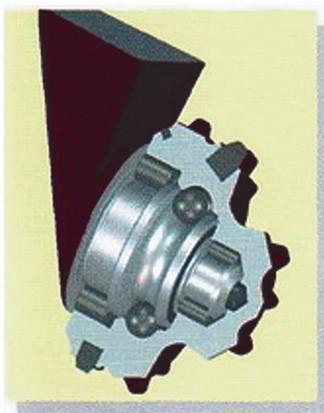


Рис. 3.2. Негерметизированная опора трехшарошечного долота



**Рис. 3.3. Герметизированная маслonaполненная опора
трехшарошечного долота**

– система промывки бывает центральная и боковая (периферийная).

Вооружение трехшарошечного долота выбирается в соответствии с механическими свойствами горных пород, которые предстоит разбуривать в заданном интервале бурения. Долота со стальными фрезерованными зубьями применяются в основном для бурения малоабразивных мягких, средних или твердых горных пород. Долота с твердосплавными зубками (штырями) применяются для бурения высокоабразивных горных пород разных категорий твердости — от мягких до очень крепких. Для выбора конкретного типа вооружения ориентировочно пользуются двумя показателями: твердостью и абразивностью. В табл. 3.1 показано приблизительное соответствие типов вооружений трехшарошечных долот показателям твердости и абразивности пород (в категориях по Л.А. Шрейнеру).

Таблица 3.1

Модифицированная таблица парных соответствий твердости и абразивности горных пород для выбора типов вооружений буровых долот

Абразивность, кат.

12												
11											ИМП	
10									ОК ИМП	ОК ИМП	ИМП	
9								К ИМП	К ИМП	ОК ИМП	ОК ИМП	
8							ТКЗ	ТКЗ ИМП	К ИМП	ОК ИМП	ОК ИМП	
7					ТЗ	ТЗ	ТЗ	ТКЗ ИМП	К ИМП	ОК ИМП		
6			МСЗ	СЗ	ТЗ	ТЗ	ТЗ	ТКЗ ИМП	К ИМП	ОК ИМП		
5		МЗ	МСЗ	МСЗ	СЗ	СЗ	ТЗ АЛМ	ТЗ АЛМ	К ИМП	К ИМП		
4		PDC	МС PDC	С PDC	СТ PDC	Т АЛМ	Т АЛМ	ТК АЛМ	К АЛМ	К ИМП		
3		М PDC	МС PDC	С PDC	СТ PDC	Т АЛМ	Т АЛМ	ТК АЛМ	К АЛМ			
2		М PDC	МС PDC	МС PDC	С PDC	СТ PDC						
1												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Твердость, кат.

Обозначения:

М, МС, С, СТ, Т — трехшарошечные долота со стальным вооружением;

МЗ, МСЗ, СЗ, ТЗ, ТК, ТКЗ, К, ОК — трехшарошечные долота с твердосплавным вооружением;

АЛМ — алмазные долота;

ИМП — импрегнированные алмазные долота;

PDC — долота PDC.

Открытые опоры долот состоят, как правило, из роликовых подшипников качения с шариковым замковым рядом. Герметизированные опоры выполняются как в виде опор качения — роликовых подшипников, так и опор скольжения — втулок из бериллиевой бронзы и других дорогостоящих материалов. Герметизированные опоры также имеют шариковый замковый ряд и оснащены эластомерным или металлизированным уплотнением с системой выравнивания давления. Тип опоры долота выбирается в зависимости от конечной глубины предполагаемого интервала бурения. Это связано с тем, что долота с открытыми опорами обычно гораздо дешевле долот с герметизированными маслonaполненными опорами и на малых глубинах (до 1500 м) часто нет смысла применять дорогие долота. Чем глубже интервал, а соответственно меньше диаметр долота, тем больше показаний в пользу выбора герметизированных маслonaполненных опор.

Герметизация опор обеспечивает многократное увеличение времени работы трехшарошечного долота на забое скважины. Однако применение шарошечных долот с герметизированными маслonaполненными опорами требует ограничения максимальной частоты вращения значениями 100–300 об/мин, в зависимости от конкретного типоразмера долота. Поэтому такие долота могут применяться только с роторным способом бурения или с низкооборотными гидравлическими забойными двигателями.

Система промывки трехшарошечного долота предназначена для качественной очистки забоя от выбуренной горной породы (шлама). Она должна формировать высоконапорный поток промывочной жидкости и направлять его в нужную часть забоя. У долот с центральной промывкой имеется одно выходное отверстие в центре долота, которое направляет струю бурового раствора на центральную часть забоя. У долот с боковой промывкой обычно имеется три выходных отверстия, расположенных между шарошками, направляющих струи жидкости на периферийную часть забоя под углом к оси долота. Бывают также шарошечные долота с двумя боковыми

отверстиями — т.н. долота с асимметричной системой промывки. Долота с боковой системой промывки называются гидромониторными. Для предотвращения размыва выходных отверстий таких долот в них устанавливают гидромониторные насадки (сопла), изготовленные из твердого сплава. Напор струй промывочной жидкости зависит от перепада давления, срабатываемого в гидромониторных насадках долота, который определяется диаметром выходного отверстия сопла.

Современные трехшарошечные долота как российских, так и зарубежных производителей выпускаются в соответствии с системой Международной ассоциации буровых подрядчиков — IADC. Система IADC базируется на специальном цифровом коде, состоящем из трех цифр, отражающих конструкцию долота и категорию горной породы, для бурения которой оно предназначено. Первые две цифры кода обозначают тип вооружения долота, а третья цифра — тип его опоры, а также наличие (или отсутствие) дополнительной конструктивной защиты долота по диаметру в виде твердосплавных зубков на обратном конусе шарошек. Дополнительно латинскими буквами могут обозначаться различные особенности конструкции долота [4]. В табл. 3.2 представлено соответствие типов вооружений, а в табл. 3.3 типов опор российских трехшарошечных долот коду IADC.

При использовании кодировки IADC необходимо исходить из того, что она позволяет выбирать тип вооружения долота по совокупности показателей твердости и абразивности горной породы. Однако по коду IADC невозможно определить управляемость долота, сопротивляемость возникновению сальника и прочие показатели его работы. Код IADC не отражает уникальность вооружения или особенности гидравлики долота, которые могут оказать большое влияние на показатели бурения. Два трехшарошечных долота с одинаковым кодом IADC от разных производителей могут быть не идентичными по своей конструкции. В то же время, эти долота будут предназначены для бурения одних и тех же категорий горных пород.

Таблица 3.2

**Соответствие типов вооружений
трехшарошечных долот коду IADC
(первые две цифры кода)**

Первая цифра кода IADC	Описание породы по промышленной классификации	Вторая цифра кода IADC	Тип вооружения долота	Обозначение типа вооружения долота
1	Мягкие породы	1	стальное	М
		2		М
		3		МС
		4		МС
2	Средние породы	1	стальное	С
		2		С
		3		СТ
		4		СТ
3	Твердые породы	1	стальное	СТ
		2		Т
		3		Т
		4		Т
4	Мягкие абразивные породы	1	твердосплавное	МЗ
		2		МЗ
		3		МЗ
		4		МСЗ
5	Мягко-средние и средние абразивные породы	1	твердосплавное	МСЗ
		2		МСЗ
		3		СЗ
		4		СЗ
6	Средне-твердые абразивные породы	1	твердосплавное	ТЗ
		2		ТЗ
		3		ТК
		4		ТК
7	Твердые абразивные породы	1	твердосплавное	ТКЗ
		2		ТКЗ
		3		ТКЗ
		4		К
8	Крепкие и очень крепкие абразивные породы	1	твердосплавное	К
		2		ОК
		3		ОК
		4		ОК

Таблица 3.3

**Соответствие типов опор трехшарошечных долот коду IADC
(третья цифра кода)**

Третья цифра кода IADC	Конструкция опоры	Обозначение типа опоры по российской классификации	Особенности опоры и наличие дополнительной защиты шарошек по диаметру
1	Негерметизированная опора	В, Н	Роликовый подшипник качения
2	Негерметизированная опора	В, Н	Роликовый подшипник качения с продувкой воздухом
3	Негерметизированная опора	В, Н	Роликовый подшипник качения, твердосплавные зубки на обратном конусе шарошек
4	Герметизированная маслonaполненная опора	ВУ, НУ	Роликовый подшипник качения
5	Герметизированная маслonaполненная опора	НУ	Роликовый подшипник качения, твердосплавные зубки на обратном конусе шарошек
6	Герметизированная маслonaполненная опора	АУ	Подшипник скольжения
7	Герметизированная маслonaполненная опора	АУ	Подшипник скольжения, твердосплавные зубки на обратном конусе шарошек

Примеры обозначения трёхшарошечных долот по коду IADC.

123 – трёхшарошечное долото со стальным фрезерованным вооружением, предназначенное для бурения мягких пород, с негерметизированной опорой качения, защищённое твёрдосплавными зубками на обратном конусе шарошек.

236 – трёхшарошечное долото со стальным фрезерованным вооружением, предназначенное для бурения средних пород, с герметизированной маслonaполненной опорой скольжения.

727 – трёхшарошечное долото с твёрдосплавным вооружением, предназначенное для бурения твёрдых абразивных пород, с герметизированной маслonaполненной опорой скольжения, защищённое твёрдосплавными зубками на обратном конусе шарошек.

3.2. Безопорные долота

В настоящее время у нас в стране в основном применяются безопорные долота следующих типов:

– алмазные долота истирающе-режущего типа с вооружением из природных или синтетических алмазов (однослойные) — рис. 3.4; к долотам этого типа также относятся долота, вооруженные поликристаллическими термостойкими алмазными вставками;



Рис. 3.4. Алмазное долото с вооружением из природных алмазов

– алмазные долота истирающего типа — импрегнированные (многослойные) — рис. 3.5;



Рис. 3.5. Импрегнированное алмазное долото

– безопорные долота режуще-скалывающего типа с поликристаллическими алмазными резцами PDC — рис. 3.6.



Рис. 3.6. Долото с поликристаллическими алмазными резцами PDC

Производством безопорных долот, в основном типа PDC, в России занимаются ОАО «Волгабурмаш» [13], ООО НПП «Буринтех» [12] и ЗАО «УДОЛ» [14]. На российском рынке также широко представлены безопорные долота зарубежных производителей — Hughes Christensen, Smith Bits, Reed Nusalog и др.

Алмазные и импрегнированные долота имеют матричный корпус, выполненный из твёрдого сплава (карбид-вольфрам). Долота PDC могут иметь как стальной корпус,

так и матричный. Формы профилей корпусов безопорных долот могут быть различной конфигурации: плоскими или коническими, с конусом различной длины, в т.ч. с конусом, вогнутым внутрь долота — т.н. долота «рыбий хвост».

Некоторые конструкции долот, вооружённых натуральными алмазами, дополнительно оснащаются термостойкими вставками, содержащими поликристаллические алмазы, которые повышают их износостойкость.

Алмазные долота с однослойным вооружением из природных алмазов применяются для разбуривания малоабразивных средне-твердых и твердых пород. Для разрушения абразивных твердых и крепких пород применяются импрегнированные алмазные долота.

Алмазные долота с вооружением из природных или синтетических алмазов разрушают горную породу на забое скважины в основном истиранием (микрорезанием). Производительность такого долота существенно зависит от частоты его вращения. Поэтому для эффективной работы алмазного долота пользуются высокооборотным режимом бурения (более 600 об/мин), который достигается применением турбобуров. В еще большей мере это требование важно при использовании импрегнированных (многослойных) алмазных долот. В связи с небольшим выступом алмазов из матрицы долота разрушение горных пород алмазными долотами характеризуется низкой механической скоростью проходки (не более 3 м/ч).

Долота PDC в основном используются при бурении в неабразивных мягких, средних и средне-твердых породах. Корпус долота PDC состоит из лопастей, по контуру которых укреплены круглые алмазно-твёрдосплавные резцы. Количество лопастей определяет тип долота PDC, предназначенного для пород разной категории твёрдости: чем твёрже порода, тем больше лопастей имеет долото PDC. Например, в конструкциях долот PDC, выпускаемых ООО НПП «Буринтех», число лопастей варьирует от 4 (для самых мягких пород) до 9 (для твёрдых пород).

У долот с поликристаллическими алмазными режцами PDC режущий режим разрушения горной породы обеспечивается как при низких, так и при высоких частотах вращения. Наиболее подходящим для этих долот считается среднеоборотный режим — от 200 до 450 об/мин. Долота PDC обеспечивают высокую механическую скорость проходки, как правило, на уровне или выше, чем у трехшарошечных долот в аналогичных породах.

Из-за отсутствия вращающихся частей, безопорные долота всех типов отличаются большим временем механического бурения. Они могут разрушать горные породы на забое скважины до 300 ч.

Выбор алмазных долот с природными или синтетическими алмазами, включая импрегнированные, проводится при условии, что начальная глубина предполагаемого интервала бурения составляет более 2000 м, а длина интервала — не менее 250 м. Долота PDC выбираются независимо от предполагаемой глубины бурения. Вследствие указанных ограничений алмазные долота истирающе-режущего и истирающего типов применяются в небольших объемах. Наоборот, долота PDC получили в последние годы широкое распространение при бурении скважин.

Безопорные долота имеют промывочные каналы и отверстия в корпусе. При выборе таких долот стараются обеспечить промывку с повышенным расходом бурового раствора, чем при использовании трехшарошечных долот аналогичного диаметра.

Система IADC применяется также для обозначения типов безопорных долот, однако, кодировка здесь несколько иная, чем для трехшарошечных долот – см. табл. 3.4. При обозначении долот PDC, буквы S или M в начале кода указывают на стальной или матричный (твёрдосплавный) корпус долота. Комбинация из трех последующих цифр характеризует категорию горной породы, для которой предназначено долото, размер (диаметр) алмазно-твёрдосплавных резцов и тип профиля долота. Для алмазных и импрегнированных долот в начале кода указывается буква D, а вторая цифра кода указывает на материал вооружения долота.

Таблица 3.4

Классификация безопорных долот по коду IADC

Категория горной породы (первая цифра кода)		Диаметр резцов PDC, мм (вторая цифра кода)				Тип профиля долота (третья цифра кода)							
		1	2	3	4	1	2	3	4				
Очень мягкая	1	24 (и более)	19 (от 14 до 24)	13 (от 9 до 14)	8 (и менее)	вогнутый профиль - «рыбий хвост»	плоский или короткий профиль	средний профиль	длинный профиль				
Мягкая	2												
Средне-мягкая	3												
Средняя	4												
		Тип алмазов											
Средне-твёрдая	6	натуральные алмазы	термостойкие вставки	натур. алмазы и термост. вставки	импрегнированные алмазы								
Твёрдая	7												
Крепкая	8												

Буквенный символ кода: S – стальной корпус долота PDC

M – матричный корпус долота PDC

D – алмазное или импрегнированное долото

Примеры обозначения безопорных долот по коду IADC.

S223 – долото PDC, со стальным корпусом, предназначенное для бурения мягких пород, оснащённое резцами диаметром 19 мм, со средним профилем.

M431 – долото PDC, с твёрдосплавным матричным корпусом, предназначенное для бурения средних пород, оснащённое резцами диаметром 13 мм, с профилем «рыбий хвост».

D844 – импрегнированное алмазное долото, предназначенное для бурения крепких пород, с длинным профилем.

При выборе безопорных долот как альтернативы шарошечным необходимо ориентироваться на то, что они должны обеспечивать кратно большие проходки за рейс, чем трехшарошечные долота в аналогичных породах и глубинах. Без выполнения этого требования трудно обеспечить экономическую эффективность бурения этими долотами из-за их высокой стоимости.

В табл. 3.1 показано приблизительное соответствие типов безопорных долот типам вооружения трехшарошечных долот в зависимости от показателей твердости и абразивности разбуриваемых горных пород (в категориях). То же, но с учетом классификации трехшарошечных долот по коду IADC, представлено в табл. 3.5.

Таблица 3.5

Соответствие типов безопорных долот типам вооружения трехшарошечных долот по коду IADC

Первая цифра кода IADC	Описание породы	Тип вооружения шарошечного долота	Долота PDC	Алмазные долота	Импregnированные долота
1	Мягкие породы	стальное	PDC		
2	Средние породы	стальное	PDC	АЛМ	
3	Твердые породы	стальное	PDC	АЛМ	
4	Мягкие абразивные породы	твердосплавное	PDC		
5	Мягко-средние и средние абразивные породы	твердосплавное	PDC		

Первая цифра кода IADC	Описание породы	Тип вооружения шарошечного долота	Долота PDC	Алмазные долота	Импregnированные долота
6	Средне-твердые абразивные породы	твердосплавное			ИМП
7	Твердые абразивные породы	твердосплавное			ИМП
8	Крепкие и очень крепкие абразивные породы	твердосплавное			ИМП

3.3. Показатели работы долот

Работа долот при бурении интервала скважины оценивается следующими показателями: проходка на долото (за рейс долота), время работы долота (время механического бурения, стойкость или ресурс долота), механическая скорость проходки.

Исходная геолого-технологическая информация должна содержать сведения о показателях работы буровых долот, применяемых при проводке скважин на данном месторождении, которые считаются базовыми. Средние показатели — проходка на долото (за рейс долота), время работы долота и механическая скорость проходки — используются

для сравнения применяемых типов долот, а также для выбора наиболее эффективного типа долота. При этом необходимо учитывать сопоставимость горно-геологических условий бурения для сравниваемых долот и соблюдать основные правила статистической обработки промысловых данных [2, 5]. Под сопоставимыми горно-геологическими условиями понимаются приблизительно идентичность географического региона, нефтегазового месторождения, глубины, длины и диаметра интервала бурения, механических свойств горных пород, состава и свойств применяемых буровых растворов, траектории ствола скважины и других факторов.

Если известна общая длина интервала бурения и количество долот (рейсов), использованных для бурения этого интервала, то средняя проходка на долото (за рейс) вычисляется по формуле:

$$h = \frac{H}{N}, \quad (3.1)$$

где h — средняя проходка на долото (за рейс долота), м;
 H — общая проходка в интервале бурения, м;
 N — количество долот (рейсов).

Аналогично определяется среднее время работы (стойкость) долота:

$$t_6 = \frac{T_6}{N}, \quad (3.2)$$

где t_6 — среднее время мехбурения долотом, ч;
 T_6 — общее время мехбурения интервала, ч.

Средняя механическая скорость проходки V_m (м/ч) может быть найдена по формуле:

$$V_m = \frac{H}{T_6}. \quad (3.3)$$

Эффективность работы долот оценивается технико-экономическими показателями бурения: рейсовой скоростью

бурения и стоимостью одного метра проходки в заданном интервале проводки скважины:

$$V_p = \frac{H}{T_6 + T_{сп}}; \quad (3.4)$$

$$C_m = \frac{B + R(T_6 + T_{сп}) + R_{ГЗД}T_6}{H}, \quad (3.5)$$

- где V_p — рейсовая скорость бурения, м/ч;
 C_m — стоимость метра проходки, руб/м;
 H — длина интервала бурения, м;
 T_6 — общее время мехбурения интервала, ч;
 $T_{сп}$ — общее время спускоподъемных операций и вспомогательных работ, ч;
 B — суммарная стоимость всех долот, руб;
 R — стоимость часа работы буровой установки, руб/ч;
 $R_{ГЗД}$ — стоимость проката (аренды) ГЗД, руб/ч.

Ориентировочные стоимости буровых долот приведены в табл. 3.6. Стоимости часа работы буровой установки и проката ГЗД указываются в проектном задании.

Таблица 3.6

**Ориентировочные цены буровых долот, тыс. руб.
 (по данным коммерческих источников)**

Диаметр долота, мм	Трехша-рош. негерметизир. опоры	Трехша-рош. герметизир. опоры	Алмазное, Импрегнир.	PDC
215,9	150	200	600	900
244,5	180	220	700	1000
269,9	185	225	750	1100
295,3	190	240	850	1150

При сравнении технико-экономических показателей работы разных типов долот в сопоставимых горно-геологических условиях эффективным признается тот тип долота, который обеспечивает меньшую стоимость одного метра проходки в заданном интервале бурения. Показатель рейсовой скорости бурения следует использовать как дополнительный при обосновании эффективности выбранного типа долота.

При совершенствовании технологии бурения необходимо также знать и энергетические показатели работы применяемых долот. Типоразмер долота и параметры режима бурения оказывают влияние на энергоемкость процесса углубления скважины. При разрушении горной породы на забое к долоту прикладывается крутящий (вращающий) момент, который зависит от многих факторов, основными из которых являются твердость разбуриваемых горных пород, типоразмер долота, осевая нагрузка на долото и частота его вращения. Влияние этих факторов учитывается т.н. удельным моментом на долоте, который выражает функциональную связь крутящего момента на долоте с осевой нагрузкой:

$$M_d = mG, \quad (3.6)$$

где M_d — крутящий момент на долоте, Н·м;

m — удельный момент на долоте, м;

G — осевая нагрузка на долото, Н.

С достаточной для практических расчетов точностью удельный момент на долоте может быть определен по упрощенной эмпирической формуле [10]:

$$m = a_d \left(\frac{28}{n} + 0,14 \right) D_d^2, \quad (3.7)$$

где m — удельный момент на долоте, м;

a_d — безразмерный коэффициент, зависящий от типа долота:

- для трехшарошечных долот типов М, МС, МСЗ
 $a_d = 0,9 \dots 1,0$;
 - для трехшарошечных долот типов С, СЗ, СТ
 $a_d = 0,7 \dots 0,8$;
 - для трехшарошечных долот типов Т, ТЗ, ТКЗ, К, ОК
 $a_d = 0,5 \dots 0,6$;
 - для алмазных долот истирающе-режущего и истирающего типов $a_d = 1,8 \dots 2,5$;
 - для долот режущего типа PDC $a_d = 3,0 \dots 3,5$;
- n — частота вращения долота, об/мин;
 D_d — диаметр долота, м.

Зная крутящий момент на долоте, можно рассчитать величину механической мощности, срабатываемой на долоте:

$$N_{дм} = \frac{\pi M_d n}{30}, \quad (3.8)$$

- где $N_{дм}$ — механическая мощность, Вт;
 M_d — крутящий момент на долоте, Н·м;
 n — частота вращения долота, об/мин.

Гидравлическая мощность определяется из выражения:

$$N_{дг} = P_d Q, \quad (3.9)$$

- где $N_{дг}$ — гидравлическая мощность, Вт;
 P_d — перепад давления, срабатываемый в долоте, Па;
 Q — расход бурового раствора, м³/с.

Кроме энергетических показателей, при расчетах форсированных режимов бурения необходимо учитывать предельные (допустимые) параметры отработки долот — осевую нагрузку и частоту вращения, рекомендованные их производителями. Для некоторых типоразмеров долот эти параметры приведены в табл. 3.7. При необходимости указанный диапазон параметров может быть расширен на 20 %.

Таблица 3.7

**Предельные параметры обработки буровых долот
(ориентировочно, по данным производителей долот)**

Тип долота	Диаметр долота, мм	Осевая нагрузка, кН		Частота вращения, об/мин	
		макс.	мин.	макс.	мин.
Трехшарошечные долота с негерметизированными опорами В, Н	215,9	250	50	650	150
	244,5	270	50	650	150
	269,9	290	60	600	90
	295,3	300	70	600	90
Трехшарошечные долота с герметизированными опорами качения НУ	215,9	220	50	300	80
	244,5	250	50	300	80
	269,9	270	60	250	60
	295,3	290	70	250	60
Трехшарошечные долота с герметизированными опорами скольжения АУ	215,9	220	40	150	40
	244,5	250	40	150	40
	269,9	270	35	140	40
	295,3	290	30	120	40
Долота РДС	215,9	120	20	450	80
	269,9	140	25	400	80
	295,3	150	25	400	60
Долота Алмазные и Импрегнированные	215,9	150	20	1000	500
	269,9	250	25	900	450

4. РЕЖИМ БУРЕНИЯ

Режим бурения — это совокупность факторов, которые влияют на эффективность разрушения горной породы долотом на забое скважины, определяют интенсивность износа долота и которыми можно управлять в процессе бурения. Факторы, определяющие режим бурения, называются параметрами режима бурения. К ним относятся расход и плотность бурового раствора, осевая нагрузка на долото, частота вращения долота.

Расход бурового раствора обеспечивает полную и своевременную очистку забоя и скважины от шлама, а также устойчивую работу гидравлического забойного двигателя. Плотность бурового раствора определяет дифференциальное давление и влияет на степень очистки забоя скважины. Осевая нагрузка на долото и частота вращения создают необходимые усилия для разрушения горной породы на забое и влияют на скорость углубления скважины.

4.1. Расход и плотность бурового раствора

Величина расхода бурового раствора определяется с целью обеспечения лучшей очистки забоя и долота от шлама, более полного выноса выбуренной породы из скважины на поверхность и обеспечения устойчивой работы гидравлического забойного двигателя. Считается, что отработка долота будет произведена при удовлетворительной промывке, если минимальное значение расхода Q_0 удовлетворяет условию:

$$Q_0 \geq \max(Q_1; Q_2), \quad (4.1)$$

где Q_1 — расход, обеспечивающий очистку забоя и долота от шлама;

Q_2 — расход, обеспечивающий вынос выбуренной породы из скважины.

Расход Q_1 определяют по формуле:

$$Q_1 = a \frac{\pi}{4} D_c^2, \quad (4.2)$$

где Q_1 — расход бурового раствора, обеспечивающий очистку забоя и долота, м³/с;

D_c — диаметр скважины, м;

a — коэффициент расхода, м/с; его величина зависит от применяемого способа бурения и типа долота.

При использовании трехшарошечных долот:

$a = (0,35 \dots 0,50)$ м/с для роторного бурения;

$a = (0,50 \dots 0,70)$ м/с для бурения с помощью ГЗД.

При использовании алмазных долот и долот РДС коэффициент a может быть увеличен в 1,2–1,3 раза.

При выборе величины a в формуле (4.2) следует также ориентироваться на плотность бурового раствора: большие значения a принимаются при меньшей плотности, например при промывке скважины водой. При плотности раствора более 1300 кг/м³ необходимо принимать минимальные значения a .

Расход Q_2 определяют по формуле:

$$Q_2 = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_n^2) V_k, \quad (4.3)$$

где Q_2 — расход бурового раствора, обеспечивающий вынос шлама из скважины, м³/с;

d_n — минимальный наружный диаметр бурильных труб, м;

V_k — средняя скорость течения жидкости, обеспечивающая вынос шлама из скважины, м/с.

Величина V_k зависит от типа разбуриваемых пород, реологических свойств бурового раствора, конструкции долота и других факторов. Обычно эта величина определяется

исходя из промысловых данных, полученных при бурении ряда скважин на данной площади (месторождении). При практических расчетах скорость V_k можно принимать в пределах (0,5...0,6) м/с.

При использовании гидравлических забойных двигателей необходимо также проверить выбранную величину расхода бурового раствора Q_0 на возможность обеспечения устойчивой работы ГЗД. Выбранный расход жидкости Q_0 должен соответствовать диапазону рекомендуемых компаниями-производителями значений расходов жидкости для конкретного типоразмера ГЗД (см. раздел 5).

Далее по табл. 4.1 выбирается тип и число работающих буровых насосов, а также диаметр их цилиндрических втулок (поршней). При этом необходимо, чтобы подача насосов Q_H была равна или несколько превышала минимальное значение расхода Q_0 , найденное по формуле (4.1). Окончательно расход бурового раствора Q определяется по формуле:

$$Q = m_H N_H Q_H \geq Q_0, \quad (4.4)$$

где m_H — коэффициент наполнения;

Q_H — справочная подача насосов при выбранном диаметре втулок и при $m_H = 1$, м³/с;

N_H — количество используемых буровых насосов.

Коэффициент наполнения m_H выбирается в зависимости от условий всасывания насосом промывочной жидкости. При наличии подпора на всасывании $m_H = 1$. Если же всасывание осуществляется без подпора, например из емкостей в грунте, то принимается:

- при промывке технической водой $m_H = 0,9$;
- при промывке глинистым раствором плотностью менее 1200 кг/м³ $m_H = 0,85$;
- при промывке глинистым раствором плотностью более 1200 кг/м³ $m_H = 0,8$.

Таблица 4.1

Паспортные характеристики буровых насосов при $m_H = 1$

Диаметр цилиндровой втулки (поршня), мм	НБТ-475 (БРН-1)		НБТ-600		УНБ-600А (У8-6МА2)		УНБТ-750 (У8-7М)		УНБТ-950А		УНБТ-1180А1	
	Пре-дельное давле-ние P_H , МПа	Пода-ча $Q_H \cdot 10^3$, м ³ /с	Пре-дельное давле-ние P_H , МПа	Пода-ча $Q_H \cdot 10^3$, м ³ /с	Пре-дельное давле-ние P_H , МПа	Пода-ча $Q_H \cdot 10^3$, м ³ /с	Пре-дельное давле-ние P_H , МПа	Пода-ча $Q_H \cdot 10^3$, м ³ /с	Пре-дельное давле-ние P_H , МПа	Пода-ча $Q_H \cdot 10^3$, м ³ /с	Пре-дельное давле-ние P_H , МПа	Пода-ча $Q_H \cdot 10^3$, м ³ /с
200	-	-	-	-	10,0	51,9	-	-	-	-	-	-
190	-	-	-	-	11,5	45,7	-	-	-	-	-	-
180	9,2	45,7	11,2	45,6	12,5	42,0	13,5	50,9	19,0	46,0	23,5	46,0
170	10,3	40,7	12,6	40,6	14,5	36,0	15,2	45,5	21,0	41,0	26,5	41,0
160	11,6	35,9	14,2	35,8	16,5	31,5	17,1	40,4	24,0	36,4	30,0	36,4
150	13,2	31,5	16,1	31,3	19,0	27,5	19,6	35,5	27,5	31,9	32,0	31,9
140	14,1	27,3	18,6	27,1	22,5	23,3	22,4	31,0	32,0	27,8	32,0	27,8
130	17,7	23,4	21,7	23,2	25,0	19,7	26,0	26,3	-	-	-	-
120	20,8	19,7	25,0	19,5	-	-	35,0	22,7	-	-	-	-

При выборе насосов следует учитывать, что, как правило, буровые установки комплектуются двумя буровыми насосами. На тяжелых буровых установках при проводке глубоких и сверхглубоких скважин могут устанавливаться три буровых насоса. Один из насосов рекомендуется держать в резерве. При бурении гидравлическими забойными двигателями для подвода большей гидравлической мощности к ГЗД и долоту возможно одновременное применение двух насосов.

Величина плотности бурового раствора выбирается в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [11]: плотность бурового раствора должна обеспечивать создание столбом раствора гидростатического давления на забой скважины, превышающего пластовые давления на величину не менее:

- 10 % для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м);
- 5 % для интервалов от 1200 м до проектной глубины.

Исходя из этого условия, минимальную плотность бурового раствора следует вычислять по формуле:

$$\rho = \frac{K_p P_{пл}}{gL_k}, \quad (4.5)$$

где ρ — плотность бурового раствора, кг/м³;

$P_{пл}$ — пластовое давление, Па;

g — ускорение силы тяжести, м/с²;

L_k — глубина залегания кровли пласта с максимальным градиентом пластового давления, м;

K_p — коэффициент превышения.

Числовые значения K_p необходимо принимать в зависимости от конечной глубины интервала бурения:

– при $L < 1200$ м, $K_p = 1,1$;

– при $L \geq 1200$ м, $K_p = 1,05$.

В необходимых случаях рабочим проектом строительства скважины может предусматриваться большая величина

плотности бурового раствора, чем найденная по формуле (4.5), однако при этом максимально допустимая репрессия (с учетом гидродинамических нагрузок) должна исключать возможность гидроразрыва пород или поглощение раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения. Следует также придерживаться рекомендаций, согласно которым противодавление на горизонты не должно превышать пластовые давления на 1,5 МПа для скважин глубиной до 1200 м и (2,5...3,0) МПа для более глубоких скважин.

4.2. Осевая нагрузка и частота вращения долота

Осевая нагрузка передается на буровое долото для обеспечения эффективного разрушения горной породы на забое. Величину осевой нагрузки следует определять в зависимости от типоразмера долота и твердости разбуриваемых горных пород с учетом технологических ограничений. В табл. 4.2 приведены рекомендуемые значения удельных нагрузок для долот разных типов, которые могут быть использованы при проектировании параметров режима бурения. Однако на практике для конкретного типоразмера долота следует учитывать рекомендации завода-производителя, а также влияние таких существенных факторов, как необходимая величина крутящего момента гидравлического забойного двигателя, опасность отклонения траектории ствола скважины от проектной, возможная вибрация бурильного инструмента.

Работа бурового долота в режиме оптимальной частоты вращения обеспечивает наилучшие технико-экономические показатели бурения интервала скважины. Оптимальная частота вращения зависит от типоразмера долота, твердости и

абразивности разбуриваемых горных пород, глубины интервала бурения и других факторов. Однако, как и при выборе осевой нагрузки, здесь также необходимо учитывать рекомендуемые производителями буровых долот диапазоны частот вращения. Наиболее общие рекомендации приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Рекомендуемые величины удельных нагрузок и частот вращения для разных типов долот и способов бурения

Тип вооружения долота	Тип опоры долота	Удельная нагрузка, кН/см	Частота вращения ротора, об/мин	Частота вращения ГЗД, об/мин
Трехшарошечное М, МС, МЗ, МСЗ	негерметизированные опоры	5–10	-	500–650
Трехшарошечное С, СТ, Т, СЗ, ТЗ	негерметизированные опоры	6–12	-	400–500
Трехшарошечное М, МС, С, СТ, МЗ, МСЗ, СЗ	герметизированные маслonaполненные опоры	4–8	50–120	100–250
Трехшарошечное Т, К, ОК, ТЗ, ТКЗ	герметизированные маслonaполненные опоры	6–10	40–80	90–150
Алмазное, Импрегнированное	безопорное	3–6	-	600–900
PDC	безопорное	2–5	80–120	120–350

Примечание: под удельной нагрузкой принято отношение осевой нагрузки (кН) к диаметру долота (см).

При выборе параметров режима бурения из рекомендуемого диапазона следует также придерживаться правила, согласно которому большему значению осевых нагрузок

должно соответствовать меньшее значение частоты вращения долота.

4.3. Зависимость показателей работы долот от параметров режима бурения

Параметры режима бурения — расход бурового раствора, осевая нагрузка и частота вращения — в совокупности оказывают большое влияние на показатели работы долота: механическую скорость проходки, время механического бурения (стойкость долота) и проходку за рейс (на долото). При проектировании режима бурения необходимо выбирать такое сочетание параметров, которое обеспечит минимальное значение стоимости метра проходки C_m заданного интервала скважины и максимальное значение рейсовой скорости бурения V_p . Как известно, эти показатели тесно связаны с механической скоростью проходки V_M и временем работы долота t_6 на забое скважины. В свою очередь, эти показатели зависят от осевой нагрузки на долото G и частоты вращения долота n . Для пересчета этих показателей на другие значения параметров режима бурения могут быть использованы следующие зависимости [6]:

$$V_M = Kn^\alpha G^\beta, \quad (4.6)$$

$$t_6 = \frac{A}{n^\delta G^\psi}, \quad (4.7)$$

где V_M — механическая скорость проходки, м/ч;

t_6 — время механического бурения, ч;

n — частота вращения долота, об/мин;

G — осевая нагрузка на долото, кН;

$K, \alpha, \beta, A, \delta, \psi$ — эмпирические коэффициенты, определяемые по результатам фактической отработки всех долот одного типоразмера в рассматриваемом интервале.

При отсутствии промысловых данных обработки долот для выполнения учебных работ можно использовать числовые значения эмпирических коэффициентов — показателей степени, приведенные в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Значения показателей степени

Показатели	Тип долота		
	Трехшарошечное с негерметизированной опорой	Трехшарошечное с герметизированной маслonaполненной опорой	Алмазное, Импрегнированное, PDC
α	0,6–0,8	0,6–0,8	0,8–1,0
β	1,2–1,4	1,2–1,4	1,0–1,2
δ	0,6–0,8	0,8–1,2	0,3–0,5
ψ	1,0–1,2	1,0–1,4	0,8–1,0

Значения адаптационных коэффициентов K и A определяются при подстановке в формулы (4.6) и (4.7) средних величин V_M и t_δ , параметров G и n с соответствующими степенными показателями и решения обратной задачи:

$$K = \frac{V_M}{n^\alpha G^\beta}, \quad (4.8)$$

$$A = t_\delta n^\delta G^\psi. \quad (4.9)$$

Используя приведенный алгоритм расчета, можно определить прогнозные потенциальные значения технико-экономических показателей работы долот, которые могут быть получены при форсировании (увеличении) таких параметров режима бурения, как осевая нагрузка на долото G и частота вращения n . Для этого необходимо:

– по формулам (4.8) и (4.9) определить числовые значения адаптационных коэффициентов K и A ;

– задавшись максимально допустимыми в рассматриваемых условиях значениями осевой нагрузки G и частоты вращения n , по формулам (4.6) и (4.7) вычислить максимально возможные величины механической скорости проходки V_M и времени работы долота t_6 ;

– полученные величины V_M и t_6 использовать для расчета потенциальных показателей проходки на долото и технико-экономических показателей бурения.

При выполнении расчетов важно правильно определить максимально допустимые значения параметров осевой нагрузки G и частоты вращения долота n в рассматриваемых условиях бурения заданного интервала скважины. Эти параметры могут быть ограничены прочностью породоразрушающего инструмента в соответствии с максимально допустимыми величинами осевой нагрузки и частоты вращения, указанными производителем в паспорте или технической инструкции долота (см. табл. 3.6), а также другими факторами, ограничивающими форсирование режима бурения при проводке данной скважины. В частности, при бурении скважины гидравлическими забойными двигателями необходимо учитывать допустимую осевую нагрузку на корпус ГЗД (см. табл. 5.3) и нагрузку, обусловленную приемистостью ГЗД (см. раздел 5). Определяя ограничения по осевой нагрузке, следует выбирать минимальное значение из всех имеющихся.

В результате сравнения технико-экономических показателей двух разных (конкурентных) типов долот может оказаться, что лучшее долото, найденное по фактическим параметрам режима бурения, не является таковым при форсировании режимных параметров. В этом случае наиболее эффективным следует признать долото, которое обеспечивает меньшую стоимость метра проходки при потенциальных параметрах режима бурения.

5. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

Гидравлический забойный двигатель (ГЗД) — это механизм, в котором энергия потока промывочной жидкости преобразуется в механическую энергию вращения вала. Узел, в котором осуществляется преобразование энергии, называется рабочим органом ГЗД. В настоящее время российскими машиностроительными предприятиями выпускается множество типоразмеров гидравлических забойных двигателей двух основных видов: турбобуров и винтовых забойных двигателей (ВЗД). Общим для всех видов ГЗД является источник энергии — поток промывочной жидкости (бурового раствора), нагнетаемый буровыми насосами через бурильную колонну в ГЗД и далее в долото.

Главное назначение гидравлического забойного двигателя состоит в том, чтобы быть эффективным приводом бурового долота. Поэтому важнейшим показателем ГЗД является его энергетическая характеристика, под которой понимается совокупность зависимостей крутящего момента, частоты вращения, перепада давления, мощности и коэффициента полезного действия (КПД), характеризующих режим работы забойного двигателя. Современные гидравлические забойные двигатели также способствуют проводке ствола скважины по заданной траектории. Кроме того, применение ГЗД не должно увеличивать риск возникновения осложнений и аварий в процессе бурения.

5.1. Турбобуры

Турбобуры являются высокооборотными гидравлическими забойными двигателями. Рабочим органом турбобура является многоступенчатая турбина, состоящая из ступеней статора и ротора — рис. 5.1. Статоры жестко связаны с корпусом турбобура, а роторы с его валом. Статоры и роторы собираются на валу длиной около 8 м в комплекты, состоящие примерно из 100–120 ступеней. Каждый такой комплект устанавливается в единый корпус и представляет собой турбинную секцию турбобура. Турбобуры применяются собранными в одну, две или три турбинные секции. Вал турбобура опирается на осевую опору, которая вынесена в отдельную секцию — шпindel. У турбобуров в бесшпindelном исполнении, например турбобура Т12РТ-240, осевая опора размещается в одной секции со ступенями турбины.



Рис. 5.1. Ступень турбины турбобура (статор и ротор)

Турбобуры в нашей стране производятся в основном на заводах двух крупных компаний: ОАО «Кунгурский машинозавод» [16] и ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» [15]. Технические и энергетические характеристики этих турбобуров приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Технические и энергетические характеристики турбобуров

Тип турбобура	А7Ш	ЗТСШ1-195	ЗТСШ1-195АТП	Т1-195	Т12РТ-240	А9Ш	ЗТСШ1-240	Т1-240	ТВ1-240
Наружный диаметр, мм	195	195	195	195	240	240	240	240	240
Длина, м	17,6	25,7	25,7	25,5	8,2	16,7	23,3	23,7	8,2
Масса, кг	3135	4790	4800	4810	2017	4605	5975	6200	2000
Диаметры примечаемых долот, мм	215,9-244,5	215,9-244,5	215,9-244,5	215,9-244,5	269,9-393,7	269,9-393,7	269,9-393,7	269,9-393,7	269,9-393,7
Кол-во турбинных секций, шт.	2	3	3	3	1	2	3	3	1
Кол-во ступеней турбины, шт.	230	330	330	435	104	220	315	348	132
Расход бурового раствора, л/с	30	35	25	35	55	45	45	45	55
Частота вращения на холостом режиме, об/мин	1050	900	1250	960	1500	900	1100	950	1000
Частота вращения на режиме макс. мощности, об/мин	525	450	625	480	750	450	550	475	500
Тормозной момент, Н,м	3750	4000	4250	5700	5100	6100	9100	10000	3700
Перепад давления на режиме макс. мощности, МПа	7,8	5,5	6,9	8,5	5,5	7,0	10,0	10,5	3,5

Примечание: энергетические параметры турбобуров даны при плотности бурового раствора 1000 кг/м³ (техническая вода).

Параметры характеристик турбобуров, указанные в таблице (справочные параметры), при необходимости пересчитываются на другие значения расхода и плотности бурового раствора по формулам:

$$M = M_{\text{спр}} \frac{\rho Q^2}{\rho_{\text{спр}} Q_{\text{спр}}^2}, \quad (5.1)$$

$$n = n_{\text{спр}} \frac{Q}{Q_{\text{спр}}}, \quad (5.2)$$

$$P = P_{\text{спр}} \frac{\rho Q^2}{\rho_{\text{спр}} Q_{\text{спр}}^2}, \quad (5.3)$$

где M — крутящий момент;

n — частота вращения;

P — перепад давления;

Q — расход бурового раствора;

ρ — плотность бурового раствора;

$Q_{\text{спр}}$ — расход бурового раствора, соответствующий справочной характеристике турбобура;

$\rho_{\text{спр}}$ — плотность бурового раствора, соответствующая справочной характеристике турбобура;

$M_{\text{спр}}$ — крутящий момент, соответствующий справочной характеристике турбобура;

$n_{\text{спр}}$ — частота вращения, соответствующая справочной характеристике турбобура;

$P_{\text{спр}}$ — перепад давления, соответствующий справочной характеристике турбобура.

Особенностью энергетической характеристики турбобура является линейная зависимость частоты вращения от крутящего момента. При работе турбобура, с увеличением осевой нагрузки и, соответственно, крутящего момента, частота вращения его вала значительно снижается. Зависимость крутящего момента турбобура M от частоты вращения n выражается формулой:

$$M = M_T \left(1 - \frac{n}{n_x}\right), \quad (5.4)$$

где M_T — тормозной момент;
 n_x — частота вращения на холостом режиме.

Решая уравнение (5.4), относительно n можно определить рабочую частоту вращения турбобура, которая будет соответствовать крутящему моменту M :

$$n = n_x \left(1 - \frac{M}{M_T}\right). \quad (5.5)$$

5.2. Винтовые забойные двигатели

Винтовые забойные двигатели (ВЗД) являются низкооборотными гидравлическими забойными двигателями. Рабочим органом ВЗД является винтовая пара, состоящая из металлического ротора и обрешиненного статора — рис. 5.2. Все конструкции винтовых двигателей имеют узел трансмиссии — карданное или торсионное соединение. Осевая опора ВЗД также устанавливается в его шпindelной секции.



Рис. 5.2. Статор и ротор винтового забойного двигателя (поперечный разрез)

Производством винтовых забойных двигателей в России занимаются три крупных компании: ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» [15], ООО «Радиус-Сервис» [17] и ОАО «Кунгурский машзавод» [16].

Технические и энергетические характеристики винтовых забойных двигателей приведены в табл. 5.2. Параметры характеристик ВЗД, указанные в таблице (справочные параметры), при необходимости пересчитываются на другие значения расхода и плотности бурового раствора по формулам:

$$M = M_{\text{спр}} \frac{\rho Q}{\rho_{\text{спр}} Q_{\text{спр}}}, \quad (5.6)$$

$$n = n_{\text{спр}} \frac{Q}{Q_{\text{спр}}}, \quad (5.7)$$

$$P = P_{\text{спр}} \frac{\rho Q}{\rho_{\text{спр}} Q_{\text{спр}}}, \quad (5.8)$$

где M — крутящий момент;

n — частота вращения;

P — перепад давления;

Q — расход бурового раствора;

ρ — плотность бурового раствора;

$Q_{\text{спр}}$ — расход бурового раствора, соответствующий справочной характеристике ВЗД;

$\rho_{\text{спр}}$ — плотность бурового раствора, соответствующая справочной характеристике ВЗД;

$M_{\text{спр}}$ — крутящий момент, соответствующий справочной характеристике ВЗД;

$n_{\text{спр}}$ — частота вращения, соответствующая справочной характеристике ВЗД;

$P_{\text{спр}}$ — перепад давления, соответствующий справочной характеристике ВЗД.

Таблица 5.2

Технические и энергетические характеристики винтовых забойных двигателей

Тип ВЗД	Д5-172М	Д-178	Д-172	ДЗМ-195	Д5-195	ДТР-195	Д1-195	Д1-240	Д-240
Наружный диаметр, мм	176	178	172	195	195	195	195	240	240
Длина, м	5,8	7,4	9,5	6,8	6,0	8,29	8,3	6,9	8,5
Масса, кг	770	1018	1310	1100	1080	1430	1400	1800	1890
Диаметры долот, мм	190,5– 215,9	215,9– 244,5	190,5– 215,9	215,9– 244,5	215,9– 244,5	215,9– 244,5	215,9– 244,5	269,9– 393,7	269,9– 393,7
Заходность ротор/статора	9/10	7/8	7/8	9/10	9/10	7/8	6/7	7/8	7/8
Число шагов статора	2,8	3,7	5,7	2,8	2,8	7,7	5,6	3,4	4,1
Длина активной части статора, мм	2400	3600	5000	2400	2400	4600	4000	3000	3600
Расход бурового раствора, л/с	35	35	38	35	35	35	35	50	50
Частота вращения на холостом режиме, об/мин	150	145	170	150	150	205	300	150	145
Частота вращения на режиме максимума мощности, об/мин	115	100	140	115	115	160	240	130	115
Крутящий момент на тормозном режиме, Н.м	14200	19000	20500	12400	14200	23000	18000	18000	25400
Перелад давления на режиме максимума мощности, МПа	10,0	10,0	8,7	9,8	10,0	16,0	15,5	8,0	10,0

Примечания: энергетические параметры ВЗД даны при плотности бурового раствора 1000 кг/м³ (техническая вода).

Особенностью энергетической характеристики винтового забойного двигателя является нелинейная зависимость частоты вращения от крутящего момента. Однако при работе ВЗД, в отличие от турбобуров, с увеличением осевой нагрузки и, соответственно, крутящего момента частота вращения его вала снижается незначительно.

Частота вращения вала винтового забойного двигателя, соответствующая заданному значению крутящего момента M , может быть определена по формуле [1]:

$$n = n_x \left[1 - \left(\frac{M}{M_T} \right)^\alpha \right], \quad (5.9)$$

где α — показатель, характеризующий объемные потери промывочной жидкости в винтовой рабочей паре двигателя.

Значение α может меняться в пределах от 1,5 до 4,0 в зависимости от натяга винтовой пары, на который влияет ее износ: чем больше натяг, тем выше α . При проведении расчетов можно принимать:

$\alpha = 3$ — для нового ВЗД;

$\alpha = 2$ — для изношенного ВЗД (через 100 ч работы);

$\alpha = 4$ — для нового ВЗД с постоянной толщиной эластомера статора (см. рис. 5.3);

$\alpha = 3$ — для изношенного ВЗД с постоянной толщиной эластомера статора (через 100 ч работы).



Рис. 5.3. Статор и ротор винтового забойного двигателя с постоянной толщиной эластомера

5.3. Определение параметров рабочего режима гидравлического забойного двигателя

Для достижения высоких технико-экономических показателей необходимо стремиться к тому, чтобы рабочий режим выбранного ГЗД соответствовал эффективному режиму бурения [9]. Т.е. энергетические параметры выбранного ГЗД на рабочем режиме должны быть равны или близки эффективным параметрам режима бурения данным типоразмером долота в заданном интервале бурения.

При эффективном режиме бурения обеспечивается минимальная стоимость метра проходки. Эффективные или близкие к ним параметры режима бурения определяются в соответствии с методическими положениями раздела 4. В результате для выбранного типоразмера долота определяются требуемые параметры:

- расход бурового раствора — Q , л/с;
- плотность бурового раствора — ρ , кг/м³;
- осевая нагрузка на долото — G , кН;
- частота вращения долота — n , об/мин.

Для определения параметров рабочего режима выбранного типа ГЗД все данные его справочной характеристики (табл. 5.1 или 5.2) следует пересчитать на требуемые значения расхода и плотности бурового раствора по формулам:

- (5.1–5.3) — для турбобура;
- (5.6–5.8) — для винтового забойного двигателя.

В табл. 5.1 и 5.2 приведены рекомендуемые компаниями-производителями значения расхода жидкости (технической воды) для конкретных типоразмеров ГЗД. Эти значения могут быть изменены в пределах $\pm 15\%$. Если требуемая величина расхода Q выходит за рамки этого диапазона значений, то такой ГЗД не подходит для работы с требуемым

расходом бурового раствора Q и его следует заменить на другой.

Далее по табл. 5.1 или 5.2 подбирается такой гидравлический забойный двигатель, тормозной момент которого должен быть не меньше требуемого значения M_T , определенного по формуле:

$$M_T = 2mG , \quad (5.10)$$

где M_T — требуемый минимальный тормозной момент ГЗД, Н·м;

m — удельный момент на долоте, м; определяется по формуле (3.7);

G — осевая нагрузка на долото, Н.

Также необходимо, чтобы частота вращения ГЗД на режиме максимума мощности приблизительно соответствовала требуемому диапазону частот вращения для выбранного типа долота.

После выбора конкретного типа гидравлического забойного двигателя необходимо определить его фактическую частоту вращения n , соответствующую выбранному значению осевой нагрузки на долото G по формулам:

- (5.5) — для турбобура;
- (5.9) — для винтового забойного двигателя.

При этом величина крутящего момента M определяется по формуле:

$$M = mG . \quad (5.11)$$

Кроме аналитических выражений, для приближенного определения рабочего режима забойного двигателя может использоваться графический метод, основанный на построении нагрузочной характеристики ГЗД — графика зависимости частоты вращения n от осевой нагрузки G . Наиболее удобен этот метод для определения режима работы турбобура, т.к. при изменении осевой нагрузки частота вращения турбобура меняется в весьма широком диапазоне.

Для построения графика зависимости $n = n(G)$ необходимо, задаваясь значениями осевой нагрузки на долото, с помощью итераций рассчитать соответствующие им значения частоты вращения долота при его совместной работе с ГЗД по формуле:

$$G = \frac{M_T \left(1 - \frac{n}{n_x}\right)^{1/\alpha}}{a_d \left(\frac{28}{n} + 0,14\right) D_d^2}, \quad (5.12)$$

где G — осевая нагрузка на долото, кН;

n — частота вращения, об/мин;

M_T — тормозной момент ГЗД, Н·м;

n_x — частота вращения ГЗД на холостом режиме, об/мин;

a_d — коэффициент, зависящий от типа долота из формулы (3.7);

α — показатель степени, определяющий нелинейность моментной характеристики ВЗД из формулы (5.9); для турбобуров $\alpha = 1$;

D_d — диаметр долота, м.

Используя полученные данные, необходимо построить для наглядности график зависимости $n = n(G)$ — см. рис. 5.4. По графику, отложив значения осевой нагрузки, можно найти соответствующие им величины частоты вращения ГЗД.

Данный график представляет собой нагрузочную характеристику ГЗД при его совместной работе с конкретным долотом. При работе ГЗД с другим долотом вид графика может измениться.

Фактическая частота вращения ГЗД на рабочем режиме должна соответствовать заданному диапазону частот вращения для выбранного типа долота.

Если заданным параметрам режима бурения могут соответствовать два и более типов гидравлических забойных

двигателей, необходимо сравнить их перепады давления P , рассчитываемые по формулам:

- (5.3) — для турбобура;
- (5.8) — для винтового забойного двигателя.

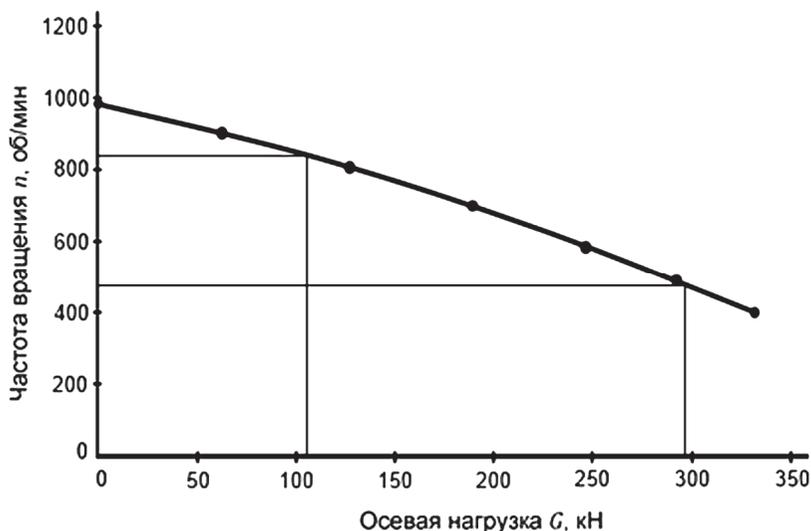


Рис. 5.4. Нагрузочная характеристика турбобура с долотом

Для дальнейшей работы следует рекомендовать гидравлический забойный двигатель с меньшей величиной перепада давления P .

Если не удастся подобрать гидравлический забойный двигатель для заданных параметров режима бурения, т.е. рабочие параметры энергетической характеристики двигателя существенно отличаются от расчетных параметров режима бурения, то необходимо обосновать целесообразность применения такого ГЗД, имея в виду возможное ухудшение показателей работы долота или отказ от применения гидравлического забойного двигателя.

Если для повышения технико-экономических показателей строительства скважины требуется форсировать параметры режима бурения, то при определении максимально

допустимых значений осевой нагрузки на корпус гидравлического забойного двигателя следует руководствоваться рекомендациями табл. 5.3.

Таблица 5.3

Допустимые осевые нагрузки на корпус ГЗД

Наружный диаметр корпуса ГЗД, мм	Допустимая осевая нагрузка, кН
172–178	200
195	250
240	400

6. БУРИЛЬНАЯ КОЛОННА

Бурильная колонна (БК) оказывает большое влияние на работу бурового долота и траекторию ствола скважины. Основной частью БК, которая определяет эффективность процесса бурения и точность проводки скважины по заданному профилю, является компоновка низа бурильной колонны (КНБК).

6.1. Состав бурильной колонны

Бурильная колонна представляет собой непрерывную многозвенную систему, соединяющую наземное буровое оборудование с долотом. Она состоит из ведущей трубы квадратного или многогранного сечения, бурильных труб (БТ), утяжеленных бурильных труб (УБТ) и различных вспомогательных элементов.

В составе одной бурильной колонны могут применяться бурильные трубы одного диаметра (одноразмерные, одноступенчатые БК), двух и более диаметров (многомерные или ступенчатые БК). В свою очередь, каждая ступень БК может состоять из нескольких секций бурильных труб, имеющих разные толщины стенки, материал и группы прочности. Желательно, чтобы бурильные трубы в составе БК находились в растянутом состоянии. Для изготовления бурильных труб используются в основном легированные стали, а также алюминиевые сплавы. Механические свойства материалов этих труб приведены в табл. 6.1. Согласно действующему стандарту стальные бурильные трубы (СБТ) разделены на группы прочности, обозначаемые буквами Д, К, Е,

Л, М, Р, Т. Трубы из алюминиевых сплавов также называются «легкосплавные бурильные трубы» (ЛБТ).

Таблица 6.1

Механические свойства материалов бурильных труб

Показатели	Группа прочности стали							Марка сплава ЛБТ Д16-Т
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т	
Предел прочности σ_B , МПа	637	687	735	784	882	980	1078	460
Предел текучести σ_T , МПа	373	490	539	637	735	882	980	323

Нижняя часть бурильной колонны — КНБК — состоит из долота, гидравлического забойного двигателя (при бурении с помощью ГЗД), утяжеленных бурильных труб и опорно-центрирующих элементов. Кроме этого, в состав КНБК могут включаться противоаварийные и прочие инструменты, например буровой ясс, амортизатор и др. Верхняя часть КНБК соединяется с бурильными трубами. КНБК предназначена для передачи осевой нагрузки на долото и для формирования направления движения долота по заданной траектории при бурении скважины. В процессе работы нижняя часть КНБК сжата, а верхняя растянута. Нейтральное сечение БК обычно находится в верхней зоне КНБК. Утяжеленные бурильные трубы изготавливаются в основном из сталей марок 36Г2С с пределом текучести свыше 440 МПа, 40ХН2МА и 40ХН3МФА с пределом текучести более 640 МПа. В составе одной КНБК могут использоваться несколько ступеней (секций), состоящих из УБТ разного диаметра. При этом диаметр ступеней УБТ уменьшается по направлению от долота к бурильным трубам.

Существуют три основных вида компоновок низа буровой колонны:

- КНБК, предназначенные для бурения вертикальных интервалов скважины;
- КНБК, предназначенные для отклонения ствола скважины от вертикали;
- КНБК, предназначенные для бурения прямолинейно-наклонных участков ствола наклонной скважины.

Для бурения вертикальных стволов применяются «жесткие» и «отвесные» (маятниковые) компоновки. При использовании «жестких» КНБК ось компоновки совпадает с осью скважины за счет применения УБТ максимально возможного диаметра и рационального размещения опорно-центрирующих устройств. Благодаря этому интенсивность искривления ствола скважины сводится к минимальной, а углубление скважины возможно без ограничения осевой нагрузки на долото. «Жесткие» КНБК рекомендуется применять при бурении в устойчивых горных породах. Принцип действия «отвесных» компоновок основан на эффекте отвеса или маятника, который возрастает с увеличением зенитного угла скважины. «Отвесные» КНБК применяют при бурении в неустойчивых горных породах, а также в устойчивых, когда набран слишком большой зенитный угол.

При бурении наклонно-направленных скважин, в т.ч. с горизонтальным окончанием ствола, применяются отклоняющие компоновки. Основным элементом отклоняющих компоновок является отклонитель, который состоит из долота и гидравлического забойного двигателя специальной конструкции. При выборе отклоняющих КНБК важным фактором является конструкция долота, которая оказывает большое влияние на интенсивность пространственного искривления скважины. Кроме отклоняющих компоновок, позволяющих изменять зенитный и азимутальный углы, в наклонно-направленном бурении также используются «жесткие» КНБК

для стабилизации набранного угла и бурения прямолинейно-наклонных участков ствола скважины.

В качестве опорно-центрирующих элементов, которые используются в различных КНБК, применяются калибраторы, центраторы, стабилизаторы и расширители.

6.2. Расчет компоновки низа бурильной колонны

Расчет КНБК заключается в определении диаметров и длин секций УБТ, создающих заданную осевую нагрузку на долото при обеспечении устойчивости и прочности компоновки. Различают следующие части КНБК: сжатая, включающая наддолотную, и растянутая. Наддолотная часть имеет максимальные диаметр и жесткость и служит для предупреждения искривления скважины. Общей массой УБТ наддолотной и сжатой частей КНБК создается осевая нагрузка на долото. Растянутая часть КНБК предназначена для плавного перехода жесткости от УБТ к бурильным трубам.

Диаметр нижней наддолотной части определяется в зависимости от диаметра долота и условий бурения по формуле:

$$D_{\text{УБТ-1}} = (0,65 \dots 0,85)D_{\text{д}}, \quad (6.1)$$

где $D_{\text{УБТ-1}}$ — диаметр нижней наддолотной части КНБК;
 $D_{\text{д}}$ — диаметр долота.

Конкретную величину числового коэффициента выбирают, исходя из осложненных (ближе к 0,65) или неосложненных (ближе к 0,85) условий бурения.

Поскольку гидравлический забойный двигатель устанавливается в КНБК между долотом и нижней наддолотной

частью, диаметр ГЗД должен быть больше, чем диаметр УБТ. В табл. 6.2 приведены рекомендуемые сочетания наружных диаметров элементов бурильной колонны.

Таблица 6.2

Рекомендуемые сочетания наружных диаметров элементов бурильных колонн в зависимости от диаметров долот

Диаметр долота, мм	Диаметр ГЗД, мм	Диаметр круглых УБТ, мм		Диаметр СБТ, мм	Диаметр ЛБТ, мм
		при бурении ГЗД	при роторном бурении		
139,7–146,0	85; 95; 105	73; 89	108	73	-
149,2–158,7	120; 127	108; 120	120	73; 89	73; 93
165,1–171,4	127	120	120; 133	89	93
187,3–200,0	164; 172	146	146	114	129
212,7–244,5	172; 178; 195	146; 178	178	127	129; 147
269,9	195; 240	219; 229	219; 229	140	147
295,3	240	229	229; 245	140	147
311,1–320	240	229	245; 254	140	-
349,2–393,7	240	229	273	140	-
444,5 и более	-	-	299	140	-

В зависимости от применяемого способа и условий бурения по табл. 6.3 выбирают тип УБТ. При этом сбалансированные УБТС2 используют в основном при роторном способе бурения, а более дешевые горячекатаные УБТ — при бурении с забойными двигателями.

Таблица 6.3

Технические характеристики УБТ

Тип УБТ	Диаметры, мм		Масса 1м, кг	Момент свинчивания, кН·м, при группе прочности материала			
	наруж- ный	внут- ренний		Д	К	Л	М
УБТС2 – 120	120	64	63,5			7-14	8-16
УБТС2 – 133	133	64	84,0			10-22	12-27
УБТ – 146	146	74	97,6	10-16	12-19		
УБТС2 – 146	146	68	103,0			13-33	15-36
УБТ – 178	178	90	145,0	19-32	22-38		
УБТС2 – 178	178	80	156,0			25-64	29-74
УБТ – 203	203	100	192,0	31-54	37-64		
УБТС2 – 203	203	80	214,6			36-93	41-107
УБТ – 219	219	112	225,1	27-46	31-54		
УБТС2 – 229	229	90	273,4			41-107	47-123
УБТ – 245	245	135	267,4	40-69	47-82		
УБТС2 – 254	254	100	336,1			67-178	78-205
УБТС2 – 273	273	100	397,9			69-181	79-210
УБТС2 – 299	299	100	489,5			70-186	81-215

Для обеспечения плавного перехода по жесткости от КНБК к бурильным трубам число секций в компоновке должно быть таким, чтобы при переходе от одной секции УБТ к другой и далее к БТ выполнялось условие:

$$D_{\text{УБТ}(n+1)} \geq 0,75 D_{\text{УБТ}(n)}, \quad (6.2)$$

где $n = 1; 2 \dots$ — номер секции УБТ, отсчитываемый снизу вверх.

При переходе от последней секции УБТ к БТ в формуле (6.2) следует принимать вместо $D_{\text{УБТ}(n+1)} = d_n$, где d_n — наружный диаметр нижней секции бурильных труб.

Длина нижней (первой) секции УБТ, предназначенной для создания основной части осевой нагрузки на долото — $L_{\text{УБТ}-1}$, определяется по формуле:

$$L_{\text{УБТ}-1} = \lambda_1 L_{\text{УБТ}}, \quad (6.3)$$

где $L_{\text{УБТ}}$ — общая длина УБТ, м;

λ_1 — безразмерный эмпирический коэффициент. Обычно $\lambda_1 = (0,7 \dots 0,8)$; если УБТ одноразмерные, $\lambda_1 = 1$; если условия бурения осложненные, λ_1 уменьшают до 0,4.

На практике число ступеней УБТ в компоновке низа бурильной колонны не превышает трех.

Общая длина УБТ определяется в зависимости от необходимого значения осевой нагрузки на долото, плотности бурового раствора и угла наклона ствола скважины по формуле:

$$L_{\text{УБТ}} = \frac{1,15(G - gG_{\text{ГЗД}})}{g \left(1 - \frac{\rho}{\rho_{\text{УБТ}}}\right) \left[\lambda_1 q_{\text{УБТ}-1} + \frac{1}{n-1}(1 - \lambda_1)(q_{\text{УБТ}-2} + q_{\text{УБТ}-3})\right] \cos \alpha}, \quad (6.4)$$

где $L_{\text{УБТ}}$ — общая длина УБТ, м;

G — осевая нагрузка на долото, Н;

$G_{\text{ГЗД}}$ — масса ГЗД, кг; при роторном способе $G_{\text{ГЗД}} = 0$;

g — ускорение силы тяжести, м/с^2 ;

$q_{\text{УБТ}-1}$; $q_{\text{УБТ}-2}$; $q_{\text{УБТ}-3}$ — масса 1 метра УБТ соответственно первой, второй и третьей ступени, кг/м ;

ρ — плотность бурового раствора, кг/м³;
 $\rho_{\text{УБТ}}$ — плотность материала УБТ, кг/м³; для стали – 7850 кг/м³;
 n — число ступеней УБТ в компоновке;
 α — угол отклонения УБТ от вертикали; в вертикальной скважине $\alpha = 0$;
 λ_1 — коэффициент из формулы (6.3).

Для определения общей длины $L_{\text{УБТ}}$ вначале следует задаться коэффициентом λ_1 . Если КНБК двухразмерная, то длина первой секции $L_{\text{УБТ-1}}$ вычисляется по формуле (6.3), а второй секции по формуле:

$$L_{\text{УБТ-2}} = L_{\text{УБТ}} - L_{\text{УБТ-1}}. \quad (6.5)$$

Если КНБК трехразмерная, то длины второй и третьей секций принимаются равными друг другу, а их значения вычисляются по формуле:

$$L_{\text{УБТ-2}} = L_{\text{УБТ-3}} = 0,5(L_{\text{УБТ}} - L_{\text{УБТ-1}}). \quad (6.6)$$

Общий вес КНБК вместе с гидравлическим забойным двигателем в жидкости вычисляется по формуле:

$$Q_{\text{КНБК}} = g(G_{\text{ГЗД}} + q_{\text{УБТ-1}} \cdot L_{\text{УБТ-1}} + q_{\text{УБТ-2}} \cdot L_{\text{УБТ-2}} + q_{\text{УБТ-3}} \cdot L_{\text{УБТ-3}}) \cdot \left(1 - \frac{\rho}{\rho_{\text{УБТ}}}\right); \quad (6.7)$$

при роторном способе $G_{\text{ГЗД}} = 0$.

Общая длина всей компоновки:

$$L_{\text{КНБК}} = L_{\text{ГЗД}} + L_{\text{УБТ-1}} + L_{\text{УБТ-2}} + L_{\text{УБТ-3}}, \quad (6.8)$$

где $L_{\text{ГЗД}}$ — длина ГЗД, м.

При расчетах следует принимать длины секций УБТ кратными длинам одной свечи (25 м).

6.3. Прочностной расчет бурильных труб

При проектировании бурильной колонны над КНБК рекомендуется устанавливать т.н. наддолотный комплект (НК) — секцию бурильных труб длиной 250–300 м, состоящую из труб пониженной группы прочности с максимальной толщиной стенки (для плавного перехода по жесткости от КНБК к БТ). Вес наддолотного комплекта в жидкости определяют по формуле:

$$Q_{\text{НК}} = g l_{\text{НК}} q_{\text{НК}} \left(1 - \frac{\rho}{\rho_{\text{НК}}} \right), \quad (6.9)$$

где $Q_{\text{НК}}$ — вес наддолотного комплекта, Н;
 $l_{\text{НК}}$ — длина наддолотного комплекта, м;
 $q_{\text{НК}}$ — масса 1 м труб наддолотного комплекта, кг/м;
 $\rho_{\text{НК}}$ — плотность материала труб наддолотного комплекта, кг/м³.

При расчете бурильной колонны на статическую прочность в первую очередь необходимо проверить верхнее сечение выбранного наддолотного комплекта. Напряжение растяжения в верхнем сечении НК находится по формуле:

$$\sigma_p = \frac{\kappa(Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{НК}}) + (P_{\text{ГЗД}} + P_d)F_{\text{К(НК)}}}{F_{\text{ТР(НК)}}}, \quad (6.10)$$

где $\kappa = 1,1$ — коэффициент, учитывающий влияние сил трения, сил инерции, сил сопротивления движению раствора;

$F_{\text{К(НК)}}$ — площадь поперечного сечения канала труб наддолотного комплекта, м² (см. табл. 6.4);

$F_{\text{ТР(НК)}}$ — площадь поперечного сечения тела труб НК, м² (см. табл. 6.4);

$P_{\text{ГЗД}}$ — перепад давления в ГЗД, Па;

P_d — перепад давления в долоте, Па; при прочностном расчете бурильной колонны можно принимать предельные значения P_d в соответствии с рекомендациями табл. 7.2.

Таблица 6.4

Геометрические характеристики бурильных труб

Условный диаметр трубы, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Площадь поперечного сечения трубы $10^{-4}, \text{ м}^2$		Осевой момент инерции поперечного сечения трубы $10^6, \text{ м}^4$	Осевой момент сопротивления гладкой части трубы $\cdot 10^{-3}, \text{ м}^3$	Масса 1 м трубы, кг	
				тела	канала			гладкой трубы	с учетом высадки и замков
Высадка внутрь — ТБВ									
60	60,3	7	46,3	11,7	16,8	42,3	14,0	9,2	10,0
		9	42,3	14,5	14,0	49,1	16,3	11,4	12,2
73	73,0	7	59,0	14,5	27,0	79,9	21,8	11,4	12,9
		9	55,0	18,0	23,7	94,4	25,8	14,2	15,7
		11	51,0	21,4	20,4	106,2	29,1	16,8	18,3
89	89,0	7	75,0	18,0	44,2	152,7	34,3	14,2	16,0
		9	71,0	22,6	39,6	183,2	41,2	17,8	19,5
		11	67,0	26,9	35,2	209,1	47,0	21,2	22,8
102	101,6	7	87,6	20,8	60,3	234,0	46,1	16,4	19,3
		8	85,6	23,5	57,5	259,5	51,1	18,5	21,4
		9	83,6	26,2	54,9	283,3	55,8	20,4	23,2
		10	81,6	28,8	52,3	305,4	60,1	22,4	25,2
114	114,3	7	100,3	23,6	79,0	341,0	59,7	18,5	21,6
		8	98,3	26,7	75,9	379,5	66,4	20,9	24,0
		9	96,3	29,8	72,8	415,7	72,7	23,3	26,4
		10	94,3	32,8	69,8	449,7	78,7	25,7	28,7
		11	92,3	35,7	66,9	481,6	84,3	28,0	31,0
127	127,0	7	113,0	26,4	100,2	476,6	75,0	20,7	23,9
		8	111,0	29,9	96,7	531,8	83,7	23,5	26,6
		9	109,0	33,4	93,3	584,1	92,0	26,2	29,3
		10	107,0	36,8	89,9	633,5	99,8	28,9	32,0
140	139,7	8	123,7	33,1	120,1	720,3	103,1	26,0	30,9
		9	121,7	36,9	116,3	792,8	113,5	29,0	33,8

Продолжение табл. 6.4

Условный диаметр трубы, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Площадь поперечного сечения трубы $10^4, \text{ м}^2$		Осевой момент инерции поперечного сечения трубы $10^8, \text{ м}^4$	Осевой момент сопротивления гладкой части трубы $\cdot 10^6, \text{ м}^3$	Масса 1 м трубы, кг	
				тела	канала			гладкой трубы	с учетом высадки и замков
		10	119,7	40,7	108,8	861,9	123,4	32,0	36,8
		11	117,7	44,5	108,8	927,6	132,8	35,0	39,8
Высадка наружу — ТБН									
60	60,3	7	46,3	11,7	16,8	42,3	14,0	9,2	10,3
		9	42,3	14,5	14,0	49,1	16,3	11,4	12,4
73	73,0	7	59,0	14,5	27,3	79,9	21,8	11,4	12,9
		9	55,0	18,0	23,7	94,4	25,8	14,2	15,7
		11	51,0	21,4	20,4	106,2	29,1	16,8	18,3
89	89,0	7	75,0	18,0	44,2	152,7	34,3	14,2	16,0
		9	71,0	22,6	39,6	183,2	41,2	17,3	19,5
		11	67,0	26,9	35,2	209,1	47,0	21,2	22,8
102	101,6	8	85,6	23,5	57,5	259,5	51,1	18,5	21,4
		9	83,6	26,2	54,9	283,3	55,8	20,4	23,2
		10	81,6	28,8	52,3	305,4	60,1	22,4	25,2
114	114,3	8	98,3	26,7	75,9	379,5	66,4	20,9	24,0
		9	96,3	29,8	72,8	415,7	72,7	23,3	26,4
		10	94,3	32,8	69,8	449,7	78,7	25,7	28,7
		11	92,3	35,7	66,8	481,6	84,3	28,0	31,0
140	139,7	8	123,7	33,1	120,1	720,3	103,1	26,0	30,9
		9	121,7	36,9	116,3	729,8	113,5	29,0	33,8
		11	117,7	44,5	108,8	827,6	132,8	35,0	39,8
Высадка внутрь и стабилизирующий поясок — ТБВК									
89	89,0	9	71,0	22,6	39,6	183,2	41,2	17,8	19,5
		11	67,0	26,9	35,2	209,1	47,0	21,2	22,8
102	101,6	9	83,6	26,2	54,9	283,3	55,8	20,4	23,2
		10	81,6	28,8	52,3	305,4	60,1	22,4	25,2
114	114,3	9	96,3	29,8	72,8	415,7	72,7	23,3	26,4

Условный диаметр трубы, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Площадь поперечного сечения трубы $10^4, \text{ м}^2$		Осевой момент инерции поперечного сечения трубы $10^8, \text{ м}^4$	Осевой момент сопротивления гладкой части трубы $\cdot 10^6, \text{ м}^3$	Масса 1 м трубы, кг	
				тела	канала			гладкой трубы	с учетом высадки и замков
	10		94,3	32,8	69,8	449,7	78,7	25,7	28,7
	11		92,3	35,7	66,9	481,6	84,3	28,0	31,0
127	127,0	9	109,0	33,4	93,3	584,1	92,0	26,2	29,3
	10		107,0	36,8	89,9	633,5	99,8	28,9	32,0
140	139,7	9	121,7	36,9	116,3	792,8	113,5	29,0	33,8
	10		119,7	40,7	112,5	861,9	123,4	32,0	36,8
	11		117,7	44,5	108,8	927,6	132,8	35,0	39,8
Высадка наружу и стабилизирующий поясok — ТБНК									
73	73,0	9	55,0	18,0	23,7	94,4	25,8	14,2	15,7
	11		51,0	21,4	20,4	10,6	29,1	16,8	18,3
89	89,0	9	71,0	22,6	39,6	183,2	41,2	17,3	19,5
	11		67,0	26,9	35,1	209,1	47,0	21,2	22,8
102	101,6	9	83,6	26,2	54,9	283,3	55,8	20,4	23,2
	10		81,6	28,8	52,3	305,4	60,1	22,4	25,2
114	114,3	9	96,3	29,8	72,8	415,7	72,3	23,3	26,4
	10		94,3	32,8	69,8	449,7	78,7	25,7	28,7
	11		92,3	35,7	66,8	481,6	74,3	28,0	31,0
С приварными замками — ТБПВ									
114	114,3	7	100,3	23,6	79,0	341,0	59,7	18,5	21,6
	8		98,3	26,7	75,9	379,5	66,4	20,9	23,9
	9		96,3	29,8	72,8	415,7	72,7	23,3	26,2
	10		94,3	32,8	69,8	449,7	78,7	25,7	28,5
127	127,0	7	113,0	26,4	100,2	476,6	75,0	20,7	24,5
	8		111,0	29,9	96,7	531,8	83,6	23,5	27,2
	9		109,0	33,4	93,3	584,1	92,0	26,2	29,8
	10		107,0	36,8	89,9	633,5	99,8	28,9	32,4

При роторном способе бурения необходимо также учесть действие касательных напряжений в бурильной колонне. При использовании гидравлических забойных двигателей ими можно пренебречь.

Касательные напряжения в теле трубы у верхнего конца наддолотного комплекта определяются по формуле:

$$\tau = \frac{M_{кр}}{W_p}, \quad (6.11)$$

где τ — касательные напряжения, Па;

$M_{кр}$ — крутящий момент у верхнего конца наддолотного комплекта, Н·м;

W_p — полярный момент сопротивления поперечного сечения тела трубы, м³. Т.к. формула, по которой вычисляется полярный момент сопротивления W_p для поперечного сечения бурильных труб, совпадает с формулой для осевого момента сопротивления W , числовое значение W_p можно определять по табл. 6.4.

Крутящий момент у верхнего конца наддолотного комплекта:

$$M_{кр} = \frac{30(N_{дм} + N_в)}{\pi n}, \quad (6.12)$$

где $N_{дм}$ — механическая мощность, расходуемая на разрушение горной породы долотом, находится по формуле (3.8), Вт;

$N_в$ — мощность, расходуемая на вращение бурильной колонны длиной L , Вт.

Мощность $N_в$ (Вт) при роторном бурении вертикальных скважин определяется по эмпирической формуле [8]:

$$N_в = 13,5 \cdot 10^{-5} L_{к} d_{н}^2 n^{1,5} D_{д}^{0,5} g \rho, \quad (6.13)$$

где n — частота вращения бурильной колонны ротором, об/мин;

D_d — диаметр скважины (долота), м;
 ρ — плотность бурового раствора, кг/м³;
 g — ускорение силы тяжести, м/с²;
 L_k — суммарная длина компоновки труб КНБК и НК, м;
 d_n — наружный диаметр компоновки труб КНБК и НК, м.

При расчете по формуле (6.13) в качестве произведения $L_k d_n^2$ необходимо рассматривать сумму этих произведений для каждого элемента компоновки КНБК и НК, имеющих одинаковый наружный диаметр и соответствующую длину:

$$L_k d_n^2 = L_{УБТ(1)} D_{УБТ(1)}^2 + L_{УБТ(2)} D_{УБТ(2)}^2 + L_{УБТ(3)} D_{УБТ(3)}^2 + L_{НК} d_{НК}^2. \quad (6.14)$$

Коэффициент запаса прочности при совместном действии постоянных нормальных и касательных напряжений:

$$K_3 = \frac{v \sigma_T}{\sqrt{\sigma_p^2 + 3\tau^2}}, \quad (6.15)$$

где σ_T — предел текучести материала труб, Па;
 v — коэффициент износа труб. Для труб 1-го класса $v = 1,0$, для 2-го класса $v = 0,8$;
 σ_p — напряжение растяжения по формуле (6.10), Па.

Значения σ_T материала труб из различных групп прочности даны в табл. 6.1.

Коэффициенты K_3 , рассчитанные по формуле (6.15), должны быть равны или больше допустимых коэффициентов запаса $K_{дз}$, приведенных в табл. 6.5.

В зависимости от применяемого способа и условий бурения по табл. 6.4 выбирают тип бурильных труб для комплектования остальной части бурильной колонны. При этом не рекомендуется применять с роторным способом бурения или при осложненных условиях менее прочные трубы с высаженными наружу (ТБН) и внутрь (ТБВ) концами. алюми-

ниевые легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) допускается использовать только при бурении с гидравлическими забойными двигателями. Следует также иметь в виду, что высадка внутрь концов труб приводит к уменьшению внутреннего диаметра замковых соединений и значительно увеличивает местные гидравлические потери давления при циркуляции промывочной жидкости. Поэтому такие трубы не рекомендуется использовать при бурении с ГЗД.

Таблица 6.5

Допустимые коэффициенты запаса прочности для бурильных труб

Скважина	Допустимый коэффициент запаса $K_{дз}$	
	бурение ГЗД	роторное бурение
Вертикальная	1,30 (1,35)	1,40 (1,45)
Наклонная	1,35 (1,40)	1,45 (1,50)

В скобках приведены значения коэффициентов для осложненных условий бурения.

Выбрав определенную толщину стенок и группу прочности материала 1-ой (нижней) секции бурильных труб, необходимо определить ее допустимую длину:

$$l_1 = \frac{Q_{доп(1)} - k(Q_{КНБК} + Q_{НК}) - (P_{ГЗД} + P_d)F_{К(1)}}{kgq_1 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_M}\right)}, \quad (6.16)$$

где $Q_{доп(1)}$ — допустимая растягивающая нагрузка для труб 1-ой секции, Н;

$F_{К(1)}$ — площадь поперечного сечения канала труб 1-ой секции, м².

Для 1-ой секции обычно используют трубы с минимальной толщиной стенки, изготовленные из стали группы прочности «Д». Для 2-й и последующих секций подбирают

трубы с большей толщиной стенки и (или) изготовленные из более прочной стали.

Величина $Q_{\text{доп}}$ определяется по следующим формулам:

– при отсутствии касательных напряжений (способ бурения ГЗД):

$$Q_{\text{доп}(1)} = \frac{vQ_{P(1)}}{K_{\text{дз}}}, \quad (6.17)$$

– при наличии касательных напряжений (роторный способ бурения):

$$Q_{\text{доп}(1)} = \frac{vQ_{P(1)}}{1,04K_{\text{дз}}}, \quad (6.18)$$

где $Q_{P(1)}$ — предельная растягивающая нагрузка для труб 1-ой секции, Н.

Значение Q_P для разных типов труб с различными толщинами стенок и из разных групп прочности материалов находят по табл. 6.6.

Далее определяют вес 1-ой секции бурильных труб в жидкости:

$$Q_1 = gl_1q_1 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_m}\right), \quad (6.19)$$

где g — ускорение силы тяжести, м/с²;

q_1 — масса 1-го метра трубы, кг/м.

Если $L_{\text{КНБК}} + l_{\text{НК}} + l_1 < L$, где L — общая длина бурильной колонны, то определяют допустимую длину и вес второй, третьей и последующих секций бурильных труб:

– 2-я секция БТ:

$$l_2 = \frac{Q_{\text{доп}(2)} - Q_{\text{доп}(1)}}{kgq_2 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_m}\right)}, \quad (6.20)$$

$$Q_2 = gl_2q_2 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_m}\right), \quad (6.21)$$

– 3-я секция БТ:

$$l_3 = \frac{Q_{\text{доп}(3)} - Q_{\text{доп}(2)}}{kgq_3 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_M}\right)}, \quad (6.22)$$

$$Q_3 = gl_3 q_3 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_M}\right) \quad (6.23)$$

и так далее, где $Q_{\text{доп}(2)}$, $Q_{\text{доп}(3)}$ находят согласно формулам (6.17) или (6.18).

Если же $L_{\text{КНБК}} + l_{\text{НК}} + l_1 + l_2 + \dots + l_n > L$, то уточняют длину последней секции:

$$l_n = L - l_{\text{КНБК}} - l_{\text{НК}} - l_1 - \dots - l_{(n-1)}. \quad (6.24)$$

Если применяется многомерная (многоступенчатая) бурильная колонна, то длины секций также находят по формулам (6.16), (6.20), (6.22) и (6.24).

После определения допустимых длин подсчитывают вес каждой секции по формулам (6.19), (6.21), (6.23) и т.д. и общий вес выбранных бурильных труб:

$$Q = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n. \quad (6.25)$$

При роторном способе бурения нижнюю секцию бурильных труб в сечении, расположенном над УБТ ($z = 0$), также проверяют на усталостную прочность (выносливость). Амплитуда переменных напряжений изгиба в резьбовом соединении труб:

$$\sigma_a = \frac{\pi^2 E J f}{2L_{\text{II}}^2 W}, \quad (6.26)$$

где E — модуль упругости материала труб (для стали $E = 2,1 \cdot 10^{11}$ Па, для алюминиевых сплавов $E = 0,71 \cdot 10^{11}$ Па);

W — осевой момент сопротивления опасного сечения трубы (см. табл. 6.4), м^3 ;

f — стрела прогиба, м;

J — осевой момент инерции трубы, (см. табл. 6.4), м^4 ;

L_{II} — длина полуволны, м.

$$f = \frac{(1,05D_{\text{II}} - d_3)}{2}, \quad (6.27)$$

где d_3 — наружный диаметр замка, м.

Таблица 6.6

Предельные растягивающие нагрузки, наружные и внутренние давления для бурильных труб с высаженными внутрь и наружу концами (ТБВ, ТБН, ТБВК, ТБНК, ТБПК, ТБПВ)

Услов. диам. трубы, мм	Толщина на стенке, мм	Растягивающая нагрузка, соответствующая пределу текучести · 10 ⁻¹ , кН							Внутреннее давление, соответствующее пределу текучести, МПа							Наружное давление, соответствующее пределу текучести, МПа						
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М	
60	7	45	58	64	76	88	77,0	102,0	112,0	132,5	152,5	76,5	101,0	111,0	129,0	149,0						
	9	55	72	80	94	109	99,0	130,0	143,5	169,0	195,0	100,0	130,0	143,0	168,0	193,5						
73	7	55	72	80	94	109	64,0	84,0	92,5	109,0	125,5	60,5	78,0	85,5	99,5	114,0						
	9	68	90	99	117	135	81,5	107,5	118,5	140,0	161,5	80,0	104,0	115,5	135,5	155,0						
	11	81	107	118	139	160	100,0	131,0	144,5	170,0	197,0	100,0	129,5	147,0	174,5	200,5						
89	7	68	90	99	117	135	51,5	68,5	75,0	89,0	102,5	46,5	60,0	65,5	75,5	85,5						
	9	86	113	124	147	170	67,5	88,5	97,0	115,0	133,0	63,5	82,5	91,0	106,5	121,5						
	11	102	134	148	175	202	82,5	108,0	119,0	140,5	162,0	79,5	104,5	115,0	135,5	155,5						
102	7	79	104	114	135	156	45,5	60,5	60,0	78,5	90,0	38,5	49,0	53,0	61,0	67,5						
	8	89	117	129	153	176	52,5	69,0	75,5	90,0	103,5	46,0	59,5	65,0	75,0	84,5						
	9	99	131	144	170	196	58,5	77,5	85,5	100,5	116,0	54,0	69,0	76,5	88,5	100,5						
	10	109	144	158	187	216	65,5	86,0	94,5	112,0	129,0	60,5	79,0	86,5	102,0	116,0						
114	7	90	118	130	153	177	40,5	53,5	59,0	69,5	80,5	33,0	41,0	44,0	50,0	54,5						
	8	101	134	147	174	200	46,5	61,0	67,5	79,5	92,0	40,0	51,0	55,0	63,5	70,5						
	9	113	149	164	194	224	52,5	69,0	75,5	89,5	103,5	46,5	60,0	65,5	76,0	86,0						
	10	125	164	180	213	246	58,0	76,0	84,0	100,0	114,5	53,0	69,0	75,5	88,0	100,0						
	11	136	178	196	232	268	64,0	84,0	92,0	109,5	126,0	60,0	78,0	85,5	100,0	113,5						
127	7	100	132	145	172	198	36,5	48,0	53,0	62,5	72,0	28,0	34,0	36,5	40,5	44,0						
	8	114	150	164	194	224	42,0	55,0	60,5	72,0	82,5	34,0	43,0	46,0	52,5	58,0						
	9	127	167	184	217	250	47,0	62,0	68,0	80,5	93,0	40,0	51,5	56,0	68,5	71,5						
	10	140	184	202	239	276	52,5	69,0	76,0	90,0	103,5	50,0	59,5	66,0	74,5	78,5						
140	8	126	165	182	215	248	38,0	50,0	55,0	65,0	75,5	29,5	36,5	40,0	44,0	47,5						
	9	140	184	203	240	277	43,0	56,5	62,0	72,5	84,5	35,0	44,0	48,0	54,5	60,0						
	10	155	204	224	264	305	47,0	62,0	68,0	81,0	93,0	41,0	52,5	57,0	65,0	73,0						
	11	169	222	245	289	334	52,0	68,0	75,0	88,5	102,5	46,5	60,0	65,0	75,0	85,0						

Длина полуволны в плоскости раздела сжатой и растянутой частей (при $z = 0$) может быть определена по формуле:

$$L_{\pi} = \frac{9,7}{n} \sqrt[4]{\frac{EJn^2}{q_{\text{нк}}}}. \quad (6.28)$$

Постоянное (среднее) напряжение изгиба:

$$\sigma_{\text{T}} = 2\sigma_{\text{a}}. \quad (6.29)$$

Коэффициент запаса прочности в нейтральном сечении ($z = 0$), считая, что оно расположено над УБТ:

$$n_3 = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_{\text{a}} + \frac{\sigma_{-1}\sigma_{\text{T}}}{\sigma_{\text{b}}}}, \quad (6.30)$$

где σ_{b} — предел прочности (табл. 6.1);

σ_{-1} — предел выносливости труб, при симметричном цикле изгиба (табл. 6.7).

Таблица 6.7

Пределы выносливости бурильных труб (МПа)

Тип труб	Группа прочности	Условный диаметр трубы, мм						
		73	89	102	114	127	140	168
ТБВ, ТБН	Д	73	73	67	67	67	67	64
	К	64	64	59	59	59	59	54
	Е	78	78	78	78	78	67	64
	Л	67	67	67	67	67	64	59
	М	59	59	59	59	54	49	44
ТБВК	Д	137	137	137	137	132	128	-
	К	137	118	108	108	98	98	-
	Е	147	118	118	108	98	98	-
	Л	128	118	108	108	98	98	-
	М	108	98	98	98	88	88	-
ТБПВ	Д	-	93	-	59	59	-	-
	К	-	93	-	59	59	-	-
	Е	-	103	-	67	67	-	-
АБТ Д16-Т		73	93	103	114	129	147	170
		49	47	46	44	40	32	24

Коэффициент n_3 , вычисленный по формуле (6.30), должен быть равен или больше допустимого коэффициента запаса $n_d = 1,5$.

В случае применения клинового захвата верхнюю трубу каждой секции бурильных труб необходимо проверить на прочность по формуле:

$$n_{\text{зап}} = \frac{cQ_{\text{КЛ}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{НК}} + Q}, \quad (6.31)$$

где $n_{\text{зап}}$ — коэффициент запаса прочности;

c — коэффициент охвата трубы клиньями. Для четырехклиновых захватов ПКР-У7, ПКР-ШВ $c = 0,7$; для ПКР-560 $c = 0,9$;

Q — вес труб, расположенных ниже рассматриваемого сечения, Н.

Для труб с $\sigma_T < 650$ МПа принят $n_{\text{зап}} = 1,1$,

для труб с $\sigma_T > 650$ МПа принят $n_{\text{зап}} = 1,15$;

$Q_{\text{КЛ}}$ — предельная нагрузка на бурильные трубы в клиновом захвате при $c = 1$ Н (см. табл. 6.8).

При отсутствии в табл. 6.8 необходимых данных $Q_{\text{КЛ}}$ рассчитывают по формуле:

$$Q_{\text{КЛ}} = \frac{\sigma_T F_{\text{тр}}}{1 + \frac{d_{\text{ср}}}{1,6l_{\text{к}}}}, \quad (6.32)$$

где $d_{\text{ср}}$ — средний диаметр трубы, м;

$l_{\text{к}}$ — длина плашек клина, м;

$F_{\text{тр}}$ — площадь поперечного сечения тела труб, м² (табл. 6.4);

σ_T — предел текучести материала, Па (табл. 6.1).

Таблица 6.8

Предельная нагрузка на бурильные трубы в клиновом захвате, кН

Группа прочности	Диаметр бурильной трубы, мм											
	114					127						140
	Толщина стенки, мм											
	8	9	10	11	8	9	10	8	9	10	11	
	При длине клина 800 мм											
Д	830	930	1020	1120	810	1020	1120	990	1110	1220	1340	
К	1090	1200	1340	1470	1200	1340	1480	1300	1460	1610	1760	
Е	1200	1340	1480	1610	1320	1480	1630	1430	1600	1770	1930	
Л	1420	1590	1750	1910	1560	1740	1920	1690	1890	2090	2290	
М	1640	1830	2020	2200	1800	2010	2220	1950	2180	2410	2640	
	При длине клина 400 мм											
Д	870	970	1070	1170	960	1070	1180	1050	1170	1290	1410	
К	1140	1280	1410	1530	1260	1410	1560	1380	1540	1700	1860	
Е	1260	1400	1550	1690	1390	1560	1710	1510	1690	1870	2040	
Л	1480	1666	1830	1990	1640	1830	2020	1790	2000	2210	2410	
М	1710	1910	2110	2300	1890	2110	2330	2060	2310	2550	2780	

Таблица 6.9

Сведения о типоразмерах замков для бурильных труб

Тип бурильных труб Диаметр СБТ (АБТ), мм	ТБВ		ТБН		ТБВК		ТБНК		ТБВП		АБТ	
	Типоразмер замка	Внутренний диаметр замка, мм										
89	ЗН-108	38	ЗУ-120	70	ЗШК-113	62	ЗШК-120	70	-	ЗП-108	56	
	ЗШ-118	62										
90	ЗН-113	38										
	ЗШ-133	72	ЗШ-146	80	ЗШК-133	72	ЗУК-146	82	-	-	-	
114	ЗН-140	58	ЗУ-155	95	ЗУК-146	82	ЗУК-155	95	ЗП-114	89	80	
	ЗШ-146	80										
114	ЗУ-146	82										
	ЗУ-155	95	-	-	ЗУК-155	95	ЗУК-155	-	ЗП-127	101	95	
129												
	ЗН-172	70	ЗУ-185	120	ЗШК-178	101		-	-	-	110	
147	ЗШ-178	101										

Примечание. Цифры после шифра (ЗН, ЗШ, ЗУ, ЗШК, ЗУК) соответствующего наружному диаметру. У замков ЗП-114 и ЗП-127 наружный диаметр равен 155 и 170 мм соответственно.

Типы замков для соединения бурильных труб между собой выбирают по табл. 6.9. Для обеспечения прочности резьбовых соединений замки должны свинчиваться с крутящими моментами, приведенными в табл. 6.10.

Таблица 6.10

**Значения крутящего момента
при свинчивании замковых соединений**

Тип замка	Крутящий момент при свинчивании замковых соединений, изготовленных из сталей с пределом текучести, кН·м.	
	$\sigma_T \leq 580$ МПа	$\sigma_T \leq 750$ МПа
ЗН-95	4,4	5,6
ЗН-108	6,4	8,1
ЗН-113	7,4	9,4
ЗН-140	13,4	17,2
ЗН-172	25,0	32,0
ЗШ-133*	9,6	12,0
ЗШ-146	12,0	15,5
ЗШ-178*, ЗП-127	22,3	28,5
ЗШ-203	29,0	37,0
ЗУК-108	5,1	6,5
ЗУ-120*	6,8	8,7
ЗУ-146*	12,6	16,0
ЗУ-155*, ЗП-114	14,0	17,5
ЗУ-185	21,2	27,0

* эти данные относятся к замкам ЗШК и ЗУК для труб ТБВК.

7. ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ ПРОГРАММА ПРОМЫВКИ СКВАЖИНЫ

При составлении гидравлической программы промывки скважины проводится проверка выбранных значений расхода и плотности бурового раствора, а также расчет потерь давления во всех элементах циркуляционной системы, включая бурильные трубы, гидравлический забойный двигатель и долото. При этом расчетное давление нагнетания бурового насоса не должно быть больше (75...80) % его паспортного предельного значения. В определенном смысле гидравлическая программа является проверочным расчетом правильности выбранной технологии бурения интервала скважины.

7.1. Проверка расхода и плотности бурового раствора

Рассчитанные по формулам (4.1) и (4.5) расход и плотность бурового раствора проверяются на соответствие условию, согласно которому давление промывочной жидкости в затрубном пространстве скважины против каждого пласта должно быть меньше давления, вызывающего гидроразрыв данного пласта. Это условие записывается следующим образом:

$$\rho_{кр} \leq \frac{P_r - \Sigma(\Delta P_{кп}) - (1 - \varphi)\rho_{ш}gL_{п}}{\varphi g L_{п}}, \quad (7.1)$$

где $\rho_{кр}$ — критическая плотность, при которой может произойти гидроразрыв, кг/м³;

P_r — давление гидроразрыва (поглощения) пласта, Па;
 $\Sigma(\Delta P_{\text{кп}})$ — потери давления при движении промывочной жидкости в затрубном (кольцевом) пространстве на пути от подошвы рассматриваемого пласта до устья скважины, Па;

$L_{\text{п}}$ — глубина залегания подошвы рассматриваемого пласта от устья скважины, м;

$\rho_{\text{ш}}$ — плотность шлама, которую можно принимать равной 2600 кг/м³.

φ — содержание жидкости в шламожидкостном потоке бурового раствора в кольцевом пространстве скважины.

Величина φ зависит от расхода бурового раствора, диаметра ствола скважины и механической скорости проходки:

$$\varphi = \frac{Q}{\frac{\pi}{4} V_{\text{м}} D_{\text{с}}^2 + Q}, \quad (7.2)$$

где Q — расход бурового раствора, м³/с;

$V_{\text{м}}$ — механическая скорость проходки, м/с;

$D_{\text{с}}$ — диаметр скважины, м.

В качестве наиболее рискованного пласта, в котором может произойти гидроразрыв и последующее поглощение бурового раствора, рассматривается т.н. слабый пласт, имеющий минимальное значение давления гидроразрыва. При этом считается, что наиболее экстремальные условия в стволе скважины возникнут при таком расположении буровой колонны, когда долото будет находиться на глубине, равной глубине подошвы слабого пласта.

7.2. Расчет потерь давления в элементах циркуляционной системы

Величина общих потерь давления ΔP при движении промывочной жидкости в элементах циркуляционной системы определяется из выражения:

$$\Delta P = \Sigma(\Delta P_T) + \Sigma(\Delta P_{\text{кп}}) + \Delta P_{\text{мт}} + \Delta P_{\text{мк}} + \Delta P_o + P_{\text{ГЗД}} + P_d + \Delta P_r, \quad (7.3)$$

где $\Sigma(\Delta P_T)$ — потери давления на трение по длине в трубах бурильной колонны;

$\Sigma(\Delta P_{\text{кп}})$ — потери давления на трение по длине в кольцевом пространстве скважины;

$\Delta P_{\text{мт}}$ — потери давления в местных сопротивлениях внутри труб;

$\Delta P_{\text{мк}}$ — потери давления в местных сопротивлениях в кольцевом пространстве;

ΔP_o — потери давления в наземной обвязке буровой установки;

$P_{\text{ГЗД}}$ — перепад давления в ГЗД;

P_d — перепад давления в промывочных отверстиях долота;

ΔP_r — разность между гидростатическими давлениями столбов жидкости в кольцевом пространстве и в трубах.

Величина ΔP_r зависит от концентрации шлама в буровом растворе и может быть вычислена по формуле:

$$\Delta P_r = (1 - \varphi)(\rho_{\text{ш}} - \rho)gL, \quad (7.4)$$

где ρ — плотность бурового раствора, кг/м^3 ;

$\rho_{\text{ш}}$ — плотность шлама, кг/м^3 .

Для расчета потерь давления на трение при движении промывочной жидкости в трубах и кольцевом канале необходимо определить режим течения, в зависимости от которого

го выбираются те или иные расчетные формулы. Для этого вычисляется критическое значение числа Рейнольдса $Re_{кр}$, определяющее режим течения промывочной жидкости, при котором происходит переход от ламинарного (структурного) режима к турбулентному. Это число для вязкопластичных жидкостей определяется по формуле:

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3He^{0,58}, \quad (7.5)$$

где $He = \frac{\rho d_r^2 \tau_0}{\eta^2}$ — число Хедстрема;

η — пластическая (динамическая) вязкость промывочной жидкости, Па·с;

τ_0 — динамическое напряжение сдвига, Па;

d_r — гидравлический диаметр канала, м.

При течении жидкости внутри бурильной колонны значение d_r принимается равным внутреннему диаметру бурильных труб d_b . В затрубном пространстве d_r определяется как разность между диаметром скважины D_c и наружным диаметром бурильных труб d_n .

Если фактическое число Рейнольдса в трубах Re_T или кольцевом пространстве $Re_{кп}$ окажется больше вычисленного значения $Re_{кр}$, то режим течения жидкости является турбулентным. В противном случае принимается, что течение жидкости происходит при ламинарном режиме.

Значения Re_T и $Re_{кп}$ определяются по формулам:

$$Re_T = \frac{\rho V_T d_b}{\eta} = \frac{4\rho Q}{\pi d_b \eta}; \quad (7.6)$$

$$Re_{кп} = \frac{\rho V_{кп} (D_c - d_n)}{\eta} = \frac{4\rho Q}{\pi (D_c + d_n) \eta}, \quad (7.7)$$

где $V_T = \frac{4Q}{\pi d_b^2}$ — средняя скорость течения жидкости в трубах, м/с;

$V_{кп} = \frac{4Q}{\pi (D_c^2 - d_n^2)}$ — средняя скорость течения жидкости в кольцевом пространстве, м/с;

d_B и d_H — внутренний и наружный диаметры секций буровой колонны, состоящей из труб одного размера, м.

Если в результате расчета установлено, что течение жидкости происходит при турбулентном режиме, то потери давления по длине канала определяются по формуле Дарси-Вейсбаха:

– внутри труб:

$$\Delta P_T = \lambda_T \frac{\rho V_T^2}{2d_B} l = \lambda_T \frac{8\rho Q^2}{\pi^2 d_B^5} l, \quad (7.8)$$

– в кольцевом пространстве:

$$\Delta P_{КП} = \lambda_{КП} \frac{\rho V_{КП}^2}{2(D_C - d_H)} l, \quad (7.9)$$

где l — длина секции буровых труб одинакового диаметра d_B или участка затрубного пространства с одинаковыми d_H и D_C , м;

λ_T и $\lambda_{КП}$ — коэффициенты гидравлического сопротивления трению в трубах и кольцевом пространстве. Их значения следует вычислять по формулам:

$$\lambda_T = 0,1 \left(\frac{1,46K}{d_B} + \frac{100}{Re_T} \right)^{0,25}, \quad (7.10)$$

$$\lambda_{КП} = 0,107 \left(\frac{1,46K}{D_C - d_H} + \frac{100}{Re_{КП}} \right)^{0,25}. \quad (7.11)$$

Шероховатость K для стенок трубного и обсаженных участков затрубного пространства принимается равной $3 \cdot 10^{-4}$ м, а для необсаженных участков затрубного пространства равной $3 \cdot 10^{-3}$ м.

В случае ламинарного режима течения вязкопластичных жидкостей формулы для определения потерь давления по длине канала имеют вид:

$$\Delta P_T = \frac{4\tau_0 l}{\beta_T d_B}, \quad (7.12)$$

$$\Delta P_{\text{кп}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{\text{кп}}(D_c - d_n)}, \quad (7.13)$$

где β_T и $\beta_{\text{кп}}$ — коэффициенты, значения которых можно определить по графику, приведенному в работе [7], предварительно вычислив число Сен-Венана для труб Se_T или кольцевого пространства $Se_{\text{кп}}$ по формулам:

$$Se_T = \frac{\tau_0 d_B}{\eta V_T} = \frac{\pi \tau_0 d_B^3}{4\eta Q}; \quad (7.14)$$

$$Se_{\text{кп}} = \frac{\tau_0 (D_c - d_n)}{\eta V_{\text{кп}}} = \frac{\pi \tau_0 (D_c - d_n)^2 (D_c + d_n)}{4\eta Q}. \quad (7.15)$$

Приближенно значения β_T и $\beta_{\text{кп}}$ можно также определить по формулам:

$$\beta = \begin{cases} 1 - \frac{4}{se} \left(\sqrt{1,2 + 0,5Se} - 1 \right) & Se \geq 10 \\ \frac{se}{(12 + 1,3Se)} & Se < 10 \end{cases}. \quad (7.16)$$

По формулам (7.9) или (7.13) определяются потери давления в кольцевом канале между стенками скважины и гидравлическим забойным двигателем. При этом значениям d_n и l в формулах будут соответствовать наружный диаметр корпуса ГЗД $D_{\text{ГЗД}}$ и его длина $L_{\text{ГЗД}}$.

Местные потери давления от замков в кольцевом пространстве определяются из выражения:

$$\Delta P_{\text{МК}} = \frac{l}{l_T} \left(\frac{D_c^2 - d_n^2}{D_c^2 - d_M^2} - 1 \right)^2 \rho V_{\text{кп}}^2, \quad (7.17)$$

где l_T — средняя длина трубы в данной секции бурильной колонны, м; если нет других данных, то при выполнении расчетов значение l_T можно принять равной 12 м.

d_M — наружный диаметр замкового соединения, м;

l — длина секции бурильных труб одинакового размера, м.

Для секции бурильной колонны, состоящей из труб, имеющих диаметр проходного отверстия в замковом соеди-

нении меньше диаметра канала труб, потери давления в местных сопротивлениях внутри труб вычисляются по формуле:

$$\Delta P_{\text{MT}} = \frac{l}{l_T} \left[\left(\frac{d_B}{d_{3B}} \right)^2 - 1 \right]^2 \rho V_T^2, \quad (7.18)$$

где d_{3B} — наименьший внутренний диаметр замкового соединения, м (см. табл. 6.9);

l_T — длина одной трубы, м; можно принять равной 12 м.

Потери давления в наземной обвязке определяются из выражения:

$$\Delta P_0 = (\alpha_c + \alpha_{\text{ш}} + \alpha_B + \alpha_K) \rho Q^2, \quad (7.19)$$

где $\alpha_c, \alpha_{\text{ш}}, \alpha_B, \alpha_K$ — коэффициенты гидравлических сопротивлений различных элементов обвязки, числовые значения которых приведены в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Коэффициенты гидравлических сопротивлений элементов обвязки

Элементы обвязки	Условный размер, мм	Диаметр проходного сечения, мм	Обозначение в формуле (7.19)	Значение $\alpha \cdot 10^{-5}, \text{ м}^{-4}$
Стояк	114	-	α_c	3,4
	140			1,1
	168			0,4
Буровой рукав	-	38	$\alpha_{\text{ш}}$	38,0
		76		1,2
		80		0,93
		90		0,52
		102		0,3
Вертлюг	-	32	α_B	27,0
		75		0,9
		80		0,7
		90		0,44
		100		0,3
Ведущая труба (квадрат)	65	32	α_K	11,0
	80	40		7,0
	112	74		1,8
	140	85		0,9
	155	100		0,4

Перепад давления в гидравлическом забойном двигателе $P_{ГЗд}$ вычисляется по формулам (5.3) — для турбобура и (5.8) — для винтового забойного двигателя.

7.3. Определение перепада давления в долоте

Резерв давления ΔP_p , который может быть реализован в гидромониторных насадках долота, определяется как разность между паспортным значением предельного давления нагнетания бурового насоса P_n , с учетом его запаса, и суммой перечисленных выше потерь давления в элементах циркуляционной системы $\Delta P = \Sigma(\Delta P_i)$:

$$\Delta P_p = bP_n - \Sigma(\Delta P_i), \quad (7.20)$$

где P_n — предельное давление нагнетания на выходе бурового насоса, МПа (см. табл. 4.1);

$b = (0,75 \dots 0,80)$ — коэффициент, учитывающий необходимый запас давления при работе бурового насоса (насосов).

При этом следует иметь в виду, что перепад давления, срабатываемый в гидромониторных насадках долота P_d , не должен превышать некоторого предельного значения, в основном определяемого прочностью конструктивных элементов долота и рабочей характеристикой гидравлического забойного двигателя. В табл. 7.2 приведены рекомендуемые значения этого предела в зависимости от вида применяемого долота и способа бурения.

По принятому значению P_d можно вычислить скорость истечения жидкости из промывочных отверстий долота по формуле:

$$V_d = \mu \sqrt{\frac{2P_d}{\rho}}, \quad (7.21)$$

где μ — коэффициент расхода, значение которого в расчете следует принимать равным:

0,95 — для трехшарошечных долот;

0,90 — для долот алмазных и PDC.

Таблица 7.2

Предельные значения перепада давления в долоте, МПа

Вид долота	Роторное бурение	Бурение ГЗД
Трехшарошечное	10,0	6,0
Алмазное, PDC	4,0	4,0

Также следует рассчитать суммарную площадь гидромониторных насадок долота Φ по формуле:

$$\Phi = \frac{kQ}{V_d}, \quad (7.22)$$

где Φ — суммарная площадь отверстий гидромониторных насадок долота, м²;

Q — расход бурового раствора, м³/с;

V_d — скорость истечения жидкости из промывочных отверстий долота, м/с;

k — коэффициент, учитывающий возможную утечку бурового раствора в ГЗД. При расчете можно принимать значение $k = 0,95$.

По полученной величине Φ подбираются количество и диаметры гидромониторных насадок долота по формуле:

$$d = \sqrt{\frac{4\Phi}{\pi n}}, \quad (7.23)$$

где n — количество гидромониторных насадок.

Количество гидромониторных насадок выбирается в зависимости от конкретного типоразмера и модели долота. Обычное количество насадок у трехшарошечных долот со-

ставляет 3 шт. В шарошечных долотах с т.н. асимметричной схемой промывки устанавливают две насадки. У долот алмазных и PDC количество насадок может быть до 9 шт.

7.4. Определение давления нагнетания буровых насосов

Расчетное давление нагнетания буровых насосов определяется по формуле (7.3) как сумма всех потерь давлений, вычисленных ранее. Максимальное давление нагнетания не должно превышать паспортного значения предельного давления выбранного типа насоса с учетом его запаса:

$$P_{max} = \Delta P \leq (0,75 \dots 0,80)P_H, \quad (7.24)$$

где P_H — предельное паспортное значение давления насоса при заданном диаметре цилиндрических втулок, МПа.

Если в работе одновременно используется два буровых насоса с разными диаметрами цилиндрических втулок, то при расчете давления нагнетания берется значение P_H для насоса с большим диаметром втулок.

Если условие (7.24) не выполняется, то необходимо провести перерасчет параметров режима бурения, энергетических характеристик ГЗД, геометрических размеров КНБК и бурильных труб с целью изменения этих показателей в направлении уменьшения перепада давления. Далее следует провести повторный расчет гидравлической программы промывки и убедиться, что фактическое давление нагнетания буровых насосов не превышает допустимой величины. Перепад давления в циркуляционной системе может быть снижен путем уменьшения расхода промывочной жидкости, выбора типа ГЗД с меньшим перепадом давления, изменением внутреннего и наружного диаметров элементов бурильной колонны.

8. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ

Ниже приводятся три примера расчетов курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин», выполненных для разных способов бурения.

8.1. Пример расчета при роторном бурении

Проектное задание: выполнить работу по совершенствованию технологического процесса углубления скважины роторным способом.

Цель работы: выбрать наиболее эффективные технологические решения, позволяющие улучшить технико-экономические показатели бурения заданного интервала скважины.

Задачи работы:

- изучить исходную информацию, содержащую сведения о геолого-технических условиях бурения, типоразмерах применяемых долот, режимах и показателях бурения заданного интервала скважины;
- выполнить проверочный расчет плотности и расхода бурового раствора, выбрать необходимое количество буровых насосов и диаметры цилиндрических втулок;
- по фактическим исходным данным определить средние показатели бурения заданного интервала скважины, включая стоимость метра проходки;
- выполнить прогнозный расчет потенциальных показателей бурения заданного интервала скважины с учетом ограничений по осевой нагрузке и частоте вращения долот;
- выбрать эффективный тип и режим работы долота для бурения заданного интервала скважины, обеспечивающий повышение технико-экономических показателей бурения;

- определить состав бурильной колонны, выбрать конструкцию КНБК, сделать прочностной расчет бурильных труб;
- рассчитать гидравлическую программу промывки скважины, определить потери давления в элементах циркуляционной системы.

Исходные данные: представлены в табл. 8.1.1.

Таблица 8.1.1

Исходные данные

№№	Показатели	Обозначения	Ед. измер.	Значение
1	Глубина бурения	L	м	4350
2	Глубина залегания подошвы слабого пласта	$L_{п}$	м	3500
3	Давление гидроразрыва в слабом пласте	$P_{э}$	МПа	82
4	Глубина залегания кровли флюидосодержащего пласта	$L_{к}$	м	3950
5	Пластовый флюид	-	-	нефть
6	Пластовое давление во флюидосодержащем пласте	$P_{пл}$	МПа	76,75
7	Свойства бурового раствора:			
8	- плотность	ρ	кг/м ³	2080
9	- пластическая вязкость	η	Па·с	0,065
10	- дин. напряжение сдвига	τ_0	Па	9,0
11	Тип буровых насосов	-	-	УНБТ-750
12	Условие всасывания буровых насосов	-	-	без подпора
13	Размеры наземной обвязки:			
14	- условный размер стояка	-	мм	168
15	- диаметр проходного канала бурового рукава	-	мм	102
16	- диаметр проходного канала вертлюга	-	мм	100
17	- диаметр проходного канала ведущей трубы	-	мм	155
18	Минимальная скорость жидкости в затрубном пространстве, обеспечивающая вынос шлама	$V_{к}$	м/с	0,8

Окончание табл. 8.1.1

№№	Показатели	Обозначения	Ед. измер.	Значение
19	Минимальный наружный диаметр труб в КНБК	d_n	м	0,127
20	Интервал обработки долот	ΔL	м	3800–4350
21	Среднее время одной СПО	$t_{сп}$	ч	15
22	Стоимость часа работы БУ	R	руб/ч	20000
23	Данные по скв. 1			
24	Способ бурения	-	-	роторный
25	Расход бурового раствора	Q_0	м ³ /с	0,021
26	Осевая нагрузка	G_d	кН	150
27	Частота вращения ротора	n	об/мин	60
28	Типоразмер долот	-	-	215.9 ТГАУ
29	Стоимость долота	C_d	руб	200000
30	Проходка за рейс	h_{d1} h_{d2} h_{d3} h_{d4} h_{d5} h_{d6}	м м м м м м	106 104 85 77 90 88
31	Время мехбурения	t_1 t_2 t_3 t_4 t_5 t_6	ч ч ч ч ч ч	62 60 70 69 73 84
32	Данные по скв. 2			
33	Способ бурения	-	-	роторный
34	Расход бурового раствора	Q_0	м ³ /с	0,021
35	Осевая нагрузка	G_d	кН	80
36	Частота вращения ротора	n	об/мин	120
37	Типоразмер долот	-	-	215.9 PDC
38	Стоимость долота	C_d	руб	900000
39	Проходка за рейс	h_{d1}	м	550
40	Время мехбурения	t_1	ч	300

1. Изучение исходной информации

В исходных данных (табл. 8.1.1) представлены фактические показатели бурения двух вертикальных скважин роторным способом на одном месторождении с идентичными горно-геологическими условиями залегания пород в интервале от 3800 до 4350 м. В скв. 1 обрабатывались трехшарошечные долота типа 215,9ТГАУ с герметизированными маслonaполненными опорами, а в скв. 2 применялось безопорное долото 215,9PDC с алмазно-твердосплавными резцами. В табл. 8.1.1 приводятся также сведения о стоимости долот, среднем времени одной СПО для заданной глубины бурения и стоимости часа работы БУ.

2. Проверочный расчет плотности и расхода бурового раствора

Установим соответствие плотности бурового раствора, применяемого в скв. 1 и скв. 2, требованиям правил безопасности бурения по формуле (4.5):

$$\rho = \frac{K_p P_{пл}}{g L_k} = \frac{1,05 \cdot 76,75 \cdot 1000000}{9,81 \cdot 3950} = 2080 \text{ кг/м}^3.$$

Найденная плотность получилась равной фактической плотности, применяемой в скв. 1 и 2 (см. табл. 8.1.1). Поэтому исходное значение плотности бурового раствора 2080 кг/м³ не подлежит корректировке и будет использоваться в дальнейших расчетах.

Определим расход жидкости Q_1 , необходимый для качественной очистки забоя и долота от шлама по формуле (4.2):

$$Q_1 = a \frac{\pi}{4} D_c^2 v,$$

где Q_1 — расход бурового раствора, обеспечивающий очистку забоя и долота, м³/с;

a — коэффициент расхода, м/с.

Для роторного способа бурения $a = (0,35 \dots 0,50)$ м/с, тогда:

$$Q_1 = (0,35 \dots 0,5) \frac{\pi}{4} 0,2159^2 = 0,013 \dots 0,018 \text{ м}^3/\text{с}.$$

С учетом указанной в задании минимальной скорости течения жидкости в затрубном пространстве, обеспечивающей вынос шлама, $V_k = 0,8$ м/с, находим необходимый расход бурового раствора Q_2 по формуле (4.3):

$$Q_2 = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_n^2) V_k,$$

где Q_2 – расход бурового раствора, обеспечивающий вынос шлама из скважины, $\text{м}^3/\text{с}$;

D_c — диаметр скважины, м; диаметр скважины для упрощения расчетов принимается равным диаметру долота на всем протяжении ствола;

d_n — минимальный наружный диаметр бурильных труб, м;

V_k — средняя скорость течения жидкости, обеспечивающая вынос шлама из скважины.

$$Q_2 = \frac{\pi}{4} (0,2159^2 - 0,127^2) 0,8 = 0,019 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Так как $Q_2 > Q_1$, то согласно условию (4.1) для дальнейших расчетов принимаем значение $Q_0 = Q_2 = 0,019 \text{ м}^3/\text{с}$.

3. Выбор числа работающих насосов и диаметра цилиндрических втулок

Так как всасывание промывочной жидкости буровыми насосами осуществляется без подпора, примем коэффициент наполнения $m_n = 0,8$. Для создания равной или несколько большей по сравнению с найденной подачей $Q_0 = 0,019 \text{ м}^3/\text{с}$, с учётом данных табл. 4.1, будем использовать один насос УНБТ-750 с втулками диаметром 130 мм и подачей $Q_n = 0,0263 \text{ м}^3/\text{с}$.

Тогда:

$$Q = m_n N_n Q_n = 0,8 \cdot 1 \cdot 0,0263 = 0,021 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Полученный расход $0,021 \text{ м}^3/\text{с}$ обеспечит промывку скважины и очистку забоя и долота от шлама. Таким образом, в дальнейших расчетах принимаем расход бурового раствора $Q = 0,021 \text{ м}^3/\text{с}$. Предельное давление насоса УНБТ-750 при использовании втулок диаметром 130 мм составляет 26,0 МПа.

4. Определение параметров режима бурения по фактическим данным

На обеих скважинах применяется роторный способ бурения, поэтому параметры режима бурения заданы:

Скв. 1 — долото 215,9 ТГАУ

- расход бурового раствора $Q = 0,021 \text{ м}^3/\text{с}$;
- осевая нагрузка на долото $G = 150 \text{ кН}$;
- частота вращения долота $n = 60 \text{ об/мин}$.

Скв. 2 — долото 215,9 PDC

- расход бурового раствора $Q = 0,021 \text{ м}^3/\text{с}$;
- осевая нагрузка на долото $G = 80 \text{ кН}$;
- частота вращения долота $n = 120 \text{ об/мин}$.

Используя формулы (3.1)–(3.3), определим для каждого интервала среднюю проходку за рейс, среднее время работы долота, среднюю механическую скорость проходки. Затем по формулам (3.4) и (3.5) определим рейсовую скорость бурения и стоимость 1 метра проходки в интервале. Кроме того, с помощью данных табл. 3.2 и 3.3 идентифицируем тип трехшарошечного долота по коду IADC.

Скв. 1 — долото 215,9 ТГАУ

Вид привода — ротор.

Количество долот $N = 6$.

Общая (суммарная) проходка

$$H = 106 + 104 + 85 + 77 + 90 + 88 = 550 \text{ м.}$$

$$\text{Средняя проходка на долото } h = \frac{H}{N} = \frac{550}{6} = 91,7 \text{ м.}$$

Общее (суммарное) время мехбурения

$$T_6 = 62 + 60 + 70 + 69 + 73 + 84 = 418 \text{ ч.}$$

$$\text{Среднее время работы долота } t_6 = \frac{T_6}{N} = \frac{418}{6} = 69,7 \text{ ч.}$$

$$\text{Средняя мехскорость проходки } V_M = \frac{H}{T_6} = \frac{550}{418} = 1,32 \text{ м/ч.}$$

Рейсовая скорость бурения

$$V_P = \frac{H}{T_6 + T_{\text{сп}}} = \frac{550}{418 + 6 \cdot 15} = 1,08 \text{ м/ч.}$$

Стоимость всех долот $200000 \cdot 6 = 1200000$ руб.

Стоимость метра проходки

$$C_M = \frac{1200000 + 20000(418 + 90)}{550} = 20655 \text{ руб/м.}$$

Тип долота по коду IADC 326.

Полученные результаты сведем в табл. 8.1.2.

Скв. 2 — долото 215,9 PDC

Вид привода — ротор.

Количество долот $N = 1$.

Общая (суммарная) проходка $H = 550$ м.

$$\text{Средняя проходка на долото } h = \frac{H}{N} = \frac{550}{1} = 550 \text{ м.}$$

Общее (суммарное) время мехбурения $T_6 = 300$ ч.

$$\text{Среднее время работы долота } t_6 = \frac{T_6}{N} = \frac{300}{1} = 300 \text{ ч.}$$

Средняя мехскорость проходки

$$V_M = \frac{H}{T_6} = \frac{550}{300} = 1,83 \text{ м/ч.}$$

Рейсовая скорость бурения

$$V_P = \frac{H}{T_6 + T_{\text{сп}}} = \frac{550}{300 + 15} = 1,75 \text{ м/ч.}$$

Стоимость долота 900000 руб.

Стоимость метра проходки

$$C_m = \frac{900000 + 20000(300 + 15)}{550} = 13091 \text{ руб./м.}$$

Полученные результаты также сведем в табл. 8.1.2.

Таблица 8.1.2

Средние показатели бурения по фактическим данным

Показатели	Средние показатели бурения по скв. 1	Средние показатели бурения по скв. 2
Способ бурения	роторный	роторный
Тип долота	215,9ТГАУ	215,9 PDC
Тип долота по коду IADC	326	-
Расход бурового раствора, м ³ /ч	0,021	0,021
Плотность раствора, кг/м ³	2080	2080
Осевая нагрузка на долото, кН	150	80
Частота вращения, об/мин	60	120
Кол-во долот, шт.	6	1
Общая проходка, м	550	550
Общее время бурения, ч	418	300
Мехскорость проходки, м/ч	1,32	1,83
Проходка на долото, м	91,7	550
Время работы долота, ч	69,7	300
Стоимость 1 долота, руб.	200000	900000
Стоимость всех долот, отработанных в интервале бурения, руб.	1200000	900000
Среднее время одной СПО, ч	15	15
Суммарное время СПО, ч	90	15
Рейсовая скорость, м/ч	1,08	1,75
Стоимость 1 м, руб/м	20655	13091

В результате выполненных расчетов установлено, что применение безопорного долота 215,9PDC с алмазно-твердосплавными резцами при проходке заданного интервала скважины повышает средние технико-экономические показатели бурения: рейсовая скорость увеличивается в 1,6 раз, а стоимость метра проходки уменьшается на 7564 руб/м.

5. Определение адаптационных коэффициентов по фактическим данным

Используя полученные значения фактических показателей бурения — механической скорости проходки и времени работы долота, а также параметров режима бурения — осевой нагрузки и частоты вращения долота, определим числовые значения адаптационных коэффициентов в формулах (4.8) и (4.9) для обоих типов долот. Значения степенных показателей в указанных формулах принимаем в соответствии с рекомендациями табл. 4.3:

– для долота **215,9ТГАУ**

$$K = \frac{V_M}{n^\alpha G^\beta} = \frac{1,32}{60^{0,7} \cdot 150^{1,3}} = 0,00011 ;$$

$$A = t_6 n^\delta G^\psi = 69,7 \cdot 60 \cdot 150^{1,2} = 1710438 ;$$

– для долота **215,9 PDC**

$$K = \frac{V_M}{n^\alpha G^\beta} = \frac{1,83}{120^{0,9} \cdot 80^{1,1}} = 0,0002 ;$$

$$A = t_6 n^\delta G^\psi = 300 \cdot 120^{0,4} \cdot 80^{0,9} = 105264 .$$

Далее, с целью совершенствования технологии углубления скважины, определим потенциальные наиболее эффективные технико-экономические показатели бурения, которые могут быть получены при использовании тех же типов долот, но при условии реализации максимально допустимых в рассматриваемых условиях параметров режима бурения — осевой нагрузки G и частоты вращения n .

6. Определение допустимых значений осевой нагрузки и частоты вращения долот

Для определения допустимых значений G и n воспользуемся рекомендациями табл. 3.7 для обоих типов долот:

– максимально допустимая осевая нагрузка на долото 215,9ТГАУ составляет $G = 220$ кН; максимально допустимая частота вращения $n = 150$ об/мин.

– максимально допустимая осевая нагрузка на долото 215,9 PDC составляет $G = 120$ кН, максимально допустимая частота вращения $n = 450$ об/мин. С учетом применения роторного способа бурения, ограничим частоту вращения долота 215,9 PDC значением $n = 150$ об/мин.

7. Определение потенциальных показателей бурения

По формулам (4.6) и (4.7) определим прогнозные потенциальные значения механической скорости проходки и времени работы долот при максимально допустимых величинах G и n .

– для долота 215,9ТГАУ, роторный способ

$$V_M = Kn^\alpha G^\beta = 0,00011 \cdot 150^{0,7} \cdot 220^{1,3} = 4,1 \text{ м/ч};$$

$$t_0 = \frac{A}{n^\delta G^\Psi} = \frac{1710438}{150 \cdot 220^{1,2}} = 17,6 \text{ ч.}$$

Полученные данные используем для определения прогнозных значений:

– проходки на долото $h = 4,1 \cdot 17,6 = 72,2$ м;

– количество долот $N = \frac{550}{72,2} = 7,6$; округляем до целого числа $N = 8$;

– уточнённая проходка на долото

$$h = \frac{H}{N} = \frac{550}{8} = 68,75 \text{ м};$$

- время мехбурения интервала $T_6 = \frac{H}{V_M} = \frac{550}{4,1} = 134,1$ ч;
- уточнённое время работы одного долота

$$t_6 = \frac{T_6}{N} = \frac{134,1}{8} = 16,8 \text{ ч};$$

- время СПО $15 \cdot 8 = 120$ ч;
- рейсовой скорости бурения $V_p = \frac{550}{134,1+120} = 2,2$ м/ч;
- стоимость всех долот $200000 \cdot 8 = 1600000$ руб.;
- стоимость метра проходки

$$C_M = \frac{1600000+20000(134,1+120)}{550} = 12149 \text{ руб./м.}$$

Полученные результаты сведем в табл. 8.1.3.

- **для долота 215,9 PDC, роторный способ**

$$V_M = Kn^\alpha G^\beta = 0,0002 \cdot 150^{0,9} \cdot 120^{1,1} = 3,5 \text{ м/ч};$$

$$t_6 = \frac{A}{n^{\delta_G \Psi}} = \frac{105264}{150^{0,4} \cdot 120^{0,9}} = 191,5 \text{ ч.}$$

Полученные данные используем для определения прогнозных значений:

- проходки на долото $h = 3,5 \cdot 191,5 = 670$ м;
- количество долот $N = \frac{550}{670} = 0,82$; округляем до целого числа $N = 1$;

- уточнённая проходка на долото $h = \frac{H}{N} = \frac{550}{1} = 550$ м;
- время мехбурения интервала $\frac{550}{3,5} = 157$ ч;

- время СПО 15 ч;
- рейсовой скорости бурения $V_p = \frac{550}{157+15} = 3,2$ м/ч;
- стоимость долота 900000 руб.;
- стоимость метра проходки

$$C_M = \frac{900000+20000(157+15)}{550} = 7891 \text{ руб./м.}$$

Полученные результаты сведем в табл. 8.1.3.

Таблица 8.1.3

Потенциальные показатели бурения

Показатели	Потенциальные показатели бурения по скв. 1	Потенциальные показатели бурения по скв. 2
Способ бурения	роторный	роторный
Тип долота	215,9ТГАУ	215,9 PDC
Тип долота по коду IADC	326	-
Расход бурового раствора, м ³ /ч	0,021	0,021
Плотность раствора, кг/м ³	2080	2080
Осевая нагрузка на долото, кН	220	120
Частота вращения, об/мин	150	150
Кол-во долот, шт.	8	1
Общая проходка, м	550	550
Общее время бурения, ч	134,1	157
Мехскорость проходки, м/ч	4,1	3,5
Проходка на долото, м	68,75	550
Время работы долота, ч	16,8	157
Стоимость 1 долота, руб.	200000	900000
Стоимость всех долот, необходимых для интервала бурения, руб.	1600000	900000
Среднее время одной СПО, ч	15,0	15,0
Суммарное время СПО, ч	120,0	15,0
Рейсовая скорость, м/ч	2,2	3,2
Стоимость 1 м, руб/м	12149	7891

Сравнительный прогнозный анализ потенциальных показателей бурения при идентичных условиях применения разных типов долот предоставляет возможность выявить их истинные конкурентные преимущества. Как видно из расчета, увеличение осевой нагрузки и частоты вращения в пределах допустимых ограничений позволяет существенно улучшить технико-экономические показатели углубления заданного интервала скважины для обоих типов долот — рейсовая скорость бурения возрастает, а стоимость метра проходки уменьшается. В то же время, **долото 215,9PDC** имеет лучшие показатели, чем долото 215,9ТГАУ, и поэтому именно оно может быть рекомендовано как наиболее эффективное для бурения заданного интервала скважины.

Результаты выполненных расчетов сведем в табл. 8.1.4.

Таблица 8.1.4

Сравнение фактических и потенциальных режимов и показателей бурения конкурирующими типами долот

Показатели	Фактические		Потенциальные	
	215,9ТГАУ	215,9 PDC	215,9ТГАУ	215,9 PDC
Интервал бурения, м	3800–4350		3800–4350	
Тип долота	215,9ТГАУ	215,9 PDC	215,9ТГАУ	215,9 PDC
Осевая нагрузка, кН	150	80	220	120
Частота вращения, об/мин	60	120	150	150
Проходка за рейс, м	91,7	550	68,75	550
Мехскорость, м/ч	1,32	1,83	4,1	3,5
Рейсовая скорость, м/ч	1,08	1,75	2,2	3,2
Стоимость 1 м, руб/м	20655	13091	12149	7891
Эффективный тип долота	215,9 PDC		215,9 PDC	

Далее выполним расчеты по проектированию бурильной колонны и гидравлической программы промывки для эффективного типа долота 215,9PDC.

8. Проектирование бурильной колонны

Расчет компоновки УБТ

Выбираем диаметр первой ступени УБТ, расположенной над долотом по формуле (6.1):

$$D_{\text{УБТ}(1)} = (0,65 \dots 0,85) \cdot 0,2159 = 0,140 \dots 0,184 \text{ м.}$$

С учетом данных табл. 6.2 окончательно выбираем $D_{\text{УБТ}(1)} = 0,178 \text{ м.}$

По табл. 6.2 согласно диаметру долота выбираем диаметр бурильных труб $d_{\text{н}} = 0,127 \text{ м.}$

Примем диаметр труб наддолотного комплекта (НК) равным диаметру остальных бурильных труб: $d_{\text{нк}} = d_{\text{н}} = 0,127 \text{ м.}$

Определим отношение диаметров бурильных труб и УБТ:

$$\frac{d_{\text{нк}}}{D_{\text{УБТ}(1)}} = \frac{0,127}{0,178} = 0,71 < 0,75 ,$$

поэтому предусматриваем установку второй ступени УБТ диаметром

$$D_{\text{УБТ}(2)} = 0,146 \text{ м.}$$

Поскольку

$$\frac{D_{\text{УБТ}(2)}}{D_{\text{УБТ}(1)}} = \frac{0,146}{0,178} = 0,82 > 0,75 \text{ и } \frac{d_{\text{нк}}}{D_{\text{УБТ}(2)}} = \frac{0,127}{0,146} = 0,87 > 0,75,$$

то наружные диаметры ступеней УБТ выбраны правильно.

По табл. 6.3 находим подходящие типы УБТ: УБТС2-178 и УБТС2-146, изготовленные из стали «Л».

Примем коэффициент в формуле (6.3) $\lambda_1 = 0,7$.

По формуле (6.4) определим длину двухступенчатой УБТ для создания вычисленной ранее (см. табл. 8.1.3) необходимой для долота 215,9 PDC осевой нагрузки $G_D = 120$ кН:

$$L_{УБТ} = \frac{1,15 \cdot 120 \cdot 10^3}{9,81 \cdot \left(1 - \frac{2080}{7850}\right) \left[0,7 \cdot 156 + \frac{1}{2-1} (1-0,7) 103\right]} \cdot 1,0 = 137 \text{ м.}$$

По формуле (6.3) найдем длину первой ступени УБТ.

$$L_{УБТ(1)} = 0,7 \cdot 137 = 96 \text{ м, тогда } L_{УБТ(2)} = 137 - 96 = 41 \text{ м.}$$

Окончательно принимаем $L_{УБТ(1)} = 100$ м, т.е. 4 свечи по 25 м; $L_{УБТ(2)} = 50$ м, т.е. 2 свечи по 25 м.

Тогда общая длина комплекта

$$\text{УБТ: } L_{УБТ} = 100 + 50 = 150 \text{ м.}$$

Общий вес УБТ в жидкости найдем по формуле (6.7):

$$Q_{КНБК} = 9,81(156 \cdot 100 + 103 \cdot 50)(1 - 2080/7850) = 150 \text{ кН.}$$

Расчет колонны бурильных труб на статическую прочность

Длину наддолотного комплекта принимаем равной 300 м. Учитывая, что выбранное нами безопорное долото PDC отличается повышенной энергоемкостью, с целью увеличения усталостной прочности бурильного инструмента составим НК из труб со стабилизирующими поясками типа ТБВК-127х9 Л, предел текучести $\sigma_T = 637$ МПа (см. табл. 6.1).

Вес НК в жидкости вычислим по формуле (6.9):

$$Q_{НК} = 9,81 \cdot 300 \cdot 29,3 \left(1 - \frac{2080}{7850}\right) = 63 \text{ кН.}$$

Величину возможного перепада давления в долоте PDC оценим в 4 МПа (согласно рекомендациям табл. 7.2).

Растягивающие напряжения в верхнем сечении НК найдем по формуле (6.10):

$$\sigma_p = \frac{1,1(150 \cdot 10^3 + 63 \cdot 10^3) + 4 \cdot 10^6 \cdot 93,3 \cdot 10^{-4}}{33,4 \cdot 10^{-4}} = 81,3 \text{ МПа.}$$

Для определения мощности, расходуемой долотом PDC на разрушение породы, вычислим крутящий момент на долоте по формулам (3.6) и (3.7):

$$M_d = G \cdot a_d \left(\frac{28}{n} + 0,14 \right) D_d^2 = 120000 \cdot 3,2 \cdot \left(\frac{28}{150} + 0,14 \right) \cdot 0,2159^2 = 5847 \text{ Н}\cdot\text{м}$$

Тогда механическая мощность на долоте по формуле (3.8) равна:

$$N_{\text{дм}} = \frac{\pi M_d n}{30} = \frac{3,14 \cdot 5847 \cdot 150}{30} = 91798 \text{ Вт}.$$

Мощность N_B , расходуемую на вращение бурильной колонны длиной $L = 450$ м, вычислим по формуле (6.13):

$$\begin{aligned} N_B &= 13,5 \cdot 10^{-5} (L_{\text{УБТ}(1)} D_{\text{УБТ}(1)}^2 + L_{\text{УБТ}(2)} D_{\text{УБТ}(2)}^2 + \\ &\quad L_{\text{НК}} d_{\text{НК}}^2) n^{1,5} D_d^{0,5} g \rho = \\ &= 13,5 \cdot 10^{-5} (100 \cdot 0,178^2 + 50 \cdot 0,146^2 + 300 \cdot 0,127^2) \cdot 150^{1,5} \cdot \\ &\quad \cdot 0,2159^{0,5} \cdot 9,81 \cdot 2080 = 21334 \text{ Вт}. \end{aligned}$$

Крутящий момент у верхнего конца НК рассчитаем по формуле (6.12):

$$M_{\text{кр}} = \frac{30(N_{\text{дм}} + N_B)}{\pi n} = \frac{30 \cdot (91798 + 21340)}{3,14 \cdot 150} = 7206 \text{ Н}\cdot\text{м}.$$

Касательные напряжения в трубах у верхнего конца НК найдем по формуле (6.11):

$$\tau = \frac{7206}{92 \cdot 10^{-6}} = 78,3 \cdot 10^6 \text{ Па} = 78,3 \text{ МПа}.$$

Коэффициент запаса прочности определим по формуле (6.15), считая, что используются трубы 1-го класса ($\nu = 1,0$):

$$K_3 = \frac{\nu \sigma_T}{\sqrt{\sigma_p^2 + 3\tau^2}} = \frac{1 \cdot 637 \cdot 10^6}{\sqrt{(81,3 \cdot 10^6)^2 + 3 \cdot (78,3 \cdot 10^6)^2}} = 4,03,$$

где

$$\begin{aligned} \sigma_p &= \frac{k(Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{НК}}) + (P_{\text{ГЗД}} + P_{\text{Д}}) F_{\text{К(НК)}}}{F_{\text{ТР(НК)}}} = \\ &= \frac{1,1(150 \cdot 10^3 + 63 \cdot 10^3) + (0 + 4 \cdot 10^6) 93,3 \cdot 10^{-4}}{33,4 \cdot 10^{-4}} = 81,3 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

Полученное значение K_3 выше допустимого значения $K_{дз} = 1,45$ (см. табл. 6.5).

Проверим нижнюю секцию бурильных труб в сечении, расположенном над УБТ ($z = 0$), на усталостную прочность.

Стрелу прогиба колонны в скважине при диаметре замка ЗУК-155 $d_3 = 0,155$ м вычислим по формуле (6.27):

$$f = \frac{1,05 \cdot 0,2159 - 0,155}{2} = 0,0358 \text{ м.}$$

Длину полуволны в плоскости раздела сжатой и растянутой частей колонны, принятой у верхнего конца УБТ, рассчитаем по формуле (6.28):

$$L_{\Pi} = \frac{9,7^4}{n} \sqrt{\frac{E J n^2}{q_{НК}}} = \frac{9,7^4}{150} \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 584,1 \cdot 10^{-8} \cdot 150^2}{29,3}} = 11,3 \text{ м.}$$

Амплитуду переменных напряжений изгиба в резьбовом соединении труб найдем по формуле (6.26):

$$\sigma_a = \frac{\pi^2 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 584,1 \cdot 10^{-8} \cdot 0,0358}{2 \cdot 11,3^2 \cdot 92 \cdot 10^{-6}} = 18,4 \text{ МПа.}$$

Постоянное среднее напряжение изгиба в каждом цикле определим по формуле (6.29):

$$\sigma_{\Gamma} = 2 \cdot 18,4 \cdot 10^6 = 36,8 \text{ МПа.}$$

Коэффициент запаса прочности в сечении НК над УБТ ($\sigma_{-1} = 98$ МПа) вычислим по формуле (6.30):

$$n_3 = \frac{98 \cdot 10^6}{18,4 \cdot 10^6 + \frac{98 \cdot 10^6 \cdot 36,8 \cdot 10^6}{784 \cdot 10^6}} = 4,3,$$

что превышает допустимый коэффициент $n_{д} = 1,5$.

Далее по табл. 6.4 выбираем трубы для комплектования 1-й секции колонны: ТБВК-127х9 Л.

Допустимую растягивающую нагрузку для них найдем по формуле (6.18):

$$Q_{доп(1)} = \frac{1 \cdot 2170 \cdot 10^3}{1,04 \cdot 1,45} = 1439 \text{ кН.}$$

Допустимую длину 1-й секции бурильных труб вычислим по формуле (6.16):

$$l_1 = \frac{1439 \cdot 10^3 - 1,1(150 \cdot 10^3 + 63 \cdot 10^3) - 4 \cdot 10^6 \cdot 93,3 \cdot 10^{-4}}{1,1 \cdot 9,81 \cdot 29,3 \left(1 - \frac{2080}{7850}\right)} = 5025 \text{ м,}$$

что превышает требуемую величину длины бурильных труб, которую можно определить по формуле:

$$l_1 = L - L_{\text{КНБК}} - l_{\text{НК}} = 4350 - 150 - 300 = 3900 \text{ м.}$$

Тогда вес секции бурильных труб в жидкости рассчитаем по формуле (6.19):

$$Q_1 = 9,81 \cdot 3900 \cdot 29,3 \left(1 - \frac{2080}{7850}\right) = 824 \text{ кН.}$$

Проверим по формуле (6.31) прочность верхней трубы секции бурильных труб при спуске в клиновом захвате. Примем длину плашек 400 мм и коэффициент $C = 0,7$,

$$n_{\text{зап}} = \frac{0,7 \cdot 1830 \cdot 10^3}{150 \cdot 10^3 + 63 \cdot 10^3 + 824 \cdot 10^3} = 1,235,$$

что выше допустимого значения 1,1.

По табл. 6.3 определим крутящий момент для свинчивания УБТ, изготовленных из стали «Л»:

УБТС2-178 — 64 кН·м;

УБТС2-146 — 33 кН·м.

По табл. 6.9 для соединения труб ТБВК-127 выбираем бурильные замки типа ЗУК-155 с минимальным диаметром проходного отверстия 0,095 м. Для свинчивания замков по табл. 6.10 находим необходимый крутящий момент: ТБВК-127х9Л — 17,5 кН·м.

Результаты расчетов сводим в табл. 8.1.5.

Таблица 8.1.5

Результаты расчета буровой колонны

Показатели	УБТ	УБТ	НК	БТ
Тип труб	УБТС2-178	УБТС2-146	ТБВК-127	ТБВК-127
Наружный диаметр труб, мм	178	146	127	127
Внутренний диаметр труб, мм	80	68	109	109
Группа прочности материала труб	Л	Л	Л	Л
Интервал расположения секций, м	4250-4350	4200-4250	3900-4200	0-3900
Длина секции, м	100	50	300	3900
Нарастающий вес колонны, кН	112,5	150	213	1037

9. Гидравлический расчет циркуляционной системы

Произведем вторую проверку подачи промывочной жидкости.

Определим критическую плотность бурового раствора, при которой может произойти гидроразрыв наиболее слабого из пластов, слагающих разбуриваемый разрез, по формуле (7.1). Для этого необходимо предварительно вычислить параметры φ и $\Sigma(\Delta P_{\text{КП}})$. Значение φ рассчитаем по формуле (7.2) с помощью найденной выше механической скорости проходки наиболее эффективного типа долота 215,9PDC $V_m = 3,5 \text{ м/ч} = 0,97 \cdot 10^{-3} \text{ м/с}$.

$$\varphi = \frac{0,021}{\frac{\pi}{4} \cdot 0,97 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2159^2 + 0,021} = 0,998 \approx 1,$$

т.е. содержание шлама в потоке пренебрежимо мало.

Для определения величины $\Sigma(\Delta P_{\text{кп}})$ найдем линейные и местные потери давления в затрубном пространстве до глубины залегания подошвы слабого пласта. Рассчитаем критическое значение числа Рейнольдса промывочной жидкости $Re_{\text{кр}}$, при котором происходит переход ламинарного режима в турбулентный, по формуле (7.3) для течения в кольцевом канале:

– за УБТС2-178

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \left[\frac{2080(0,2159-0,178)^2 \cdot 9,0}{0,065^2} \right]^{0,58} = 3274 ;$$

– за УБТС2-146

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \left[\frac{2080(0,2159-0,146)^2 \cdot 9,0}{0,065^2} \right]^{0,58} = 4487 ;$$

– за ТБВК

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \left[\frac{2080(0,2159-0,127)^2 \cdot 9,0}{0,065^2} \right]^{0,58} = 5255 .$$

Определим действительные числа Рейнольдса при тении жидкости в кольцевом пространстве по формуле (7.7). Диаметр необсаженного ствола в данном случае примем равным внутреннему диаметру последней обсадной колонны $D_c = 0,22$ м.

Тогда:

– за УБТС2-178

$$Re_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 2080 \cdot 0,021}{\pi(0,22+0,178)0,065} = 2150 ,$$

– за УБТС2-146

$$Re_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 2080 \cdot 0,021}{\pi(0,22+0,146)0,065} = 2338 ,$$

– за ТБВК

$$Re_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 2080 \cdot 0,021}{\pi(0,22+0,127)0,065} = 2466 .$$

Так как полученные значения $Re_{\text{кп}} < Re_{\text{кр}}$ на всех участках затрубного пространства, то движение жидкости везде в кольцевом канале происходит при ламинарном режиме.

Вычислим числа Сен-Венана для кольцевого канала по формуле (7.15):

– за ТБВК-127

$$Se_{\text{кп}} = \frac{\pi^9(0,22-0,127)^2(0,22+0,127)}{4 \cdot 0,065 \cdot 0,021} = 15,54 ;$$

– за УБТС2-178

$$Se_{\text{кп}} = \frac{\pi^9(0,22-0,178)^2(0,22+0,178)}{4 \cdot 0,065 \cdot 0,021} = 3,64 ;$$

– за УБТС2-146

$$Se_{\text{кп}} = \frac{\pi^9(0,22-0,146)^2(0,22+0,146)}{4 \cdot 0,065 \cdot 0,021} = 10,38 .$$

Находим значения коэффициента β по формулам (7.16):

– за ТБВК

$$\beta = 1 - \frac{4}{15,54} (\sqrt{1,2 + 0,5 \cdot 15,54} - 1) = 0,486 ;$$

– за УБТС2-146

$$\beta = 1 - \frac{4}{10,38} (\sqrt{1,2 + 0,5 \cdot 10,38} - 1) = 0,411 ;$$

– за УБТС2-178

$$\beta = \frac{Se}{12 + 1,3Se} = \frac{3,64}{12 + 1,3 \cdot 3,64} = 0,217 .$$

Рассчитаем потери давления по длине кольцевого пространства за бурильными трубами и УБТ до глубины слабого пласта по формуле (7.13):

– на участке за ТБВК:

$$\Delta P_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 9 \cdot 3350}{0,486(0,22-0,127)} = 2,67 \text{ МПа} ;$$

– на участке за УБТ-146:

$$\Delta P_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 9 \cdot 0,50}{0,411(0,22-0,146)} = 0,059 \text{ МПа} ;$$

– на участке за УБТ-178

$$\Delta P_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 9 \cdot 0,100}{0,218(0,22-0,178)} = 0,393 \text{ МПа} .$$

Местные потери от замков ЗУК-155 в кольцевом пространстве определяем по формуле (7.17). Согласно табл. 6.9 $d_m = 0,155$ м. Примем $l_T = 12$ м.

$$\Delta P_{MK} = \frac{3500-150}{12} \left(\frac{0,22^2-0,127^2}{0,22^2-0,155^2} - 1 \right)^2 \cdot 2080 \cdot 0,8 = 0,05 \text{ МПа.}$$

Суммируя полученные значения ΔP_{KP} и ΔP_{MK} , найдем величину $\Sigma(\Delta P_{KP})$, необходимую для вычисления ρ_{KP} по условию (7.1):

$$\Sigma(\Delta P_{KP}) = 2,67 + 0,059 + 0,393 + 0,05 = 3,17 \text{ МПа.}$$

Определим ρ_{KP} по формуле (7.1):

$$\rho_{KP} = \frac{P_T - \Sigma(\Delta P_{KP})}{\varphi g L_{II}} = \frac{82 \cdot 10^6 - 3,17 \cdot 10^6}{1,0 \cdot 9,81 \cdot 3500} = 2295 \text{ кг/м}^3.$$

Так как полученное значение ρ_{KP} больше принятого $\rho = 2090 \text{ кг/м}^3$, то условие недопущения гидроразрыва пластов выполняется.

Далее вычисляем потери давления внутри бурильной колонны. Для этого определяем критические числа Рейнольдса по формуле (7.5):

– в ТБВК

$$Re_{KP} = 2100 + 7,3 \left(\frac{2080 \cdot 0,109^2 \cdot 9}{0,065^2} \right)^{0,58} = 6097;$$

– в УБТС2-178

$$Re_{KP} = 2100 + 7,3 \left(\frac{2080 \cdot 0,08^2 \cdot 9}{0,065^2} \right)^{0,58} = 4891;$$

– в УБТС2-146

$$Re_{KP} = 2100 + 7,3 \left(\frac{2080 \cdot 0,068^2 \cdot 9}{0,065^2} \right)^{0,58} = 4412.$$

По формуле (7.6) находим действительные числа Рейнольдса жидкости в бурильных трубах и УБТ, составляющих бурильную колонну:

– в ТБВК

$$Re_T = \frac{4 \cdot 2080 \cdot 0,021}{\pi \cdot 0,109 \cdot 0,065} = 7850 ;$$

– в УБТС2-178

$$Re_T = \frac{4 \cdot 2080 \cdot 0,021}{\pi \cdot 0,08 \cdot 0,065} = 10695;$$

– в УБТС2-146

$$Re_T = \frac{4 \cdot 2080 \cdot 0,021}{\pi \cdot 0,068 \cdot 0,065} = 12586.$$

В бурильной колонне везде действительные числа $Re_T > Re_{кр}$, следовательно, на всех участках имеет место турбулентный режим течения промывочной жидкости и поэтому потери давления внутри колонны определяются по формуле Дарси-Вейсбаха (7.8).

Предварительно вычисляем значения коэффициентов гидравлического сопротивления по формуле (7.10):

– внутри ТБВК

$$\lambda_T = 0,1 \left(\frac{1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}{0,109} + \frac{100}{7850} \right)^{0,25} = 0,036;$$

– внутри УБТС2-178

$$\lambda_T = 0,1 \left(\frac{1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}{0,08} + \frac{100}{10625} \right)^{0,25} = 0,035;$$

– внутри УБТС2-146

$$\lambda_T = 0,1 \left(\frac{1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}{0,068} + \frac{100}{12586} \right)^{0,25} = 0,035.$$

Далее рассчитаем потери давления внутри ТБВК и УБТ по формуле (7.8):

– внутри ТБВК

$$\Delta P_T = 0,036 \cdot \frac{8 \cdot 2080 \cdot 0,021^2 \cdot 4200}{\pi^2 \cdot 0,109^5} = 7,35 \text{ МПа};$$

– внутри УБТС2-178

$$\Delta P_T = 0,035 \cdot \frac{8 \cdot 2080 \cdot 0,021^2 \cdot 100}{\pi^2 \cdot 0,08^5} = 0,8 \text{ МПа};$$

– внутри УБТС2-146

$$\Delta P_T = 0,035 \cdot \frac{8 \cdot 2080 \cdot 0,021^2 \cdot 50}{\pi^2 \cdot 0,068^5} = 0,9 \text{ МПа}.$$

Тогда общие потери давления на трение по всей длине внутри труб БК составят:

$$\Sigma \Delta P_T = 7,35 + 0,8 + 0,9 = 9,05 \text{ МПа}.$$

Местные потери от замков ЗУК-155 внутри колонны бурильных труб определяем по формуле (7.18):

$$\Delta P_{MT} = \frac{4200}{12} \left[\left(\frac{0,109}{0,095} \right)^2 - 1 \right]^2 \frac{16 \cdot 2080 \cdot 0,021^2}{\pi^2 \cdot 0,109^4} = 0,37 \text{ МПа}.$$

Вычисляем потери давления в наземной обвязке по формуле (7.19), предварительно определив по табл. 7.1. значения коэффициентов: $\alpha_c = 0,4 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}$; $\alpha_{ш} = 0,3 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}$; $\alpha_B = 0,3 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}$; $\alpha_K = 0,4 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}$.

$$\Delta P_0 = (0,4 + 0,3 + 0,3 + 0,4) 10^5 \cdot 2080 \cdot 0,021^2 = 0,13 \text{ МПа}.$$

Поскольку потери давления в кольцевом пространстве за ТБВК ранее были определены для участка длиной 3350 м, пересчитаем это значение на полную длину ТБВК $L = 4200$ м:

$$\Delta P_{КП} = \frac{\Delta P_{КП} \cdot 4200}{3350} = \frac{2,67 \cdot 10^6 \cdot 4200}{3350} = 3,35 \text{ МПа};$$

$$\Delta P_{МК} = \frac{\Delta P_{МК} \cdot 4200}{3350} = \frac{0,05 \cdot 10^6 \cdot 4200}{3350} = 0,06 \text{ МПа}.$$

Тогда общие потери давления на трение по всей длине КП составят:

$$\Sigma \Delta P_{КП} = 0,059 + 0,393 + 3,35 = 3,8 \text{ МПа}.$$

Далее вычисляем сумму потерь давления во всей циркуляционной системе, за исключением перепада давления в долоте, по формуле (7.3):

$$\begin{aligned} (\Delta P - P_d) &= \Sigma(\Delta P_T) + \Sigma(\Delta P_{КП}) + \Delta P_{MT} + \Delta P_{МК} + \Delta P_0 = \\ &= (9,05 + 3,8 + 0,37 + 0,06 + 0,13) \cdot 10^6 = 13,41 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

Рассчитаем резерв давления ΔP_p для определения допустимого перепада давления в долоте по формуле (7.20) при $b = 0,8$:

$$\Delta P_p = b P_H - (\Delta P - P_d) = 0,8 \cdot 26 \cdot 10^6 - 13,41 \cdot 10^6 = 7,39 \text{ МПа}.$$

Такой запас давления вполне подходит для реализации в насадках долота PDC принятого перепада давления $P_d = 4$ МПа. По формулам (7.21) и (7.22) определим общую площадь промывочных отверстий насадок долота:

$$\Phi = \frac{Q}{\mu} \sqrt{\frac{\rho}{2\Delta P_d}} = \frac{0,021}{0,9} \sqrt{\frac{2080}{2 \cdot 4 \cdot 10^6}} = 0,376 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Выберем количество промывочных насадок для долота PDC в формуле (7.23) $n = 8$. Тогда диаметр одной насадки составит:

$$d = \sqrt{\frac{4\Phi}{\pi n}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,376 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot 8}} = 0,008 \text{ м} = 8 \text{ мм}.$$

Таким образом, для создания перепада давления в долоте 215,9 PDC, равного 4 МПа, необходимо установить восемь гидромониторных насадок диаметром 8 мм каждая.

В заключение определим фактическое максимальное давление нагнетания на выходе бурового насоса УНБТ-750:

$$P_{max} = \Delta P + P_d = (13,41 + 4,0) \cdot 10^6 = 17,41 \text{ МПа},$$

что существенно меньше, чем предельно допустимое значение (26 МПа) для цилиндрических втулок выбранного диаметра (130 мм).

8.2. Пример расчета при турбинном бурении

Проектное задание: выполнить работу по совершенствованию технологического процесса углубления скважины турбинным способом.

Цель работы: выбрать наиболее эффективные технологические решения, позволяющие улучшить технико-экономические показатели бурения заданного интервала скважины.

Задачи работы:

- изучить исходную информацию, содержащую сведения о геолого-технических условиях бурения, типоразмерах применяемых долот и ГЗД, режимах и показателях бурения заданного интервала скважины;
- выполнить проверочный расчет плотности и расхода бурового раствора, выбрать необходимое количество буровых насосов и диаметры цилиндрических втулок;
- по фактическим исходным данным определить средние показатели бурения заданного интервала скважины, включая стоимость метра проходки;
- выполнить прогнозный расчет потенциальных показателей бурения заданного интервала скважины с учетом ограничений по осевой нагрузке и частоте вращения долот;
- выбрать эффективный тип долота для бурения заданного интервала скважины, обеспечивающий повышение технико-экономических показателей бурения;
- определить состав бурильной колонны, выбрать конструкцию КНБК, сделать прочностной расчет бурильных труб;
- рассчитать гидравлическую программу промывки скважины, определить потери давления в элементах циркуляционной системы.

Исходные данные: представлены в табл. 8.2.1.

Таблица 8.2.1

Исходные данные

№№	Показатели	Обозначения	Ед. измер.	Значение
1	Глубина бурения	L	м	1200
2	Глубина залегания подошвы слабого пласта	L_n	м	550
3	Давление гидроразрыва в слабом пласте	P_2	МПа	9,5

№№	Показатели	Обозначения	Ед. измер.	Значение
4	Глубина залегания кровли флюидосодержащего пласта	L_k	м	1080
5	Пластовый флюид	-	-	нефть
6	Пластовое давление во флюидосодержащем пласте	$P_{пл}$	МПа	10,8
7	Свойства бурового раствора:			
8	- плотность	ρ	кг/м ³	1120
9	- пластическая вязкость	η	Па·с	0,01
10	- дин. напряжение сдвига	τ_0	Па	5
11	Тип буровых насосов	-	-	УНБ-600А
12	Условие всасывания буровых насосов	-	-	без подпора
13	Размеры наземной обвязки:			
14	- условный размер стояка	-	мм	140
15	- диаметр проходного канала бурового рукава	-	мм	76
16	- диаметр проходного канала вертлюга	-	мм	75
17	- диаметр проходного канала ведущей трубы	-	мм	85

№№	Показатели	Обозначения	Ед. измер.	Значение
18	Минимальная скорость жидкости в затрубном пространстве, обеспечивающая вынос шлама	V_K	м/с	0,8
19	Минимальный наружный диаметр труб в КНБК	d_H	м	0,127
20	Интервал отработки долот	ΔL	м	700–1200
21	Среднее время 1-ой СПО	$t_{сп}$	ч	3
22	Стоимость часа работы БУ	R	руб/ч	10000
23	Данные по скв. 1			
24	Вид привода	-	-	турбобур
25	Тип ГЗД	-	-	ЗТСШ1-240
26	Стоимость часа работы ГЗД	$R_{ГЗД}$	руб/ч	4000
27	Расход бурового раствора	Q_0	м ³ /с	0,040
28	Осевая нагрузка	G_D	кН	120
29	Частота вращения ротора	n	об/мин	-
30	Типоразмер долот	-	-	269,9 МСГВ
31	Стоимость долота	C_D	руб	185000

№№	Показатели	Обозначения	Ед. измер.	Значение
32	Проходка за рейс	$h_{д1}$	м	180
		$h_{д2}$	м	120
		$h_{д3}$	м	110
		$h_{д4}$	м	90
33	Время мехбурения	t_1	ч	12
		t_2	ч	13
		t_3	ч	10
		t_4	ч	10
34	Данные по скв. 2			
35	Вид привода	-	-	турбобур
36	Тип ГЗД	-	-	ЗТСШ1-240
37	Стоимость часа работы ГЗД	$R_{ГЗД}$	руб/ч	4000
38	Расход бурового раствора	Q_0	м ³ /с	0,040
39	Осевая нагрузка	$G_д$	кН	120
40	Частота вращения ротора	n	об/мин	-
41	Типоразмер долот	-	-	269,9 СГВ
42	Стоимость долота	$C_д$	руб	185000
43	Проходка за рейс	$h_{д1}$	м	160
		$h_{д2}$	м	140
		$h_{д3}$	м	100
		$h_{д4}$	м	100
44	Время мехбурения	t_1	ч	16
		t_2	ч	15
		t_3	ч	14
		t_4	ч	16

1. Изучение исходной информации

В исходных данных (табл. 8.2.1.) представлены фактические показатели бурения двух вертикальных скважин на одном месторождении (площади) с идентичными горно-геологическими условиями залегания пород в интервале от 700 до 1200 м. Способ бурения одинаков для двух скважин — турбинный. В качестве привода долота используются турбобуры типа ЗТСШ1-240. При этом в скв. 1 отрабатывались трехшарошечные долота типа 269,9МСГВ с негерметизированными опорами, а в скв. 2 применялись долота типа 269,9СГВ, также с негерметизированными опорами. В табл. 8.2.1 приводятся сведения о стоимости долот, среднем времени одной СПО для заданной глубины бурения, стоимости часа работы БУ и стоимости часа работы турбобура.

2. Проверочный расчет плотности и расхода бурового раствора

Установим соответствие плотности бурового раствора, применяемого в скв. 1 и скв. 2, требованиям правил безопасности бурения по формуле (4.5):

$$\rho = \frac{K_p P_{пл}}{g L_k} = \frac{1,1 \cdot 10,8 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 1080} = 1121 \approx 1120 \text{ кг/м}^3.$$

Найденная плотность получилась практически равной фактической плотности, применяемой в скв. 1 и 2 (см. табл. 8.1.1). Поэтому исходное значение плотности бурового раствора 1120 кг/м^3 не подлежит корректировке и будет использоваться в дальнейших расчетах.

Определим расход жидкости Q_1 , необходимый для качественной очистки забоя и долота от шлама, по формуле (4.2):

$$Q_1 = a \frac{\pi}{4} D_c^2,$$

где Q_1 — расход бурового раствора, обеспечивающий очистку забоя и долота, м³/с;

a — коэффициент расхода, м/с.

Для турбинного способа бурения $a = (0,50 \dots 0,70)$ м/с. Поскольку плотность бурового раствора невысокая, примем $a = 0,7$ м/с.

$$Q_1 = 0,7 \cdot 0,785 \cdot 0,2699^2 = 0,040 \text{ м}^3/\text{с}.$$

С учетом указанной в задании минимальной скорости течения жидкости в затрубном пространстве, обеспечивающей вынос шлама $V_k = 0,8$ м/с, находим необходимый расход бурового раствора Q_2 по формуле (4.3):

$$Q_2 = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_n^2) V_k,$$

где Q_2 — расход бурового раствора, обеспечивающий вынос шлама из скважины, м³/с;

D_c — диаметр скважины, м; диаметр скважины для упрощения расчетов принимается равным диаметру долота на всем протяжении ствола;

d_n — минимальный наружный диаметр буровых труб, м;

V_k — средняя скорость течения жидкости, обеспечивающая вынос шлама из скважины.

$$Q_2 = 0,785 \cdot (0,2699^2 - 0,127^2) \cdot 0,8 = 0,036 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Так как $Q_1 > Q_2$, то согласно условию (4.1) для дальнейшего анализа принимаем значение $Q_0 = Q_1 = 0,040$ м³/с. Однако эту величину необходимо проверить на возможность обеспечения устойчивой работы турбобура ЗТСШ1-240. В табл. 5.1 для этого турбобура указано рекомендуемое компанией-производителем значение расхода жидкости (тех. воды) $Q = 0,045$ м³/с. Согласно рекомендациям раздела 4 это значение можно изменять в пределах $\pm 15\%$, т.е. диапазон рекомендуемых значений расхода жидкости для турбо-

бура ЗТСШ1-240 составит от 0,038 до 0,051 м³/с. С учетом того, что найденный расход Q_0 попадает в диапазон рекомендуемых значений, принимаем величину $Q_0 = 0,040$ м³/с.

3. Выбор числа работающих насосов и диаметра цилиндрических втулок

Так как всасывание промывочной жидкости буровыми насосами осуществляется без подпора, примем коэффициент наполнения $m_n = 0,85$ (при промывке раствором с плотностью $\rho < 1200$ кг/м³).

Для создания равной или несколько большей по сравнению с найденной подачей $Q_0 = 0,040$ м³/с, с учётом данных табл. 4.1, будем использовать два насоса УНБ-600А с втулками диаметром 140 мм и подачей $Q_n = 0,0233$ м³/с. Тогда:

$$Q = m_n N_n Q_n = 0,85 \cdot 2 \cdot 0,0233 \approx 0,04 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Полученный расход 0,04 м³/с обеспечит качественную промывку скважины, очистку забоя и долота от шлама и устойчивую работу турбобура. Таким образом, в дальнейших расчетах принимаем расход бурового раствора $Q = 0,04$ м³/с. Предельно допустимое давление насосов УНБ-600А при использовании втулок диаметром 140 мм составляет 22,5 МПа.

4. Определение энергетических параметров турбобура

Для проведения дальнейших расчетов необходимо, используя справочные значения параметров из табл. 5.1, пересчитать энергетическую характеристику турбобура ЗТСШ1-240 по формулам (5.1)–(5.3) на фактически применяемые значения расхода и плотности бурового раствора.

Энергетические параметры турбобура при фактических расходе и плотности бурового раствора:

– тормозной момент

$$M = M_{\text{спр}} \frac{\rho Q^2}{\rho_{\text{спр}} Q_{\text{спр}}^2} = 9100 \cdot \frac{1120 \cdot 0,04^2}{1000 \cdot 0,045^2} = 8053 \text{ Н}\cdot\text{м};$$

– холостая частота вращения

$$n = n_{\text{спр}} \frac{Q}{Q_{\text{спр}}} = 1100 \cdot \frac{0,04}{0,045} = 978 \text{ об/мин};$$

– перепад давления на режиме максимума мощности

$$P = P_{\text{спр}} \frac{\rho Q^2}{\rho_{\text{спр}} Q_{\text{спр}}^2} = 10 \cdot 10^6 \cdot \frac{1120 \cdot 0,04^2}{1000 \cdot 0,045^2} = 8,85 \text{ МПа}.$$

Результаты расчетов сведем в табл. 8.2.2.

Таблица 8.2.2

Энергетические параметры турбобура ЗТСШ1-240

Параметры	
Расход жидкости, м ³ /с	0,040
Плотность жидкости, кг/м ³	1120
Тормозной момент, Н·м	8053
Холостая частота вращения, об/мин	978
Перепад давления, МПа	8,85

5. Определение параметров режима бурения по фактическим данным

Для определения фактических параметров отработки долот при бурении заданных интервалов необходимо для каждой скважины построить графики зависимостей $n = n(G)$, представляющие собой нагрузочные характеристики турбобуров при совместной работе с конкретным долотом. Используем для этого графический метод и с помощью формулы (5.12), задаваясь значениями осевой нагрузки на долото G , рассчитаем соответствующие им значения частот вращения долот при работе с турбобуром.

$$G = \frac{M_T \left(1 - \frac{n}{n_x}\right)^{1/\alpha}}{a \left(\frac{28}{n} + 0,14\right) D_d^2},$$

где a — коэффициент, зависящий от типа долота из формулы (3.7):

для долота 269,9МСГВ $a = 0,95$;

для долота 269,9СГВ $a = 0,75$.

α — показатель степени, определяющий нелинейность моментной характеристики ГЗД, для турбобуров $\alpha = 1$.

По формуле (5.12) с помощью итераций найдем частоту вращения n , соответствующую заданной осевой нагрузке $G = 120$ кН. В табл. 8.2.3 сведены результаты расчетов осевой нагрузки G по формуле (5.12) при разных частотах вращения n от n_x до $0,4n_x$.

Таблица 8.2.3

Расчет нагрузочной характеристики турбобура и долот по фактическим данным

Частота вращения n , об/мин	Осевая нагрузка G , кН	
	269,9МСГВ	269,9СГВ
978	0	0
900	59,9	75,9
800	126,0	159,6
700	188,0	238,1
600	244,4	309,6
500	292,9	371,0
400	329,6	417,4

Используя полученные данные, для наглядности построим графики зависимостей $n = n(G)$ для обеих скважин — рис. 8.2.1 и 8.2.2. На графиках отложим значения рабочей осевой нагрузки $G = 120$ кН. По графикам можно определить рабочие частоты вращения турбобуров при совместной работе с долотом 269,9МСГВ ($n = 801$ об/мин) и с долотом 269,9СГВ ($n = 840$ об/мин).

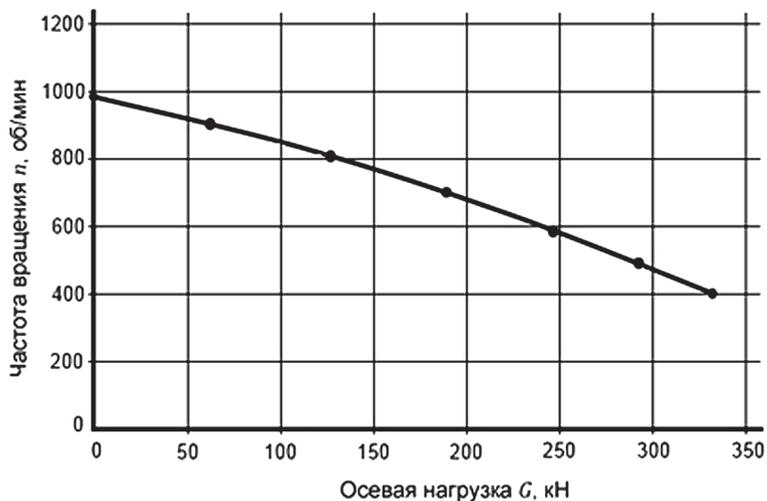


Рисунок 8.2.1. Нагрузочная характеристика турбобура ЗТСШ1-240 с долотом 269,9МСГВ, построенная по фактическим данным

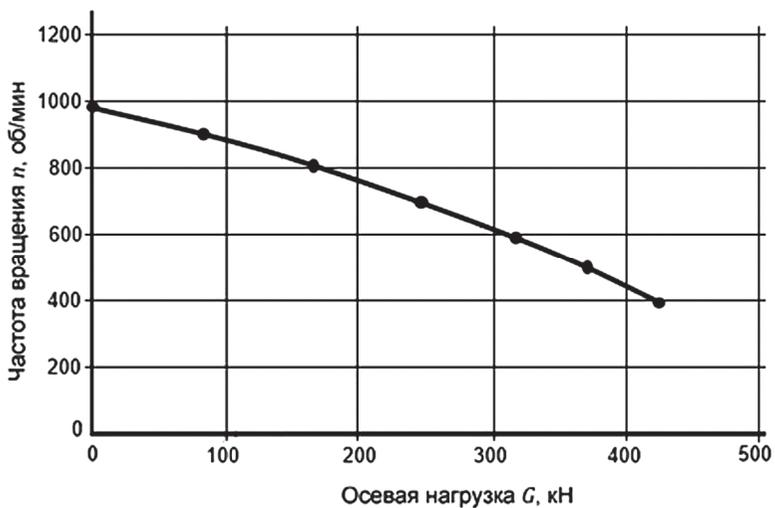


Рисунок 8.2.2. Нагрузочная характеристика турбобура ЗТСШ1-240 с долотом 269,9СГВ, построенная по фактическим данным

6. Определение средних показателей бурения по фактическим данным

Используя формулы (3.1)–(3.3), определим для каждого интервала среднюю проходку за рейс, среднее время работы долота, среднюю механическую скорость проходки. Затем, по формулам (3.4) и (3.5) определим рейсовую скорость бурения и стоимость 1 метра проходки в интервале. Кроме того, с помощью данных табл. 3.2 и 3.3 идентифицируем заданные типы долот по коду IADC.

Скв. 1 — тип долота 269,9 МСГВ

Количество долот $N = 4$.

Общая (суммарная) проходка

$$H = 180 + 120 + 110 + 90 = 500 \text{ м.}$$

$$\text{Средняя проходка на долото } h = \frac{H}{N} = \frac{500}{4} = 125 \text{ м.}$$

Общее (суммарное) время мехбурения

$$T_6 = 12 + 13 + 10 + 10 = 45 \text{ ч.}$$

$$\text{Среднее время работы долота } t_6 = \frac{T_6}{N} = \frac{45}{4} = 11,25 \text{ ч.}$$

$$\text{Средняя мехскорость проходки } V_M = \frac{H}{T_6} = \frac{500}{45} = 11,1 \text{ м/ч.}$$

$$\text{Рейсовая скорость бурения } V_P = \frac{H}{T_6 + T_{сп}} = \frac{500}{45 + 4 \cdot 3} = 8,77 \text{ м/ч.}$$

Стоимость всех долот $185000 \cdot 4 = 740000$ руб.

Стоимость метра проходки

$$C_M = \frac{740000 + 10000(45 + 12) + 4000 \cdot 45}{500} = 2980,00 \text{ руб/м.}$$

Полученные результаты сведем в табл. 8.2.4.

Скв. 2 – тип долота PDC

Количество долот $N = 4$.

Общая (суммарная) проходка

$$H = 160 + 140 + 100 + 100 = 500 \text{ м.}$$

$$\text{Средняя проходка на долото } h = \frac{H}{N} = \frac{500}{4} = 125 \text{ м.}$$

Общее (суммарное) время мехбурения

$$T_6 = 16 + 15 + 14 + 16 = 61 \text{ ч.}$$

$$\text{Среднее время работы долота } t_6 = \frac{T_6}{N} = \frac{61}{4} = 15,25 \text{ ч.}$$

$$\text{Средняя мехскорость проходки } V_M = \frac{H}{T_6} = \frac{500}{61} = 8,2 \text{ м/ч.}$$

$$\text{Рейсовая скорость бурения } V_p = \frac{H}{T_6 + T_{сп}} = \frac{500}{61 + 4 \cdot 3} = 6,85 \text{ м/ч.}$$

Стоимость всех долот $185000 \cdot 4 = 740000$ руб.

Стоимость метра проходки

$$C_M = \frac{740000 + 10000(61 + 12) + 4000 \cdot 61}{500} = 3428,00 \text{ руб/м.}$$

Полученные результаты сведем в табл. 8.2.4.

Таблица 8.2.4

Средние показатели бурения по фактическим данным

Показатели	Средние показатели бурения по скв. 1	Средние показатели бурения по скв. 2
Способ бурения	тубинный	турбинный
Тип ГЗД	ЗТСШ1-240	ЗТСШ1-240
Тип долота	269,9МСГВ	269,9СГВ
Тип долота по коду IADC	131	221
Расход бурового раствора, м ³ /ч	0,040	0,040
Плотность раствора, кг/м ³	1120	1120
Осевая нагрузка на долото, кН	120	120
Частота вращения, об/мин	801	840
Кол-во долот, шт.	4	4
Общая проходка, м	500	500
Общее время бурения, ч	45	61
Мехскорость проходки, м/ч	11,1	8,2
Проходка на долото, м	125	125
Время работы долота, ч	11,25	15,25
Стоимость 1 долота, руб.	185000	185000
Стоимость всех долот, отработанных в интервале бурения, руб.	740000	740000
Время 1 СПО, ч	3	3
Суммарное время СПО, ч	12	12
Рейсовая скорость, м/ч	8,77	6,85
Стоимость 1 м, руб/м	2980,00	3428,00

В результате выполненных расчетов установлено, что применение долота 269,9МСГВ при проходке заданного интервала скважины обеспечивает лучшие технико-экономические показатели бурения по сравнению с долотом 269,9СГВ: рейсовая скорость больше в 1,28 раза, а стоимость метра проходки меньше на 448 руб/м.

7. Определение адаптационных коэффициентов по фактическим данным

Используя полученные значения фактических показателей бурения — механической скорости проходки и времени работы долота, а также параметров режима бурения — осевой нагрузки и частоты вращения долота, определим числовые значения адаптационных коэффициентов в формулах (4.8) и (4.9) для обоих типов долот. Значения степенных показателей в указанных формулах принимаем в соответствии с рекомендациями табл. 4.3:

- для долота 269,9МСГВ

$$K = \frac{V_M}{n^{\alpha} G^{\beta}} = \frac{11,1}{801^{0,7} \cdot 120^{1,3}} = 0,0002 ;$$

$$A = t_{\varepsilon} n^{\delta} G^{\psi} = 11,25 \cdot 801^{0,8} \cdot 120^{1,2} = 739221 ;$$

- для долота 269,9СГВ

$$K = \frac{V_M}{n^{\alpha} G^{\beta}} = \frac{8,2}{840^{0,7} \cdot 120^{1,3}} = 0,00014 ;$$

$$A = t_{\varepsilon} n^{\delta} G^{\psi} = 15,25 \cdot 840^{0,8} \cdot 120^{1,2} = 1041622.$$

Далее, с целью совершенствования технологии углубления скважины, определим потенциальные наиболее эффективные технико-экономические показатели бурения, которые могут быть получены при использовании тех же типов долот, но при условии реализации максимально допустимых в рассматриваемых условиях параметров режима бурения — осевой нагрузки G и частоты вращения n .

8. Определение допустимых значений осевой нагрузки и частоты вращения долот

Для определения допустимых (граничных) значений G и n воспользуемся рекомендациями табл. 3.7 для обоих типов долот, а также учтем допустимую осевую нагрузку на ГЗД — см. табл. 5.3, и максимальную осевую нагрузку, «принимаемую» турбобуром ЗТСШ1-240, исходя из его энергетической характеристики.

По табл. 3.7 максимально допустимая осевая нагрузка на долото составляет:

- для долот 269,9МСГВ и 269,9СГВ $G = 290$ кН;

Мы используем конкретный тип турбобура, у которого частота вращения зависит от осевой нагрузки на долото и определяется в результате расчета. При этом следует учитывать, что диапазон рекомендуемых частот вращения для шарошечного долота с негерметизированными опорами — от 90 до 600 об/мин, с возможностью расширения границ этого диапазона на 20 %.

Для турбобура ЗТСШ1-240 максимально допустимая осевая нагрузка на ГЗД составляет 400 кН — см. табл. 5.3.

Согласно рекомендациям раздела 5, крутящий момент на долоте не должен превышать половины величины тормозного момента турбобура. Эта величина соответствует половине значения частоты вращения вала турбобура на холостом режиме. По нагрузочным характеристикам — рис. 8.3.1 и 8.3.2 — определим максимально допустимую осевую нагрузку на долото, соответствующую $0,5n_x = 489$ об/мин для каждого типа долота:

- для долота 269,9МСГВ $G = 294$ кН;
- для долота 269,9СГВ $G = 373$ кН.

Полученные результаты сведем в табл. 8.2.5.

Таблица 8.2.5

Определение допустимой осевой нагрузки, кН

Тип долота	Нагрузка, ограниченная прочностью долота	Нагрузка, ограниченная прочностью ГЗД	Нагрузка, ограниченная приемистостью ГЗД	Наименьшая нагрузка
269,9МСГВ	290	400	294	290
269,9СГВ	290	400	373	290

Определяя ограничения, мы должны выбрать минимальные значения из полученных результатов. Поэтому принимаем, что максимально допустимая осевая нагрузка на долото в наших условиях может составить:

- для долота 269,9МСГВ $G_d = 290$ кН;
- для долота 269,9СГВ $G_d = 290$ кН.

На графиках рис 8.2.1 и 8.2.2 отложим граничные (допустимые) осевые нагрузки $G_d = 290$ кН. По графикам приблизительно можно определить соответствующие этой осевой нагрузке частоты вращения турбобуров при совместной работе с долотом 269,9МСГВ ($n = 500$ об/мин) и с долотом 269,9СГВ ($n = 622$ об/мин).

Как видим, значения n уменьшились для обоих типов долот. Также видно, что значение рабочей частоты вращения для долота 269,9МСГВ находится в области рекомендуемых частот, а для долота 269,9СГВ на 4 % превышает допустимую величину (до 600 об/мин), однако находится в пределах возможного расширения диапазона допустимых значений (до 720 об/мин).

9. Определение потенциальных показателей бурения

По формулам (4.6) и (4.7) определим прогнозные потенциальные значения механической скорости проходки и

времени работы долот, при максимально допустимых величинах G и соответствующих им значениях n .

– для долота **269,9МСГВ**

$$V_M = Kn^\alpha G^\beta = 0,0002 \cdot 500^{0,7} \cdot 290^{1,3} = 24,6 \text{ м/ч};$$

$$t_6 = \frac{A}{n^{\delta} G^{\Psi}} = \frac{739221}{500^{0,8} \cdot 290^{1,2}} = 5,7 \text{ ч.}$$

Полученные данные используем для определения прогнозных значений:

– проходки на долото $h = 24,6 \cdot 5,7 = 140,2 \text{ м};$

– количество долот $N = \frac{500}{140,2} = 3,57$; принимаем целое

число $N = 4$;

– уточнённая проходка на долото: $h = \frac{H}{N} = \frac{500}{4} = 125 \text{ м};$

– время мехбурения интервала

$$T_6 = \frac{H}{V_M} = \frac{500}{24,6} = 20,4 \text{ ч};$$

– уточнённое время работы одного долота

$$t_6 = \frac{T_6}{N} = \frac{20,4}{4} = 5,1 \text{ ч}$$

– время СПО $T_{\text{СП}} = N \cdot t_{\text{СП}} = 4 \cdot 3 = 12 \text{ ч};$

– рейсовой скорости бурения $V_p = \frac{500}{20,4+12} = 15,43 \text{ м/ч};$

– стоимость всех долот $185000 \cdot 4 = 740000 \text{ руб.};$

– стоимость метра проходки

$$C_M = \frac{740000 + 10000(20,4+12) + 4000 \cdot 20,4}{500} = 2291 \text{ руб/м.}$$

Полученные результаты сведём в табл. 8.2.6.

– для долота **269,9СГВ**

$$V_M = Kn^\alpha G^\beta = 0,00014 \cdot 622^{0,7} \cdot 290^{1,3} = 20,8 \text{ м/ч};$$

$$t_6 = \frac{A}{n^{\delta} G^{\Psi}} = \frac{1041622}{622^{0,8} \cdot 290^{1,2}} = 6,7 \text{ ч.}$$

Полученные данные используем для определения прогнозных значений:

– проходки на долото $h = 20,8 \cdot 6,7 = 139,4 \text{ м};$

– количество долот $N = \frac{500}{139,4} = 3,6$; принимаем целое число $N=4$;

– уточнённая проходка на долото: $h = \frac{H}{N} = \frac{500}{4} = 125 \text{ м}$;

– время мехбурения интервала $T_6 = \frac{H}{V_M} = \frac{500}{20,8} = 24 \text{ ч}$;

– уточнённое время работы одного долота

$$t_6 = \frac{T_6}{N} = \frac{24}{4} = 6 \text{ ч}$$

– время СПО $T_{СП} = N \cdot t_{СП} = 4 \cdot 3 = 12 \text{ ч}$;

– рейсовой скорости бурения $V_p = \frac{500}{24 + 12} = 13,9 \text{ м/ч}$;

– стоимость всех долот $185000 \cdot 4 = 740000 \text{ руб.}$;

– стоимость метра проходки

$$C_M = \frac{740000 + 10000(24 + 12) + 4000 \cdot 24}{500} = 2392 \text{ руб/м.}$$

Полученные результаты также сведем в табл. 8.2.6.

Таблица 8.2.6

Потенциальные показатели бурения

Показатели	Потенциальные показатели бурения по скв. 1	Потенциальные показатели бурения по скв. 2
Способ бурения	турбинный	турбинный
Тип ГЗД	ЗТСШ1-240	ЗТСШ1-240
Тип долота	269,9МСГВ	269,9СГВ
Тип долота по коду IADC	131	221
Расход бурового раствора, м ³ /ч	0,040	0,040
Плотность раствора, кг/м ³	1120	1120
Осевая нагрузка на долото, кН	290	290
Частота вращения, об/мин	500	622
Кол-во долот, шт.	4	4
Общая проходка, м	500	500
Общее время бурения, ч	20,4	24,0
Мехскорость проходки, м/ч	24,6	20,8
Проходка на долото, м	125	125
Время работы долота, ч	5,1	6,0

Показатели	Потенциальные показатели бурения по скв. 1	Потенциальные показатели бурения по скв. 2
Стоимость 1 долота, руб.	185000	185000
Стоимость всех долот, необходимых для интервала бурения, руб.	740000	740000
Время 1 СПО, ч	3,0	3,0
Суммарное время СПО, ч	12,0	12,0
Рейсовая скорость, м/ч	15,43	13,9
Стоимость 1 м, руб/м	2291	2392

Сравнительный прогнозный анализ потенциальных показателей бурения при идентичных условиях применения разных типов долот предоставляет возможность выявить их истинные конкурентные преимущества. Как видно из расчета, увеличение осевой нагрузки в пределах допустимых ограничений позволяет существенно улучшить технико-экономические показатели углубления заданного интервала скважины для обоих типов долот — рейсовая скорость бурения возрастает, а стоимость метра проходки уменьшается. В то же время, **долото 269,9МСГВ** имеет лучшие показатели, чем долото 269,9СГВ, и поэтому именно оно может быть рекомендовано как наиболее эффективное для бурения заданного интервала скважины.

Результаты выполненных расчетов сведем в табл. 8.2.7.

Таблица 8.2.7

Сравнение фактических и потенциальных режимов и показателей бурения конкурирующими типами долот

Показатели	Фактические		Потенциальные	
	Интервал бурения, м	700–1200		700–1200
Тип ГЗД	ЗТСШ1-240		ЗТСШ1-240	
Тип долота	269,9МСГВ	269,9СГВ	269,9МСГВ	269,9СГВ

Показатели	Фактические		Потенциальные	
Осевая нагрузка, кН	120	120	290	290
Частота вращения, об/мин	801	840	500	622
Проходка на долото, м	125	125	125	125
Мехскорость, м/ч	11,1	8,2	24,6	20,8
Рейсовая скорость, м/ч	8,77	6,85	15,43	13,9
Стоимость 1 м, руб/м	2980,00	3428,00	2291,00	2392,00
Эффективный тип долота	269,9МСГВ		269,9МСГВ	

Далее выполним расчеты по проектированию бурильной колонны и гидравлической программы промывки для эффективного типа долота 269,9МСГВ.

10. Проектирование бурильной колонны

В отличие от роторного способа бурения, при работе турбобура бурильная колонна не вращается и поэтому она рассчитывается лишь на статическую прочность с дополнительным учетом в КНБК веса турбобура.

Расчет компоновки УБТ

Выбираем диаметр первой ступени УБТ, расположенных над долотом, по формуле (6.1):

$$D_{УБТ(1)} = (0,65 \dots 0,85) \cdot 0,2699 = 0,175 \dots 0,229 \text{ м.}$$

С учетом данных табл. 6.2 окончательно принимаем $D_{УБТ(1)} = \mathbf{0,219 \text{ м.}}$

По табл. 6.2 согласно диаметру долота выбираем диаметр бурильных труб $d_{\text{н}} = 0,140$ м.

Примем диаметр труб наддолотного комплекта равным диаметру остальных бурильных труб:

$$d_{\text{нк}} = d_{\text{н}} = 0,140 \text{ м.}$$

Определим отношение диаметров бурильных труб и УБТ:

$$\frac{d_{\text{нк}}}{D_{\text{УБТ}(1)}} = \frac{0,140}{0,219} = 0,64 < 0,75.$$

Поэтому предусматриваем установку второй ступени УБТ диаметром $D_{\text{УБТ}(2)} = 0,178$ м.

Поскольку

$$\frac{D_{\text{УБТ}(2)}}{D_{\text{УБТ}(1)}} = \frac{0,178}{0,219} = 0,81 > 0,75$$

и

$$\frac{d_{\text{нк}}}{D_{\text{УБТ}(2)}} = \frac{0,140}{0,178} = 0,79 > 0,75,$$

то наружные диаметры УБТ выбраны правильно.

По табл. 6.3 находим подходящие типы УБТ: УБТ-219 и УБТ-178, изготовленные из стали «Д».

Примем коэффициент в формуле (6.3) $\lambda_1 = 0,7$.

По формуле (6.4) определим длину двухступенчатой УБТ для создания вычисленной ранее (см. табл. 8.2.6) необходимой для долота 269,9МСГВ осевой нагрузки $G_{\text{д}} = 290$ кН:

$$L_{\text{УБТ}} = \frac{1,15(290 \cdot 10^3 - 9,81 \cdot 5975)}{9,81 \left(1 - \frac{1120}{7850}\right) \left[0,7 \cdot 225,1 + \frac{1}{2-1} (1 - 0,7) 145\right]} = 157,5 \text{ м.}$$

По формуле (6.3) вычислим длину первой ступени УБТ:

$$L_{\text{УБТ}(1)} = 0,7 \cdot 157,5 \approx 110 \text{ м,}$$

тогда

$$L_{\text{УБТ}(2)} = 157,5 - 110 = 47,5 \text{ м.}$$

Окончательно принимаем $L_{\text{УБТ}(1)} = 125$ м, т.е. 5 свечей по 25 м.; $L_{\text{УБТ}(2)} = 50$ м, т.е. 2 свечи по 25 м.

Общий вес КНБК в жидкости найдем по формуле (6.7):

$$Q_{\text{КНБК}} = 9,81 (5975 + 225,1 \cdot 125 + 145 \cdot 50) \left(1 - \frac{1120}{7850}\right) = 348 \text{ кН.}$$

Общую длину КНБК рассчитаем по формуле (6.8):

$$L_{\text{УБТ}} + L_{\text{ГЗД}} = 125 + 50 + 23,3 = 198,3 \text{ м.}$$

Расчет колонны бурильных труб на статическую прочность

Длину наддолотного комплекта примем равной 250 м. Его будем комплектовать из труб типа ТБВ-140х11Д (предел текучести $\sigma_T = 373$ МПа из табл. 6.1).

Вес НК в жидкости вычисляем по формуле (6.9):

$$Q_{\text{НК}} = 9,81 \cdot 250 \cdot 39,8 \left(1 - \frac{1120}{7850}\right) = 83,68 \text{ кН.}$$

Величину возможного перепада давления в долоте оценим в 6 МПа (согласно рекомендациям табл. 7.2).

Перепад давления в турбобуре приведен в табл. 8.2.2.
 $P_{\text{ГЗД}} = 8,85$ МПа.

Растягивающее напряжение в верхнем сечении НК определим по формуле (6.10):

$$\sigma_p = \frac{k \cdot (Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{НК}}) + (P_{\text{ГЗД}} + P_d) \cdot F_{\text{К(НК)}}}{F_{\text{тр(НК)}}} =$$
$$= \frac{1,1(348 \cdot 10^3 + 83,68 \cdot 10^3) + (8,85 \cdot 10^6 + 6 \cdot 10^6) \cdot 108,8 \cdot 10^{-4}}{44,5 \cdot 10^{-4}} = 143 \text{ МПа.}$$

Коэффициент запаса прочности рассчитаем по формуле (6.15), считая, что используются трубы 2-го класса ($\nu = 0,8$):

$$K_3 = \frac{0,8 \cdot 373 \cdot 10^6}{143 \cdot 10^6} = 2,08,$$

что выше допустимого значения $K_{\text{дз}} = 1,30$ (см. табл. 6.5).

Далее по табл. 6.4 выбираем трубы для комплектования 1-ой секции колонны: ТБВ-140х8Д.

Допустимую растягивающую нагрузку для них найдем по формуле (6.18):

$$Q_{\text{доп (1)}} = \frac{0,8 \cdot 1260 \cdot 10^3}{1,35} = 747 \text{ кН.}$$

Допустимую длину 1-ой секции бурильных труб вычислим по формуле (6.16):

$$l_1 = \frac{Q_{\text{доп (1)}} - k \cdot (Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{НК}}) - (P_{\text{ГЗД}} + P_{\text{Д}}) \cdot F_{\text{К(1)}}}{k \cdot g \cdot q_1 \cdot (1 - \rho / \rho_{\text{М}})} =$$

$$= \frac{747 \cdot 10^3 - 1,1(348 \cdot 10^3 + 83,68 \cdot 10^3) - (8,85 \cdot 10^3 + 6 \cdot 10^6) \cdot 120,1 \cdot 10^{-4}}{1,1 \cdot 9,81 \cdot 30,9 \cdot (1 - \frac{1120}{7850})} = 327,48 \text{ м},$$

что меньше требуемой величины длины бурильных труб, которую можно определить по формуле:

$$l_1 = L - l_{\text{КНБК}} - l_{\text{НК}} = 1200 - 198,3 - 250 = 751,7 \text{ м}.$$

Определяем вес 1-ой секции труб в жидкости по формуле (6.19):

$$Q_1 = 9,81 \cdot 327,48 \cdot 30,9 \left(1 - \frac{1120}{7850}\right) = 85,1 \text{ кН}.$$

Так как $L_{\text{КНБК}} + l_{\text{НК}} + l_1 < L$ ($198,3 + 250 + 327,48 = 775,78 \text{ м} < 1200 \text{ м}$), то необходимо определить допустимую длину и вес второй, третьей и последующих секций БТ. Поэтому рассчитаем длину следующей 2-ой секции, для этого определим допустимую растягивающую нагрузку по формуле (6.17). С учетом того, что для труб 2-ой и последующих секций подбирают трубы с большой толщиной стенки и (или) изготовленные из более прочной стали, возьмем трубы группы прочности К ($Q_{\text{Р(2)}} = 1650 \text{ кН}$).

$$Q_{\text{доп (2)}} = \frac{v \cdot Q_{\text{Р(2)}}}{K_3} = \frac{0,8 \cdot 1650 \cdot 10^3}{1,35} = 977,78 \text{ кН}.$$

Определим длину 2-ой секции БТ по формуле (6.20):

$$l_2 = \frac{Q_{\text{доп (2)}} - Q_{\text{доп (1)}}}{k \cdot g \cdot q_1 \cdot (1 - \rho / \rho_{\text{М}})} = \frac{(977,78 - 746,67) \cdot 10^3}{1,1 \cdot 9,81 \cdot 30,9 \cdot (1 - \frac{1120}{7850})} = 808,44 \text{ м}.$$

Проведем проверку допустимой длины:

$$775,78 + 808,44 = 1584,22 \text{ м} > 1200 \text{ м}.$$

Уточняем длину l_2 :

$$l_2 = L - L_{\text{КНБК}} + l_{\text{НК}} + l_1 = 1200 - 198,3 - 250 - 327,48 = 424,22 \text{ м}.$$

Тогда вес 2-ой секции будет равен:

$$Q_2 = 9,81 \cdot 424,22 \cdot 30,9 \cdot \left(1 - \frac{1120}{7850}\right) = 110,2 \text{ кН}.$$

Затем определяем общий вес выбранных БТ:

$$Q = Q_1 + Q_2 = 85,1 + 110,2 = 195,3 \text{ кН}.$$

В случае применения клинового захвата верхнюю трубу каждой секции бурильных труб необходимо проверить на прочность по формуле (6.31):

$$n_{\text{зап}} = \frac{c \cdot Q_{\text{кл}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{НК}} + Q},$$

где c — коэффициент охвата трубы клиньями (принимаем $c = 0,7$);

Q — вес труб, расположенных ниже рассматриваемого сечения, Н.

$Q_{\text{кл}}$ — предельная нагрузка на бурильные трубы в клиновом захвате (для труб 1-ой секции $Q_{\text{кл}} = 1050$ кН, для труб 2-ой секции $Q_{\text{кл}} = 1380$ кН).

– для труб 1-ой секции

$$n_{\text{зап}} = \frac{0,7 \cdot 1050 \cdot 10^3}{(347,87 + 83,68 + 85,1) \cdot 10^3} = 1,42;$$

– для труб 2-ой секции

$$n_{\text{зап}} = \frac{0,7 \cdot 1380 \cdot 10^3}{(347,87 + 83,68 + 195,3) \cdot 10^3} = 1,54.$$

Для труб с $\sigma_m < 650$ МПа $n_{\text{зап}} = 1,1$, поэтому условие выполняется в обоих случаях.

По табл. 6.3 найдем крутящий момент для свинчивания УБТ, изготовленных из стали «Д»:

УБТ-219 — 37 кН·м;

УБТ-178 — 26 кН·м.

По табл. 6.9 для соединения труб ТБВ-140 выбираем замки типа ЗШ-178 с минимальным диаметром проходного отверстия 0,101 м. Для свинчивания замков по табл. 6.10 находим необходимый крутящий момент: ТБВ-140х8Д — 22,3 кН·м.

Результаты расчетов сводим в табл. 8.2.8.

Таблица 8.2.8

Результаты расчета бурильной колонны

Показатели	Номер секций				
	УБТ	УБТ	НК	БТ	БТ
Наружный диаметр труб, мм	УБТ-219	УБТ-178	ТБВ-140	ТБВ-140	ТБВ-140
Внутренний диаметр труб, мм	112	90	118	124	124
Группа прочности материала труб	Д	Д	Д	Д	К
Интервал расположения секций, м	1051,7	1001,7	751,7-	424,2	0,0-
	-	-	-	2-	424,2
	-	-	1001,	-	2
	1176,7	1051,7	7	751,7	
Длина секции, м	125	50	250	327,4	424,2
				8	2
Нарастающий вес колонны, кН	287	348	432	517	627

11. Гидравлический расчет циркуляционной системы

Произведем вторую проверку подачи промывочной жидкости.

Определим критическую плотность бурового раствора, при которой может произойти гидроразрыв наиболее слабого из пластов, слагающих разбуриваемый разрез, по формуле (7.1). Для этого необходимо предварительно вычислить параметры φ и $\Sigma(\Delta P_{\text{КП}})$. Значение φ рассчитаем по формуле (7.2) с помощью найденной выше механической скорости проходки наиболее эффективного типа долота 269,9МСГВ $V_M = 24,9 \text{ м/ч} = 6,9 \cdot 10^{-3} \text{ м/с}$.

$$\varphi = \frac{0,04}{0,785 \cdot 6,9 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2699^2 + 0,04} \approx 1,0,$$

т.е. содержание шлама в потоке пренебрежимо мало.

Для определения величины $\Sigma(\Delta P_{\text{кп}})$ найдем линейные и местные потери давления в затрубном пространстве до глубины залегания подошвы слабого пласта. Рассчитаем критическое значение числа Рейнольдса промывочной жидкости $Re_{\text{кр}}$, при котором происходит переход ламинарного режима в турбулентный, по формуле (7.3) для течения в кольцевом канале:

– за турбобуром

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \left[\frac{1120(0,2699-0,24)^2 \cdot 5,0}{0,01^2} \right]^{0,58} = 5982 ;$$

– за УБТ-219

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \left[\frac{1120(0,2699-0,219)^2 \cdot 5,0}{0,01^2} \right]^{0,58} = 9296 ;$$

– за УБТ-178

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \left[\frac{1120(0,2699-0,178)^2 \cdot 5,0}{0,01^2} \right]^{0,58} = 16380 ;$$

– за ТБВ-140

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \left[\frac{1120(0,2699-0,14)^2 \cdot 5,0}{0,01^2} \right]^{0,58} = 23433 .$$

Определим действительные числа Рейнольдса при тении жидкости в кольцевом пространстве по формуле (7.7). Диаметр необсаженного ствола в данном случае примем равным внутреннему диаметру последней обсадной колонны $D_c = 0,2699$ м. Тогда:

– за турбобуром

$$Re_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 1120 \cdot 0,04}{\pi(0,2699+0,240) \cdot 0,01} = 11187 ;$$

– за УБТ-219

$$Re_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 1120 \cdot 0,04}{\pi(0,2699+0,219) \cdot 0,01} = 11667 ;$$

– за УБТ-178

$$Re_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 1120 \cdot 0,04}{\pi(0,2699+0,178) \cdot 0,01} = 12735 ;$$

– за ТБВ-140

$$Re_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 1120 \cdot 0,04}{\pi(0,2699+0,140) \cdot 0,01} = 13916.$$

Таким образом, в кольцевом канале за турбобуром и УБТ-219 режим течения турбулентный ($Re_{\text{кп}} > Re_{\text{кр}}$), а за УБТ-178 и ТБВ-140 — ламинарный ($Re_{\text{кп}} < Re_{\text{кр}}$).

Примем, что до глубины залегания подошвы слабого пласта $L_{\text{п}} = 550$ м скважина обсажена трубами, шероховатость которых $3 \cdot 10^{-4}$ м.

Коэффициенты $\lambda_{\text{кп}}$ рассчитываем по формуле (7.11):

– за турбобуром

$$\lambda_{\text{кп}} = 0,107 \left(\frac{1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}{0,2699-0,24} + \frac{100}{11187} \right)^{0,25} = 0,042;$$

– за УБТ-219

$$\lambda_{\text{кп}} = 0,107 \left(\frac{1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}{0,2699-0,219} + \frac{100}{11187} \right)^{0,25} = 0,0387.$$

Найдем скорости течения жидкости на однородных участках кольцевого канала:

– за турбобуром

$$V_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 0,04}{\pi(0,2699^2 - 0,24^2)} = 3,34 \text{ м/с};$$

– за УБТ-219

$$V_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 0,04}{\pi(0,2699^2 - 0,219^2)} = 2,05 \text{ м/с};$$

– за УБТ-178

$$V_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 0,04}{\pi(0,2699^2 - 0,178^2)} = 1,24 \text{ м/с};$$

– за ТБВ-140

$$V_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 0,04}{\pi(0,2699^2 - 0,140^2)} = 0,956 \text{ м/с}.$$

Вычислим значение чисел Сен-Венана по формуле (7.15):

– за УБТ-178

$$Se_{\text{кп}} = \frac{5,0(0,2699-0,178)}{0,01 \cdot 1,24} = 37,1;$$

– за ТБВ-140

$$Se_{\text{кп}} = \frac{5,0(0,2699-0,178)}{0,01,0,956} = 67,9.$$

Определим величины $\beta_{\text{кп}}$ по формуле (7.16):

– за УБТ-178

$$\beta_{\text{кп}} = 1 - \frac{4}{37,1} (\sqrt{1,2 + 0,5 \cdot 37,1} - 1) = 0,63;$$

– за ТБВ-140

$$\beta_{\text{кп}} = 1 - \frac{4}{37,1} (\sqrt{1,2 + 0,5 \cdot 67,9} - 1) = 0,71.$$

Потери давления вычислим по формулам (7.9) и (7.13):

– за турбобуром

$$\Delta P_{\text{кп}} = 0,042 \frac{1120 \cdot 3,34^2 \cdot 23,55}{2(0,2699-0,24)} = 0,207 \text{ МПа};$$

– за УБТ-219

$$\Delta P_{\text{кп}} = 0,0387 \frac{1120 \cdot 2,05^2 \cdot 75}{2(0,2699-0,219)} = 0,134 \text{ МПа};$$

– за УБТ-178

$$\Delta P_{\text{кп}} = \frac{4,5 \cdot 0,50}{0,63(0,2699-0,178)} = 0,017 \text{ МПа};$$

– за ТБВ-140

$$\Delta P_{\text{кп}} = \frac{4,5 \cdot 0,5(550-125-50-23,3)}{0,71(0,2699-0,14)} = 0,087 \text{ МПа};$$

Местные потери от замков ЗШ-178 в кольцевом пространстве определяем по формуле (7.17). Согласно табл. 6.9 $d_{\text{н}} = 0,178$ м. Примем $l_{\text{т}} = 12$ м.

$$\Delta P_{\text{МК}} = \frac{550-23,3-125-50}{12} \left(\frac{0,2699^2-0,14^2}{0,2699^2-0,178^2} - 1 \right)^2 \cdot 1120 \cdot 0,956^2 = 0,003 \text{ МПа}.$$

Суммируя значения $\Delta P_{\text{кп}}$ и $\Delta P_{\text{МК}}$ найдем величину $\Sigma(\Delta P_{\text{кп}})$, необходимую для вычисления $\rho_{\text{кр}}$ по условию (7.1):

$$\Sigma(\Delta P_{\text{кп}}) = (0,207 + 0,134 + 0,017 + 0,087 + 0,003) \cdot 10^6 = 0,45 \text{ МПа}.$$

Определим $\rho_{\text{кр}}$ по формуле (7.1):

$$\rho_{\text{кр}} = \frac{9,5 \cdot 10^6 - 0,45 \cdot 10^6}{1,0,9,81,550} = 1677 \text{ кг/м}^3.$$

Так как полученное значение $\rho_{кр}$ больше принятого $\rho = 1120 \text{ кг/м}^3$, то условие недопущения гидроразрыва пластов выполняется.

Далее вычислим потери давления внутри бурильной колонны. Для этого определяем критическое число Рейнольдса по формуле (7.5) на участке колонны с наибольшим внутренним диаметром в ТБВ:

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \left(\frac{1120 \cdot 0,124^2 \cdot 5,0}{0,01^2} \right)^{0,58} = 22313.$$

Действительные числа Рейнольдса определим по формуле (7.6):

– в ТБВ

$$Re_T = \frac{4 \cdot 1120 \cdot 0,04}{\pi \cdot 0,124 \cdot 0,01} = 46001;$$

– в УБТ-178

$$Re_T = \frac{4 \cdot 1120 \cdot 0,04}{\pi \cdot 0,09 \cdot 0,01} = 63379;$$

– в УБТ-219

$$Re_T = \frac{4 \cdot 1120 \cdot 0,04}{\pi \cdot 0,12 \cdot 0,01} = 50930.$$

Так как в ТБВ $Re_T > Re_{кр}$, то на других участках с меньшими внутренними диаметрами это неравенство будет и по-прежнему справедливо. Таким образом, режим течения промысловой жидкости по всей длине колонны турбулентный. Поэтому потери давления внутри колонны определяются по формуле Дарси — Вейсбаха (7.8).

Предварительно вычисляем значения коэффициентов гидравлического сопротивления λ_T по формуле (7.10):

– внутри ТБВ

$$\lambda_T = 0,1 \left(\frac{1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}{0,124} + \frac{100}{46001} \right)^{0,25} = 0,0275;$$

– внутри УБТ-178

$$\lambda_T = 0,1 \left(\frac{1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}{0,09} + \frac{100}{63379} \right)^{0,25} = 0,0283;$$

– внутри УБТ-219

$$\lambda_T = 0,1 \left(\frac{1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}{0,112} + \frac{100}{50930} \right)^{0,25} = 0,0277.$$

Далее рассчитаем потери давления внутри ТБВ и УБТ по формуле (7.8):

– внутри ТБВ

$$\Delta P_T = 0,0275 \frac{8 \cdot 1120 \cdot 0,04^2 \cdot 1051,45}{\pi^2 \cdot 0,124^5} = 1,43 \text{ МПа};$$

– внутри УБТ-178

$$\Delta P_T = 0,0283 \frac{8 \cdot 1120 \cdot 0,04^2 \cdot 50}{\pi^2 \cdot 0,09^5} = 0,348 \text{ МПа};$$

– внутри УБТ-219

$$\Delta P_T = 0,0277 \frac{8 \cdot 1120 \cdot 0,04^2 \cdot 75}{\pi^2 \cdot 0,112^5} = 0,171 \text{ МПа}.$$

Тогда общие потери давления на трение по всей длине внутри труб БК составят:

$$\Sigma \Delta P_T = 1,43 + 0,348 + 0,171 + 0,277 = 2,226 \text{ МПа}.$$

Местные потери от замков ЗШ-178 в колонне определяем по формуле (7.18):

$$\Delta P_{MT} = \frac{1051,45}{12} \left[\left(\frac{0,124}{0,101} \right)^2 - 1 \right]^2 \cdot 1120 \left(\frac{4,0,04}{\pi \cdot 0,124^2} \right)^2 = 0,277 \text{ МПа}.$$

Вычислим потери давления в наземной обвязке по формуле (7.19), предварительно определив по табл. 7.1. значения коэффициентов: $\alpha_c = 1,1 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}$; $\alpha_{ш} = 1,2 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}$; $\alpha_B = 0,9 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}$; $\alpha_K = 0,9 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}$.

$$\Delta P_0 = (1,1 + 1,2 + 0,9 + 0,9) \cdot 10^5 \cdot 1120 \cdot 0,04^2 = 0,735 \text{ МПа}.$$

Перепад давления в турбобуре ЗТСШ1-240 указан в табл. 8.2.2: $P_{ГЗД} = 8,85 \text{ МПа}$.

Поскольку потери давления в кольцевом пространстве за ТБВ ранее были определены для участка длиной 351,7 м, пересчитаем это значение на полную длину ТБВ $L = 1001,7 \text{ м}$:

$$\Delta P_{кп} = \frac{0,087 \cdot 10^6 \cdot 1001,7}{351,7} = 0,248 \text{ МПа},$$

$$\Delta P_{\text{МК}} = \frac{0,003 \cdot 10^6 \cdot 1001,7}{351,7} = 0,008 \text{ МПа}.$$

Тогда общие потери давления на трение по всей длине КП составят:

$$\Sigma \Delta P_{\text{КП}} = 0,207 + 0,134 + 0,017 + 0,248 = 0,606 \text{ МПа}.$$

Далее вычисляем сумму потерь давления во всей циркуляционной системе, за исключением перепада давления в долоте, по формуле (7.3):

$$\begin{aligned} (\Delta P - P_{\text{д}}) &= \Sigma(\Delta P_{\text{Т}}) + \Sigma(\Delta P_{\text{КП}}) + \Delta P_{\text{МТ}} + \Delta P_{\text{МК}} + \Delta P_{\text{О}} + P_{\text{ГЗД}} = \\ &= (2,226 + 0,606 + 0,008 + 0,735 + 8,85) \cdot 10^6 = 12,4 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

Рассчитаем резерв давления $\Delta P_{\text{р}}$ для определения допустимого перепада давления в долоте по формуле (7.20) при $b = 0,8$:

$$\Delta P_{\text{р}} = b P_{\text{н}} - (\Delta P - P_{\text{д}}) = 0,8 \cdot 22,5 \cdot 10^6 - 12,4 \cdot 10^6 = 5,6 \text{ МПа}.$$

Такой запас давления вполне подходит для реализации в насадках долота 269,9МСГВ перепада давления 5 МПа. По формулам (7.21) и (7.22) определим общую площадь промывочных отверстий насадок долота:

$$\Phi = \frac{Q}{\mu} \sqrt{\frac{\rho}{2\Delta P_{\text{д}}}} = \frac{0,04}{0,95} \sqrt{\frac{1120}{2 \cdot 5 \cdot 10^6}} = 0,45 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Выберем количество промывочных насадок для долота 269,9МСГВ в формуле (7.23) $n = 3$. Тогда диаметр одной насадки составит:

$$d = \sqrt{\frac{4\Phi}{\pi n}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,45 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot 3}} = 0,014 \text{ м} = 14 \text{ мм}.$$

Таким образом, для создания перепада давления в долоте 269,9МСГВ, равного 5 МПа, необходимо установить три гидромониторных насадки диаметром 14 мм каждая.

В заключение определим фактическое максимальное давление нагнетания на выходе бурового насоса УНБ-600А:

$$P_{\text{max}} = \Delta P + P_{\text{д}} = (12,4 + 5,0) \cdot 10^6 = 17,4 \text{ МПа},$$

что существенно меньше, чем предельно допустимое значение (22,5 МПа) для цилиндрических втулок выбранного диаметра (140 мм).

8.3. Пример расчета при бурении с помощью винтового забойного двигателя

Проектное задание: выполнить работу по совершенствованию технологического процесса углубления скважины с помощью винтового забойного двигателя (ВЗД).

Цель работы: выбрать наиболее эффективные технологические решения, позволяющие улучшить технико-экономические показатели бурения заданного интервала скважины.

Задачи работы:

- изучить исходную информацию, содержащую сведения о геолого-технических условиях бурения, типоразмерах применяемых долот и ГЗД, режимах и показателях бурения заданного интервала скважины;
- выполнить проверочный расчет плотности и расхода бурового раствора, выбрать необходимое количество буровых насосов и диаметры цилиндрических втулок;
- по фактическим исходным данным определить средние показатели бурения заданного интервала скважины, включая стоимость метра проходки;
- выполнить прогнозный расчет потенциальных показателей бурения заданного интервала скважины с учетом ограничений по осевой нагрузке и частоте вращения долот;
- выбрать эффективный тип долота для бурения заданного интервала скважины, обеспечивающий повышение технико-экономических показателей бурения;
- определить состав бурильной колонны, выбрать конструкцию КНБК, сделать прочностной расчет бурильных труб;

– рассчитать гидравлическую программу промывки скважины, определить потери давления в элементах циркуляционной системы.

Исходные данные: представлены в табл. 8.3.1.

Таблица 8.3.1

Исходные данные

№№	Показатели	Обозначения	Ед. измер.	Значение
1	Глубина бурения	L	м	2000
2	Глубина залегания подошвы слабого пласта	L_n	м	1200
3	Давление гидроразрыва в слабом пласте	P_e	МПа	18,1
4	Глубина залегания кровли флюидосодержащего пласта	L_k	м	1980
5	Пластовый флюид	-	-	газ
6	Пластовое давление во флюидосодержащем пласте	$P_{пл}$	МПа	22,8
7	Свойства бурового раствора:			
8	- плотность	ρ	кг/м ³	1233
9	- пластическая вязкость	η	Па·с	0,020
10	- дин. напряжение сдвига	τ_0	Па	10
11	Тип буровых насосов	-	-	НБТ-600
12	Условие всасывания буровых насосов	-	-	без подпора
13	Размеры наземной обвязки:			
14	- условный размер стояка	-	мм	168
15	- диаметр проходного канала бурового рукава	-	мм	76

Продолжение табл. 8.3.1

№№	Показатели	Обозначения	Ед. измер.	Значение
16	- диаметр проходного канала вертлюга	-	мм	90
17	- диаметр проходного канала ведущей трубы	-	мм	100
18	Минимальная скорость жидкости в затрубном пространстве, обеспечивающая вынос шлама	V_k	м/с	0,46
19	Минимальный наружный диаметр труб в КНБК	d_n	м	0,127
20	Интервал отработки долот	ΔL	м	1200–2000
21	Среднее время 1-ой СПО	$t_{сп}$	ч	8
22	Стоимость часа работы БУ	R	руб/ч	15000
23	Данные по скв. 1			
24	Вид привода	-	-	ВЗД
25	Тип ГЗД	-	-	Д-178
26	Стоимость часа работы ГЗД	$R_{ГЗД}$	руб/ч	3000
27	Расход бурового раствора	Q_0	м ³ /с	0,032
28	Осевая нагрузка	G_{∂}	кН	150
29	Частота вращения ротора	n	об/мин	-
30	Типоразмер долот	-	-	215,9 СГНУ
31	Стоимость долота	C_{∂}	руб	200000
32	Проходка за рейс	$h_{\partial 1}$	м	180
		$h_{\partial 2}$	м	210
		$h_{\partial 3}$	м	165
		$h_{\partial 4}$	м	150
		$h_{\partial 5}$	м	95

Окончание табл. 8.3.1

№№	Показатели	Обозначения	Ед. измер.	Значение
33	Время мехбурения	t_1	ч	30
		t_2	ч	33
		t_3	ч	29
		t_4	ч	27
		t_5	ч	25
34	Данные по скв. 2			
35	Вид привода	-	-	ВЗД
36	Тип ГЗД	-	-	Д-178
37	Стоимость часа работы ГЗД	$R_{ГЗД}$	руб/ч	3000
38	Расход бурового раствора	Q_0	м ³ /с	0,032
39	Осевая нагрузка	G_{∂}	кН	90
40	Частота вращения ротора	n	об/мин	-
41	Типоразмер долот	-	-	215,9 PDC
42	Стоимость долота	C_{∂}	руб	900000
43	Проходка за рейс	$h_{\partial 1}$	м	800
44	Время мехбурения	t_1	ч	145

1. Изучение исходной информации

В исходных данных (табл. 8.3.1) представлены фактические показатели бурения двух вертикальных скважин на одном месторождении (площади) с идентичными горно-геологическими условиями залегания пород в интервале от 1200 до 2000 м. Способ бурения одинаков для двух скважин — гидравлические забойные двигатели (ГЗД). В качестве привода долота используются винтовые забойные двигатели (ВЗД) типа Д-178. При этом, в скв. 1 обрабатывались трехшарошечные долота типа 215,9СГНУ с герметизирован-

ными маслonaполненными опорами, а в скв. 2 применялось долото 215,9 PDC с алмазно-твердосплавными резцами того же диаметра. В табл. 8.3.1 приводятся также сведения о стоимости долот, среднем времени одной СПО для заданной глубины бурения, стоимости часа работы БУ и стоимости часа работы ВЗД.

2. Проверочный расчет плотности и расхода бурового раствора

Установим соответствие плотности бурового раствора, применяемого в скв. 1 и скв. 2, требованиям правил безопасности бурения по формуле (4.5):

$$\rho = \frac{K_p P_{пл}}{g L_k} = \frac{1,05 \cdot 22,8 \cdot 1000000}{9,81 \cdot 1980} = 1232,5 \approx 1233 \text{ кг/м}^3.$$

Найденная плотность получилась практически равной фактической плотности, применяемой в скв. 1 и 2 (см. табл. 8.3.1). Поэтому исходное значение плотности бурового раствора 1233 кг/м³ не подлежит корректировке и будет использоваться в дальнейших расчетах.

Определим расход жидкости Q_1 , необходимый для качественной очистки забоя и долота от шлама, по формуле (4.2):

$$Q_1 = a \frac{\pi}{4} D_c^2,$$

где Q_1 — расход бурового раствора, обеспечивающий очистку забоя и долота, м³/с;

a — коэффициент расхода, м/с.

Для способа бурения с помощью ГЗД $a = (0,50 \dots 0,70)$ м/с. Поскольку плотность бурового раствора невысокая, примем $a = 0,7$ м/с.

$$Q_1 = 0,7 \cdot 0,785 \cdot 0,2159^2 = 0,026 \text{ м}^3/\text{с}.$$

С учетом указанной в задании минимальной скорости течения жидкости в затрубном пространстве, обеспечивающей вынос шлама $V_k = 0,46$ м/с, находим необходимый расход бурового раствора Q_2 по формуле (4.3):

$$Q_2 = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_n^2) V_k ,$$

где Q_2 — расход бурового раствора, обеспечивающий вынос шлама из скважины, м³/с;

D_c — диаметр скважины, м; диаметр скважины для упрощения расчетов принимается равным диаметру долота на всем протяжении ствола;

d_n — минимальный наружный диаметр бурильных труб, м;

V_k — средняя скорость течения жидкости, обеспечивающая вынос шлама из скважины.

$$Q_2 = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,127^2) \cdot 0,46 = 0,011 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Так как $Q_1 > Q_2$, то согласно условию (4.1) для дальнейшего анализа следует принять значение $Q_0 = Q_1 = 0,026$ м³/с. Однако эту величину необходимо проверить на возможность обеспечения устойчивой работы гидравлического забойного двигателя. В нашем случае таким ГЗД является винтовой забойный двигатель Д-178. В табл. 5.2 для этого ВЗД указано рекомендуемое компанией-производителем значение расхода жидкости (тех. воды) — 0,035 м³/с. Согласно рекомендациям раздела 5 это значение можно изменять в пределах ± 15 %, т.е. диапазон рекомендуемых значений расхода жидкости для Д-178 составит от 0,030 до 0,040 м³/с. С учетом того, что расход Q_1 получился меньше указанного диапазона, принимаем, что $Q_0 = 0,030$ м³/с.

3. Выбор числа работающих насосов и диаметра цилиндрических втулок

Так как всасывание промывочной жидкости буровыми насосами осуществляется без подпора, примем коэффициент наполнения насосов $m_n = 0,8$. Для создания равной или несколько большей по сравнению с найденной подачей $Q_0 = 0,030 \text{ м}^3/\text{с}$, с учётом данных табл. 4.1, будем использовать два насоса НБТ-600 с втулками диаметром 120 мм и подачей $Q_n = 0,0195 \text{ м}^3/\text{с}$.

Тогда:

$$Q = m_n N_n Q_n = 0,8 \cdot 2 \cdot 0,0195 = 0,031 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Полученный расход $0,031 \text{ м}^3/\text{с}$ обеспечит качественную промывку скважины, очистку забоя и долота от шлама и устойчивую работу ВЗД. Таким образом, в дальнейших расчетах принимаем расход бурового раствора $Q = 0,031 \text{ м}^3/\text{с}$. Предельное давление на выходе насоса НБТ-600 при использовании втулок диаметром 120 мм составляет 25 МПа.

4. Определение энергетических параметров ВЗД

Для проведения дальнейших расчетов необходимо, используя справочные значения параметров из табл. 5.2, пересчитать энергетическую характеристику винтового двигателя Д-178 по формулам (5.6)–(5.8) на фактически применяемые значения расхода и плотности бурового раствора:

- тормозной момент

$$M = M_{\text{спр}} \frac{\rho Q}{\rho_{\text{спр}} Q_{\text{спр}}} = 19000 \cdot \frac{1233 \cdot 0,031}{1000 \cdot 0,035} = 20750 \text{ Н}\cdot\text{м};$$

- холостая частота вращения

$$n = n_{\text{спр}} \frac{Q}{Q_{\text{спр}}} = 145 \cdot \frac{0,031}{0,035} = 129 \text{ об/мин};$$

- перепад давления на режиме максимума мощности:

$$P = P_{\text{спр}} \frac{\rho Q}{\rho_{\text{спр}} Q_{\text{спр}}} = 10 \cdot \frac{1233 \cdot 0,031}{1000 \cdot 0,035} = 10,9 \text{ МПа};$$

- частота вращения на режиме максимума мощности

$$n = n_{\text{спр}} \frac{Q}{Q_{\text{спр}}} = 100 \cdot \frac{0,031}{0,035} = 88 \text{ об/мин.}$$

Результаты расчетов сведем в табл. 8.3.2.

Таблица 8.3.2

**Энергетические параметры винтового
забойного двигателя ДР-178**

Параметры	
Расход жидкости, м ³ /с	0,031
Плотность жидкости, кг/м ³	1233
Тормозной момент, Н·м	20750
Холостая частота вращения, об/мин	129
Частота вращения при максимуме мощности, об/мин	88
Перепад давления, МПа	10,9

**5. Определение параметров режима бурения
по фактическим данным**

Для определения фактических параметров отработки долот при бурении заданных интервалов необходимо определить режимные параметры ВЗД при его совместной работе с конкретным долотом. Используя формулы (3.7), (5.11) и (5.9) рассчитаем удельный момент на долоте, рабочий крутящий момент и частоту вращения винтового двигателя при работе в скв. 1 и скв. 2. При определении m частоту вращения в формуле (3.7) примем равной частоте вращения на режиме максимальной мощности — 88 об/мин. При расчете n показатель степени в формуле (5.9) примем $\alpha = 3$ как для нового ВЗД.

Удельный момент на долоте:

– долото 215,9СГНУ

$$m = 0,75 \left(\frac{28}{88} + 0,14 \right) 0,2159^2 = 0,016 \text{ м};$$

– долото 215,9РДС

$$m = 3,2 \left(\frac{28}{88} + 0,14 \right) 0,2159^2 = 0,068 \text{ м}.$$

Крутящий момент:

– долото 215,9СГНУ $M = 0,016 \cdot 150000 = 2400 \text{ Н}\cdot\text{м};$

– долото 215,9РДС $M = 0,068 \cdot 90000 = 6120 \text{ Н}\cdot\text{м}.$

Частота вращения:

– долото 215,9СГНУ

$$n = 129 \left[1 - \left(\frac{2400}{20750} \right)^3 \right] \approx 129 \text{ об/мин};$$

– долото 215,9РДС

$$n = 129 \left[1 - \left(\frac{6120}{20750} \right)^3 \right] \approx 125 \text{ об/мин}.$$

6. Определение средних показателей бурения по фактическим данным

Используя формулы (3.1)–(3.3), определим для каждого интервала среднюю проходку за рейс, среднее время работы долота, среднюю механическую скорость проходки. Затем по формулам (3.4) и (3.5) определим рейсовую скорость бурения и стоимость 1 метра проходки в интервале. Кроме того, с помощью данных табл. 3.2 и 3.3 идентифицируем заданные типы долот по коду IADC.

Скв. 1 — тип долота 215,9 СГНУ

Количество долот $N = 5.$

Общая (суммарная) проходка

$$H = 180 + 210 + 165 + 150 + 95 = 800 \text{ м}.$$

Средняя проходка на долото $h = \frac{H}{N} = \frac{800}{5} = 160 \text{ м}.$

Общее (суммарное) время мехбурения

$$T_6 = 30 + 33 + 29 + 27 + 25 = 144 \text{ ч.}$$

Среднее время работы долота $t_6 = \frac{T_6}{N} = \frac{144}{5} = 28,8 \text{ ч.}$

Средняя мехскорость проходки

$$V_M = \frac{H}{T_6} = \frac{800}{144} = 5,55 \text{ м/ч.}$$

Рейсовая скорость бурения

$$V_P = \frac{H}{T_6 + T_{\text{сп}}} = \frac{800}{144 + 5 \cdot 8} = 4,35 \text{ м/ч.}$$

Стоимость всех долот $200000 \cdot 5 = 1000000 \text{ руб.}$

Стоимость метра проходки

$$C_M = \frac{1000000 + 15000(144 + 40) + 3000 \cdot 144}{800} = 5240 \text{ руб/м.}$$

Полученные результаты сведем в табл. 8.3.3.

Скв. 2 — тип долота PDC

Количество долот $N = 1$.

Общая (суммарная) проходка $H = 800 \text{ м.}$

Средняя проходка на долото $h = \frac{H}{N} = 800 \text{ м.}$

Общее (суммарное) время мехбурения $T_6 = 145 \text{ ч.}$

Среднее время работы долота $t_6 = \frac{T_6}{N} = 145 \text{ ч.}$

Согласно данным, приведенным в разделе 3, моторесурс долот PDC при бурении составляет около 300 ч. В данном случае очевидно, что долото PDC не доработано до полного износа и может быть повторно использовано при бурении других интервалов. Поэтому при определении стоимости долота PDC, отнесенной на заданный интервал бурения, необходимо учитывать отношение фактического времени работы к его потенциальному ресурсу.

Средняя мехскорость проходки

$$V_M = \frac{H}{T_6} = \frac{800}{145} = 5,52 \text{ м/ч.}$$

Рейсовая скорость бурения

$$V_P = \frac{H}{T_6 + T_{\text{сп}}} = \frac{800}{145 + 8} = 5,23 \text{ м/ч.}$$

Стоимость долота 900000 руб.

Стоимость долота, отработанного в заданном интервале
 $900000 \cdot \frac{145}{300} = 434999,99$ руб., округляем до 435000 руб.

Стоимость метра проходки

$$C_m = \frac{435000 + 15000(145+8) + 3000 \times 145}{800} = 3956,25 \text{ руб./м.}$$

Полученные результаты также сведем в табл. 8.3.3.

Таблица 8.3.3

Средние показатели бурения

Показатели	Средние показатели бурения по скв. 1	Средние показатели бурения по скв. 2
Способ бурения	ГЗД	ГЗД
Тип ГЗД	Д-178	Д-178
Тип долота	215,9СГНУ	215,9 PDC
Тип долота по коду IADC	235	-
Расход бурового раствора, м ³ /ч	0,031	0,031
Плотность раствора, кг/м ³	1233	1233
Осевая нагрузка на долото, кН	150	90
Частота вращения, об/мин	129	125
Кол-во долот, шт.	5	1
Общая проходка, м	800	800
Общее время бурения, ч	144	145
Мехскорость проходки, м/ч	5,55	5,52
Проходка на долото, м	160	800
Время работы долота, ч	28,8	145
Стоимость 1 долота, руб.	200000	900000
Стоимость всех долот, отработанных в интервале бурения, руб.	1000000	435000
Время 1 СПО, ч	8	8
Суммарное время СПО, ч	40	8
Рейсовая скорость, м/ч	4,35	5,23
Стоимость 1 м, руб/м	5240,00	3956,25

В результате выполненных расчетов установлено, что применение долота PDC при проходке заданного интервала скважины увеличивает средние технико-экономические показатели бурения: рейсовая скорость увеличилась в 1,2 раза, а стоимость метра проходки снизилась в 1,3 раза.

7. Определение адаптационных коэффициентов по фактическим данным

Используя полученные значения фактических показателей бурения — механической скорости проходки и времени работы долота, а также параметров режима бурения — осевой нагрузки и частоты вращения долота, определим числовые значения адаптационных коэффициентов в формулах (4.8) и (4.9) для обоих типов долот. Значения степенных показателей в указанных формулах принимаем в соответствии с рекомендациями табл. 4.3:

– для долота 215,9СГНУ

$$K = \frac{V_M}{n^\alpha G^\beta} = \frac{5,55}{129^{0,7} \cdot 150^{1,3}} = \frac{5,55}{30 \cdot 674} = 0,000275 ;$$

$$A = t_\epsilon n^\delta G^\psi = 28,8 \cdot 129 \cdot 150^{1,2} = 28,8 \cdot 129 \cdot 409 = 1520000;$$

– для долота PDC

$$K = \frac{V_M}{n^\alpha G^\beta} = \frac{5,52}{125^{0,9} \cdot 90^{1,1}} = \frac{5,52}{76 \cdot 141} = 0,000507 ;$$

$$A = t_\epsilon n^\delta G^\psi = 145 \cdot 125^{0,4} \cdot 90^{0,9} = 57400 .$$

Далее, с целью совершенствования технологии углубления скважины, определим потенциальные наиболее эффективные технико-экономические показатели бурения, которые могут быть получены при использовании тех же типов долот, но при условии реализации максимально допустимых в рассматриваемых условиях параметров режима бурения — осевой нагрузки G и частоты вращения n .

8. Определение допустимых значений осевой нагрузки и частоты вращения долот

Для определения допустимых (граничных) значений G и n воспользуемся рекомендациями табл. 3.6 для обоих типов долот, а также учтем допустимую осевую нагрузку на ГЗД — см. табл. 5.3, и максимальную осевую нагрузку, «принимаемую» винтовым забойным двигателем ДР-178, исходя из его энергетической характеристики.

По табл. 3.7 максимально допустимая осевая нагрузка на долото составляет:

- для долота 215,9СГНУ $G = 220$ кН;
- для долота 215,9 PDC $G = 120$ кН.

Мы используем конкретный тип ВЗД, у которого частота вращения незначительно зависит от осевой нагрузки на долото и определяется в результате расчета. При этом следует учитывать, что диапазон рекомендуемых частот вращения для шарошечного долота с герметизированными опорами — от 100 до 250 об/мин, а долота PDC — от 125 до 350 об/мин, с возможностью расширения границ этого диапазона на 20 %.

Для винтового забойного двигателя Д-178 максимально допустимая осевая нагрузка на ГЗД составляет 200 кН — см. табл. 5.3.

Согласно рекомендациям раздела 5, крутящий момент на долоте не должен превышать половины величины тормозного момента ГЗД, т.е. $20750/2 = 10375$ Н·м. Эта величина крутящего момента соответствует осевой нагрузке:

- для долота 215,9СГНУ $G = \frac{M}{m} = \frac{10375}{0,016} = 648$ кН;
- для долота 215,9PDC $G = \frac{M}{m} = \frac{10375}{0,068} = 152$ кН.

Полученные результаты сведем в табл. 8.3.4.

Таблица 8.3.4

Определение допустимой осевой нагрузки, кН

Тип долота	Нагрузка, ограниченная прочностью долота	Нагрузка, ограниченная прочностью ВЗД	Нагрузка, ограниченная приемистостью ВЗД	Наименьшая нагрузка
215,9СЗГНУ	220	200	648	200
PDC	120	200	152	120

Определяя ограничения, мы должны выбрать минимальные значения из полученных результатов. Поэтому принимаем, что максимально допустимая осевая нагрузка на долото в наших условиях может составить:

- для долота 215,9СЗГНУ $G = 200$ кН;
- для долота PDC $G = 120$ кН.

Далее по формуле (5.9) определим приблизительные рабочие частоты вращения ВЗД при новых значениях G :

Крутящий момент:

- долото 215,9СЗГНУ $M = 0,016 \cdot 200000 = 3200$ Н·м;
- долото 215,9PDC $M = 0,068 \cdot 120000 = 8160$ Н·м.

Частота вращения:

- долото 215,9СЗГНУ

$$n = 129 \left[1 - \left(\frac{3200}{20750} \right)^3 \right] \approx 129 \text{ об/мин};$$
- долото 215,9PDC

$$n = 129 \left[1 - \left(\frac{8160}{20750} \right)^3 \right] \approx 121 \text{ об/мин}.$$

Как видим, значение n для шарошечного долота практически не изменилось, а для долота PDC незначительно уменьшилось.

9. Определение потенциальных показателей бурения

По формулам (4.6) и (4.7) определим прогнозные потенциальные значения механической скорости проходки и времени работы долот при максимально допустимых величинах G и соответствующих им значениях n .

– для долота **215,9СГНУ**

$$V_M = Kn^\alpha G^\beta = 0,000275 \cdot 129^{0,7} \cdot 200^{1,3} = 8 \text{ м/ч};$$

$$t_6 = \frac{A}{n^\delta G^\psi} = \frac{1520000}{129 \cdot 200^{1,2}} = 20,4 \text{ ч.}$$

Полученные данные используем для определения прогнозных значений:

– проходки на долото $h = 8 \cdot 20,4 = 163,2 \text{ м};$

– количество долот $N = \frac{800}{163,2} = 4,9;$ принимаем целое число $N=5;$

– уточнённой проходки на долото: $h = \frac{H}{N} = \frac{800}{5} = 160 \text{ м};$

– времени мехбурения интервала

$$T_6 = \frac{H}{V_M} = \frac{800}{8} = 100 \text{ ч};$$

– уточнённого времени работы одного долота

$$t_6 = \frac{T_6}{N} = \frac{100}{5} = 20 \text{ ч}$$

– времени СПО $8 \cdot 5 = 40 \text{ ч};$

– рейсовой скорости бурения $V_p = \frac{800}{100+40} = 5,7 \text{ м/ч};$

– стоимость всех долот $200000 \cdot 5 = 1000000 \text{ руб.};$

– стоимость метра проходки

$$C_M = \frac{1000000+15000(100+40)+3000 \cdot 100}{800} = 4250 \text{ руб/м.}$$

Полученные результаты сведем в табл. 8.3.5.

– для долота **PDC**

$$V_M = Kn^\alpha G^\beta = 0,000507 \cdot 121^{0,9} \cdot 120^{1,1} = 7,3 \text{ м/ч}$$

$$t_6 = \frac{A}{n^\delta G^\psi} = \frac{57400}{121^{0,4} \cdot 120^{0,9}} = 113,3 \text{ ч.}$$

Полученные данные используем для определения прогнозных значений:

- проходки на долото $h = 7,3 \cdot 113,3 = 827$ м;
- количество долот $N = \frac{800}{827} = 0,97$; принимаем целое число $N=1$;

- уточнённой проходки на долото: $h = \frac{H}{N} = \frac{800}{1} = 800$ м;
- уточнённого времени мехбурения интервала

$$T_6 = \frac{H}{V_M} = \frac{800}{7,3} = 110 \text{ ч};$$

- время СПО 8 ч;
- рейсовой скорости бурения $V_p = \frac{800}{110 + 8} = 6,78$ м/ч;
- стоимость долота 900000 руб.;
- стоимость долота, отнесенная к проходке за рейс $900000 \cdot \frac{110}{300} = 330000$ руб. (прибл.);
- стоимость метра проходки

$$C_m = \frac{330000 + 15000(110 + 8) + 3000 \cdot 110}{800} = 3037,50 \text{ руб/м.}$$

Полученные результаты также сведем в табл. 8.3.5.

Таблица 8.3.5

Потенциальные показатели бурения

Показатели	Потенциальные показатели бурения по скв. 1	Потенциальные показатели бурения по скв. 2
Способ бурения	ГЗД	ГЗД
Тип ГЗД	Д-178	Д-178
Тип долота	215,9СГНУ	215,9 PDC
Тип долота по коду IADC	235	-
Расход бурового раствора, м ³ /ч	0,031	0,031
Плотность раствора, кг/м ³	1233	1233
Осевая нагрузка на долото, кН	200	120

Показатели	Потенциальные показатели бурения по скв. 1	Потенциальные показатели бурения по скв. 2
Осевая нагрузка на долото, кН	200	120
Частота вращения, об/мин	129	121
Кол-во долот, шт.	5	1
Общая проходка, м	800	800
Общее время бурения, ч	100	110
Мехскорость проходки, м/ч	8,0	7,3
Проходка на долото, м	160	800
Время работы долота, ч	20,0	110,0
Стоимость 1 долота, руб.	200000	900000
Стоимость всех долот, необходимых для интервала бурения, руб.	1000000	330000
Время 1 СПО, ч	8	8
Суммарное время СПО, ч	40	8
Рейсовая скорость, м/ч	5,7	6,78
Стоимость 1 м, руб/м	4250,00	3037,50

Сравнительный прогнозный анализ потенциальных показателей бурения при идентичных условиях применения разных типов долот предоставляет возможность выявить их истинные конкурентные преимущества. Как видно из расчета, увеличение осевой нагрузки в пределах допустимых ограничений позволяет существенно улучшить технико-экономические показатели углубления заданного интервала скважины для обоих типов долот — рейсовая скорость бурения возрастает, а стоимость метра проходки уменьшается. В то же время долото 215,9 PDC имеет лучшие показатели,

чем долото 215,9СЗГНУ, и поэтому именно оно может быть рекомендовано, как наиболее эффективное для бурения заданного интервала скважины.

Результаты выполненных расчетов сведем в табл. 8.3.6.

Таблица 8.3.6

Сравнение фактических и потенциальных режимов и показателей бурения конкурирующими типами долот

Показатели	Фактические		Потенциальные	
Интервал бурения, м	1200–2000		1200–2000	
Тип ГЗД	Д-178		Д-178	
Тип долота	215,9СГНУ	215,9PDC	215,9СГНУ	215,9PDC
Осевая нагрузка, кН	150	90	200	120
Частота вращения, об/мин	129	125	129	121
Проходка на долото, м	160	800	160	800
Мехскорость, м/ч	5,55	5,52	8,0	7,3
Рейсовая скорость, м/ч	4,35	5,23	5,7	6,78
Стоимость 1 м, руб/м	5240,00	3956,25	4250,00	3037,50
Эффективный тип долота	215,9PDC		215,9PDC	

Далее выполним расчеты по проектированию бурильной колонны и гидравлической программы промывки для эффективного типа долота 215,9PDC.

10. Проектирование бурильной колонны

В отличие от роторного способа бурения, при работе ВЗД бурильная колонна не вращается, и поэтому она рассчитывается лишь на статическую прочность с дополнительным учетом в КНБК веса забойного двигателя.

Расчет компоновки КНБК

Выбираем диаметр первой ступени УБТ, расположенных над долотом, по формуле (6.1):

$$D_{\text{УБТ}(1)} = (0,65 \dots 0,85) \cdot 0,2159 = 0,14 \dots 0,18 \text{ м.}$$

С учетом данных табл. 6.2 окончательно принимаем $D_{\text{УБТ}(1)} = 0,178 \text{ м.}$

По табл. 6.2 согласно диаметру долота выбираем диаметр бурильных труб: $d_{\text{н}} = 0,127 \text{ м.}$

Примем диаметр труб наддолотного комплекта равным диаметру остальных бурильных труб $d_{\text{нк}} = d_{\text{н}} = 0,127 \text{ м.}$

Определим отношение диаметров бурильных труб и УБТ:

$$\frac{d_{\text{нк}}}{D_{\text{УБТ}(1)}} = \frac{0,127}{0,178} = 0,71 < 0,75.$$

Поэтому предусматриваем установку второй ступени УБТ диаметром $D_{\text{УБТ}(2)} = 0,146 \text{ м.}$

$$\text{Поскольку } \frac{D_{\text{УБТ}(2)}}{D_{\text{УБТ}(1)}} = \frac{0,146}{0,178} = 0,82 > 0,75,$$

то наружные диаметры УБТ выбраны правильно.

По табл. 6.3 находим тип УБТ: УБТ-178 и УБТ-146, изготовленные из стали «Д».

Примем коэффициент в формуле (6.3) $\lambda_1 = 0,7.$

По формуле (6.4) определим длину двухступенчатой УБТ для создания вычисленной ранее (см. табл. 8.3.6) необходимой для долота 215,9РДС осевой нагрузки $G_{\text{д}} = 120 \text{ кН:}$

$$L_{\text{УБТ}} = \frac{1,15(120 \cdot 10^3 - 9,81 \cdot 1018)}{9,81 \left(1 - \frac{1233}{7850}\right) \left[0,7 \cdot 145 + \frac{1}{2-1}(1-0,7)97,6\right] 1,0} = \frac{126515,4}{8,269 \cdot 130,78} = 117 \text{ м.}$$

По формуле (6.3) вычислим длину первой ступени УБТ:

$$L_{\text{УБТ}(1)} = 0,7 \cdot 117 = 82 \text{ м,}$$

тогда

$$L_{\text{УБТ}(2)} = 117 - 82 = 35 \text{ м.}$$

Окончательно принимаем $L_{\text{УБТ}(1)} = 100 \text{ м}$, т.е. 4 свечи по 25 м; $L_{\text{УБТ}(2)} = 50 \text{ м}$, т.е. 2 свечи по 25 м.

Общий вес КНБК в жидкости найдем по формуле (6.7):

$$Q_{\text{КНБК}} = 9,81(1018 + 145 \cdot 100 + 97,6 \cdot 50) \left(1 - \frac{1233}{7850}\right) = 169 \text{ кН.}$$

Общую длину КНБК рассчитаем по формуле (6.8):

$$L_{\text{КНБК}} = 7,4 + 100 + 50 = 157,4 \text{ м.}$$

Расчет колонны бурильных труб на статическую прочность

Длину наддолотного комплекта примем равной 250 м. Его будем комплектовать из труб типа ТБВ-127х8 Д (предел текучести $\sigma_T = 373 \text{ МПа}$ из табл. 6.1).

Вес НК в жидкости вычисляем по формуле (6.9):

$$Q_{\text{НК}} = 9,81 \cdot 250 \cdot 26,6 \left(1 - \frac{1233}{7850}\right) = 55 \text{ кН.}$$

Величину возможного перепада давления в долоте оценим в 4 МПа (согласно рекомендациям табл. 7.2).

Перепад давления в ВЗД приведен в табл. 8.3.2. $P_{\text{ГЗД}} = 10,9 \text{ МПа}$.

Растягивающие напряжения в верхнем сечении НК определим по формуле (6.10):

$$\begin{aligned} \sigma_p &= \frac{K(Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{НК}}) + (P_{\text{ГЗД}} + P_{\text{Д}})F_{\text{К(НК)}}}{F_{\text{ТР(НК)}}} = \\ &= \frac{1,1(169000 + 55000) + (10,9 \cdot 10^6 + 4,0 \cdot 10^6) \cdot 96,7 \cdot 10^{-4}}{29,9 \cdot 10^{-4}} = 130,9 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Коэффициент запаса прочности рассчитаем по формуле (6.15), считая, что используются трубы 2-го класса ($\nu = 0,8$):

$$K_3 = \frac{0,8 \cdot 373 \cdot 10^6}{130,9 \cdot 10^6} = 2,28,$$

что выше допустимого значения $K_{\text{ДЗ}} = 1,35$ (см. табл. 6.5).

Далее по табл. 6.4 выбираем трубы для комплектования 1-ой секции колонны: ТБВ-127х7Д.

Допустимую растягивающую нагрузку для них найдем по формуле (6.18):

$$Q_{\text{доп (1)}} = \frac{\nu Q_{\text{p(1)}}}{K_3} = \frac{0,8 \cdot 1000 \cdot 10^3}{1,35} = 593 \text{ кН.}$$

Допустимую длину 1-ой секции бурильных труб вычислим по формуле (6.16):

$$l_1 = \frac{593 \cdot 10^3 - 1,1(169 \cdot 10^3 + 55 \cdot 10^3) - (10,9 \cdot 10^6 + 4,0 \cdot 10^6) \cdot 100,2 \cdot 10^{-4}}{1,1 \cdot 9,81 \cdot 23,9 \left(1 - \frac{1233}{7850}\right)} = 907,5 \text{ м,}$$

округляем до $l_1 = 900 \text{ м}$.

Вес 1-ой секции труб в жидкости рассчитываем по формуле (6.19):

$$Q_1 = 9,81 \cdot 900 \cdot 23,9 \left(1 - \frac{1233}{7850}\right) = 178 \text{ кН.}$$

По табл. 6.4 выбираем для комплектования 2-ой секции колонны трубы типа ТБВ-127х7К.

Допустимую растягивающую нагрузку для них определим по формуле (6.18):

$$Q_{\text{доп (2)}} = \frac{0,8 \cdot 1320 \cdot 10^3}{1,35} = 782 \text{ кН.}$$

Так как

$$L_{\text{КНБК}} + l_{\text{НК}} + l_1 = 157,4 + 250 + 900 = 1307,4 < 2000 = L,$$

то необходимо определить длину и вес второй секции БТ.

Допустимую длину 2-ой секции найдем по формуле (6.20):

$$l_2 = \frac{Q_{\text{доп(2)}} - Q_{\text{доп(1)}}}{k g q_2 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_m}\right)} = \frac{(782 - 593) \cdot 10^3}{1,1 \cdot 9,81 \cdot 23,9 \left(1 - \frac{1233}{7850}\right)} = 869 \text{ м.}$$

Уточним длину 2-ой секции:

$l_2 = L - L_{\text{КНБК}} - l_{\text{НК}} - l_1 = 2000 - 157,4 - 250 - 900 = 693 \text{ м}$,
что меньше допустимой длины 869 м.

Вес 2-й секции в жидкости вычислим по формуле (6.19):

$$Q_2 = 9,81 \cdot 693 \cdot 23,9 \left(1 - \frac{1233}{7850}\right) = 137 \text{ кН.}$$

Результаты расчетов сводим в табл. 8.3.7.

Таблица 8.3.7

Результаты расчета бурильной колонны

Показатели	Номер секции				
	УБТ	УБТ	НК	БТ-1	БТ-2
Тип труб	УБТ-178	УБТ-146	ТБВ-127	ТБВ-127	ТБВ-127
Наружный диаметр труб, мм	178	146	127	127	127
Внутренний диаметр труб, мм	90	74	111	113	113
Группа прочности материала труб	Д	Д	Д	Д	К
Интервал расположения ступеней (секций), м	1893–1993	1843–1893	1593–1843	693–1593	0–693
Длина секции, м	100	50	250	900	693
Нарастающий вес колонны в жидкости, кН	128,3	168,7	223,7	401,7	538,7

11. Гидравлический расчет циркуляционной системы

Произведем вторую проверку подачи промывочной жидкости.

Определим критическую плотность бурового раствора, при которой может произойти гидроразрыв наиболее слабого из пластов, слагающих разбуриваемый разрез, по формуле (7.1). Для этого необходимо предварительно вычислить параметры φ и $\Sigma(\Delta P_{\text{КП}})$. Значение φ рассчитаем по формуле (7.2) с помощью найденной выше механической скорости проходки наиболее эффективного типа долота 215,9PDC $V_m = 7,3 \text{ м/ч} = 2 \cdot 10^{-3} \text{ м/с}$ (см. табл. 8.3.6).

$$\varphi = \frac{0,031}{0,785 \cdot 2 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2159^2 + 0,031} \approx 1,0,$$

т.е. содержание шлама в потоке пренебрежимо мало.

Для определения величины $\Sigma(\Delta P_{\text{кп}})$ найдем линейные и местные потери давления в затрубном пространстве до глубины залегания подошвы слабого пласта. Внутренний диаметр обсадной колонны условно примем равным диаметру долота. Рассчитаем критическое значение числа Рейнольдса промывочной жидкости $Re_{\text{кр}}$, при котором происходит переход ламинарного режима в турбулентный, по формуле (7.3) для течения в кольцевом канале:

– за ВЗД и УБТ-178

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \left[\frac{1233 \cdot (0,2159 - 0,178)^2 \cdot 10}{0,02^2} \right]^{0,58} = 5715 ;$$

– за УБТ-146

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \left[\frac{1233 \cdot (0,2159 - 0,146)^2 \cdot 10}{0,02^2} \right]^{0,58} = 9453 ;$$

– за ТБВ

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \left[\frac{1233 \cdot (0,2159 - 0,127)^2 \cdot 10}{0,02^2} \right]^{0,58} = 11818 .$$

Определим действительные числа Рейнольдса при тении жидкости в кольцевом пространстве по формуле (7.7):

– за ВЗД и УБТ-178

$$Re_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 1233 \cdot 0,031}{\pi(0,2159 + 0,178) \cdot 0,02} = 6190 ;$$

– за УБТ-146

$$Re_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 1233 \cdot 0,031}{\pi(0,2159 + 0,146) \cdot 0,02} = 6735 ;$$

– за ТБВ

$$Re_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 1233 \cdot 0,031}{\pi(0,2159 + 0,127) \cdot 0,02} = 7100 .$$

Таким образом, в кольцевом канале за ВЗД и УБТ-178 режим течения турбулентный ($Re_{\text{кп}} > Re_{\text{кр}}$), а за УБТ-146 и ТБВ-127 — ламинарный ($Re_{\text{кп}} < Re_{\text{кр}}$).

Примем, что до глубины залегания подошвы слабого пласта $L_{\text{п}} = 1200$ м скважина обсажена трубами, шероховатость которых $3 \cdot 10^{-4}$ м.

За ВЗД и УБТ-178 коэффициент $\lambda_{\text{кп}}$ рассчитываем по формуле (7.11):

$$\lambda_{\text{кп}} = 0,107 \left(\frac{1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}{0,2159 - 0,178} + \frac{100}{5990} \right)^{0,25} = 0,044.$$

Найдем скорости течения жидкости на однородных участках кольцевого канала:

– за ВЗД и УБТ-178

$$V_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 0,031}{\pi(0,2159^2 - 0,178^2)} = 2,64 \text{ м/с};$$

– за УБТ-146

$$V_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 0,031}{\pi(0,2159^2 - 0,146^2)} = 1,55 \text{ м/с};$$

– за ТБВ-127

$$V_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 0,031}{\pi(0,2159^2 - 0,127^2)} = 1,28 \text{ м/с}.$$

Вычислим значения чисел Сен-Венана по формуле (7.15):

– за УБТ-146

$$Se_{\text{кп}} = \frac{10(0,2159 - 0,146)}{0,02 \cdot 1,55} = 22,5;$$

– за ТБВ-127

$$Se_{\text{кп}} = \frac{10(0,2159 - 0,127)}{0,02 \cdot 1,28} = 34,53.$$

Определим величины $\beta_{\text{кп}}$ по формуле (7.16):

– за УБТ-146

$$\beta_{\text{кп}} = 1 - \frac{4}{22,5} \left(\sqrt{1,2 + 0,5 \cdot 22,5} - 1 \right) = 0,55;$$

– за ТБВ-127

$$\beta_{\text{кп}} = 1 - \frac{4}{34,53} \left(\sqrt{1,2 + 0,5 \cdot 34,53} - 1 \right) = 0,62.$$

Потери давления вычислим по формулам (7.9) и (7.13):

– за ВЗД и УБТ-178

$$\Delta P_{\text{кп}} = 0,044 \frac{1233 \cdot 2,56^2 (7,4 + 100)}{2(0,2159 - 0,178)} = 0,504 \text{ МПа}.$$

– за УБТ-146

$$\Delta P_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 10 \cdot 50}{0,55 \cdot (0,2159 - 0,146)} = 0,0636 \text{ МПа};$$

– за ТБВ-127

$$\Delta P_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 10 \cdot (1200 - 7,4 - 100 - 50)}{0,62 \cdot (0,2159 - 0,127)} = 0,757 \text{ МПа.}$$

Местные потери от замков ЗУК-155 кольцевого пространства на участке за ТБВ-127 до глубины слабого пласта рассчитаем по формуле (7.17). Согласно табл. 6.9 $d_m = 0,155$ м. Примем $l_T = 12$ м.

$$\Delta P_{\text{МК}} = \frac{1200 - 7,4 - 100 - 50}{12} \left(\frac{0,2159^2 - 0,127^2}{0,2159^2 - 0,155^2} - 1 \right)^2 \cdot 1233 \cdot 1,28^2 = 0,022 \text{ МПа.}$$

Суммируя значения $\Delta P_{\text{МК}}$, получим величину $\Sigma(\Delta P_{\text{кп}})$, необходимую для вычисления критической плотности $\beta_{\text{кр}}$ по условию (7.1):

$$\Sigma(\Delta P_{\text{кп}}) = 0,504 \cdot 10^6 + 0,0636 \cdot 10^6 + 0,757 \cdot 10^6 + 0,022 \cdot 10^6 = 1,35 \text{ МПа.}$$

Определим $\rho_{\text{кр}}$ по формуле (7.1):

$$\rho_{\text{кр}} = \frac{P_T - \Sigma(\Delta P_{\text{кп}})}{\varphi g L_{\text{п}}} = \frac{18,1 \cdot 10^6 - 1,35 \cdot 10^6}{1,0 \cdot 9,81 \cdot 1200} = 1423 \text{ кг/м}^3.$$

Так как полученное значение $\rho_{\text{кр}} = 1423 \text{ кг/м}^3$ больше принятого $\rho = 1233 \text{ кг/м}^3$, то условие недопущения гидро-разрыва пластов выполняется.

Далее вычислим потери давления внутри буровой колонны. Для этого определяем критическое число Рейнольдса по формуле (7.5) на участке колонны с наибольшим внутренним диаметром в ТБВ.

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \left(\frac{1233 \cdot 0,113^2 \cdot 10}{0,02^2} \right)^{0,58} = 14937.$$

Действительные числа Рейнольдса определим по формуле (7.6):

– в ТБВ-127х7

$$Re_T = \frac{4 \cdot 1233 \cdot 0,031}{\pi \cdot 0,113 \cdot 0,02} = 21475;$$

– в ТБВ-127х8

$$Re_T = \frac{4 \cdot 1233 \cdot 0,031}{\pi \cdot 0,111 \cdot 0,02} = \frac{2356}{0,111} = 21862;$$

– в УБТ-146

$$Re_T = \frac{4 \cdot 1233 \cdot 0,031}{\pi \cdot 0,074 \cdot 0,02} = 32793;$$

– в УБТ-178

$$Re_T = \frac{4 \cdot 1233 \cdot 0,031}{\pi \cdot 0,09 \cdot 0,02} = 26963.$$

Так как в ТБВ $Re_T > Re_{кр}$, то на других участках с меньшими внутренними диаметрами это неравенство будет и по-прежнему справедливо. Таким образом, режим течения промывочной жидкости по всей длине колонны турбулентный. Поэтому потери давления внутри колонны определяются по формуле Дарси-Вейсбаха (7.8).

Предварительно вычисляем значения коэффициентов гидравлического сопротивления λ_T по формуле (7.10):

– в ТБВ-127х7

$$\lambda_T = 0,1 \left(\frac{1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}{0,113} + \frac{100}{20850} \right)^{0,25} = 0,0305;$$

– в ТБВ-127х8

$$\lambda_T = 0,1 \left(\frac{1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}{0,131} + \frac{100}{21226} \right)^{0,25} = 0,0299;$$

– в УБТ-146

$$\lambda_T = 0,1 \left(\frac{1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}{0,074} + \frac{100}{31838} \right)^{0,25} = 0,0309;$$

– в УБТ-178

$$\lambda_T = 0,1 \left(\frac{1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}{0,09} + \frac{100}{26178} \right)^{0,25} = 0,0305.$$

Потери давления внутри ТБВ и УБТ рассчитываем по формуле Дарси — Вейсбаха (7.8):

– в ТБВ-127х7

$$\Delta P_T = 0,0305 \cdot \frac{8 \cdot 1233 \cdot 0,031^2 \cdot (2000 - 150 - 250 - 7,4)}{\pi^2 \cdot 0,113^5} = 2,5 \text{ МПа};$$

– в ТБВ-127х8

$$\Delta P_T = 0,0299 \cdot \frac{8 \cdot 1233 \cdot 0,031^2 \cdot 250}{\pi^2 \cdot 0,111^5} = 0,42 \text{ МПа};$$

– в УБТ-146

$$\Delta P_T = 0,0309 \cdot \frac{8 \cdot 1233 \cdot 0,031^2 \cdot 50}{\pi^2 \cdot 0,174^5} = 0,66 \text{ МПа};$$

– в УБТ-178

$$\Delta P_T = 0,0305 \cdot \frac{8 \cdot 1233 \cdot 0,031^2 \cdot 150}{\pi^2 \cdot 0,09^5} = 0,74 \text{ МПа}.$$

Тогда общие потери давления на трение по всей длине внутри труб БК составят:

$$\Sigma \Delta P_T = 2,5 + 0,42 + 0,66 + 0,74 = 4,32 \text{ МПа}.$$

Местные потери от замков ЗУК-155 в колонне определяем по формуле (7.18):

– в ТБВ-127х7

$$\Delta P_{MT} = \frac{(900+693)}{12} \left[\left(\frac{0,113}{0,095} \right)^2 - 1 \right]^2 \cdot 1233 \left(\frac{4 \cdot 0,03}{\pi \cdot 0,113^2} \right)^2 = 0,252 \text{ МПа};$$

– в ТБВ-127х8

$$\Delta P_{MT} = \frac{250}{12} \left[\left(\frac{0,111}{0,095} \right)^2 - 1 \right]^2 \cdot 1233 \left(\frac{4 \cdot 0,03}{\pi \cdot 0,111^2} \right)^2 = 0,09 \text{ МПа}.$$

Суммарные потери от замков составят:

$$\Delta P_{MT} = 0,252 + 0,09 = 0,34 \text{ МПа}.$$

Вычислим потери давления в наземной обвязке по формуле (7.19), предварительно найдя из табл. 7.1 значения коэффициентов: $\alpha_c = 0,4 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}$; $\alpha_{ш} = 1,2 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}$; $\alpha_b = 0,44 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}$; $\alpha_k = 0,4 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}$.

$$\Delta P_0 = (0,4 + 1,2 + 0,44 + 0,4) 10^5 \cdot 1233 \cdot 0,03^2 = 0,27 \text{ МПа}.$$

Перепад давления в винтовом забойном двигателе Д-178 указан в табл. 8.3.2: $P_{ГЗД} = 10,9$ МПа.

Поскольку потери давления в кольцевом канале за ТБВ ранее определены для участка длиной 1042,6 м, пересчитаем это значение на полную длину ТБВ $L = 1842,6$ м:

$$\Delta P_{кп} = \frac{0,757 \cdot 10^6 \cdot 1842,6}{1042,6} = 1,34 \text{ МПа};$$

$$\Delta P_{мк} = \frac{0,022 \cdot 10^6 \cdot 1842,6}{1042,6} = 0,039 \text{ МПа}.$$

Тогда общие потери давления на трение по всей длине КП составят:

$$\Sigma \Delta P_{кп} = 0,504 + 0,0636 + 0,757 + 1,34 = 2,66 \text{ МПа}.$$

Далее вычисляем сумму потерь давления во всей циркуляционной системе, за исключением перепада давления в долоте, по формуле (7.3):

$$\begin{aligned} (\Delta P - P_d) &= \Sigma(\Delta P_T) + \Sigma(\Delta P_{кп}) + \Delta P_{мт} + \Delta P_{мк} + \Delta P_o + P_{ГЗД} = \\ &= (4,32 + 2,66 + 0,34 + 0,039 + 0,27 + 10,9) \cdot 10^6 = 18,5 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

Рассчитаем резерв давления ΔP_p для определения допустимого перепада давления в долоте по формуле (7.20) при $b = 0,8$:

$$\Delta P_p = bP_n - (\Delta P - P_d) = 0,8 \cdot 25 \cdot 10^6 - 18,5 \cdot 10^6 = 1,5 \text{ МПа}.$$

Такой запас давления подходит для реализации в насадках долота 215,9PDC перепада давления $P_d = 1,5$ МПа. По формулам (7.21) и (7.22) определим общую площадь промывочных отверстий насадок долота:

$$\Phi = \frac{kQ}{\mu} \sqrt{\frac{\rho}{2P_d}} = \frac{0,95 \cdot 0,031}{0,90} \sqrt{\frac{1233}{2 \cdot 1,5 \cdot 10^6}} = 0,6 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$$

Выберем количество промывочных насадок для долота 215,9PDC в формуле (7.23) $n = 6$. Тогда диаметр одной насадки составит:

$$d = \sqrt{\frac{4\Phi}{\pi n}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,6 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot 6}} = 0,011 \text{ м} = 11 \text{ мм}.$$

Таким образом, для создания перепада давления в долоте 215,9PDC равного 1,5 МПа, необходимо установить шесть гидромониторных насадок диаметром 11 мм каждая.

В заключение определим фактическое максимальное давление нагнетания на выходе буровых насосов НБТ-600:

$$P_{max} = \Delta P + P_d = (18,5 + 1,5) \cdot 10^6 = 20 \text{ МПа},$$

что меньше, чем предельно допустимое значение (25 МПа) для цилиндрических втулок выбранного диаметра (120 мм).

9. ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЙ ПО КУРСОВОМУ ПРОЕКТИРОВАНИЮ

Вариант выбирается в соответствии с двумя цифрами номера проектного задания. Первая цифра определяет вариант исходных данных согласно табл. 9.1, вторая цифра — вариант из табл. 9.2.

Таблица 9.1

Показатели, соответствующие первой цифре номера задания

Показатели	Первая цифра номера задания				
	0	1	2	3	4
Глубина бурения, м	1200	1500	2000	2200	2500
Глубина залегания подошвы слабого пласта, м	800	1000	1200	1300	1350
Давление гидро-разрыва в слабом пласте, МПа	12,5	15,0	18,1	20,5	21,3
Глубина залегания кровли флюидосодержащего пласта, м	1150	1470	1980	2150	2470
Пластовый флюид	вода	нефть	газ	конденсат	Вода
Пластовое давление во флюидосодержащем пласте, МПа	12,5	18,1	22,8	27,1	31,4
Свойства бурового раствора:					
- плотность, кг/м ³	1219	1318	1233	1349	1361
- пластическая вязкость, Па.с	0,015	0,017	0,020	0,023	0,025
- дин. напряжение сдвига, Па	6	8	10	12	14
Тип буровых насосов	НБТ-475	НБТ-475	НБТ-600	НБТ-600	УНБ-600А
Условие всасывания буровых насосов	без подпора	без подпора	без подпора	с подпором	с подпором

Продолжение табл. 9.1

Показатели	Первая цифра номера задания				
	0	1	2	3	4
Размеры наземной обвязки, мм:					
- условный размер стояка	114	140	168	114	140
- диаметр проходного канала бурового рукава	76	102	76	102	76
- диаметр проходного канала вертлюга	75	80	90	100	75
- диаметр проходного канала ведущей трубы	74	85	100	74	85
Минимальная скорость жидкости в затрубном пространстве, обеспечивающая вынос шлама, м/с	0,50	0,48	0,46	0,42	0,44
Минимальный наружный диаметр труб в КНБК, м	0,127	0,127	0,127	0,114	0,140

Продолжение табл. 9.1

Показатели	Первая цифра номера задания				
	5	6	7	8	9
Интервал отработки долот, м	400– 1200	700– 1500	1200– 2000	1400– 2200	1700– 2500
Среднее время 1-ой СПО, ч	5	6	8	9	10
Стоимость часа работы БУ, руб/ч	10000	12000	15000	15000	15000
Глубина бурения, м	2700	2900	3100	3200	3400
Глубина залегания подошвы слабого пласта, м	1480	1600	1800	2100	2300
Давление гидроразрыва в слабом пласте, МПа	22,3	23,2	26,2	31,0	33,5
Глубина залегания кровли флюидосодержащего пласта, м	2675	2880	3060	3155	3370
Пластовый флюид	нефть	газ	конденсат	вода	нефть

Окончание табл. 9.1

Показатели	Первая цифра номера задания				
	5	6	7	8	9
Пластовое давление во флюидосодержащем пласте, МПа	31,6	35,0	36,1	36,6	38,2
Свойства бурового раствора:					
- плотность, кг/м ³	1252	1288	1251	1220	1202
- пластическая вязкость, Па.с	0,027	0,031	0,033	0,035	0,037
- дин. напряжение сдвига, Па	16	18	20	22	24
Тип буровых насосов	УНБ-600А	УНБТ-750	УНБТ-750	УНБТ-950А	УНБТ-950А
Условие всасывания буровых насосов	без подпора	с подпором	без подпора	с подпором	с подпором
Размеры наземной обвязки, мм:					
- условный размер стояка	168	114	140	168	140
- диаметр проходного канала бурового рукава	102	76	102	76	102
- диаметр проходного канала вертлюга	80	90	100	90	80
- диаметр проходного канала ведущей трубы	100	74	85	100	85
Минимальная скорость жидкости в затрубном пространстве, обеспечивающая вынос шлама, м/с	0,40	0,49	0,43	0,45	0,42
Минимальный наружный диаметр труб в КНБК, м	0,127	0,140	0,127	0,140	0,114
Интервал отработки долот, м	1900–2700	2100–2900	2300–3100	2400–3200	2600–3400
Среднее время 1-ой СПО, ч	12	13	14	15	16
Стоимость часа работы БУ, руб/ч	18000	18000	20000	20000	20000

Таблица 9.2

Показатели, соответствующие второй цифре номера задания

Показатели	Вторая цифра номера задания				
	0	1	2	3	4
Данные по скв. 1					
Вид привода	ротор	ГЗД	ротор	ГЗД	ГЗД
Тип ГЗД	-	Д-195	-	Д-240	Д-178
Стоимость часа работы ГЗД, руб/ч	-	3300	-	4000	3000
Расход бурового раствора, м ³ /с	0,018	0,034	0,028	0,040	0,032
Осевая нагрузка, кН	160	140	180	160	150
Частота вращения ротора, об/мин	50	-	60	-	-
Типоразмер долот	215,9 СЗГАУ	269,9 МЗГНУ	295,3 МГАУ	295,3 МСГАУ	215,9 СЗГНУ
Стоимость долота, руб	200000	225000	240000	240000	200000
Проходка за рейс, м (по долблениям)	300 280 220	220 200 195 185	330 270 200	280 270 250	180 210 165 150 95
Время мехбурения, ч (по долблениям)	50 48 45	42 41 38 39	60 55 54	36 39 32	30 33 29 27 25
Данные по скв. 2					
Вид привода	ротор	ГЗД	ГЗД	ротор	ГЗД
Тип ГЗД	-	Д-195	Д-240	-	Д-178
Стоимость часа работы ГЗД, руб/ч	-	3300	4000	-	3000
Расход бурового раствора, м ³ /с	0,018	0,034	0,040	0,030	0,032
Осевая нагрузка, кН	100	120	160	160	90
Частота вращения ротора, об/мин	60	-	-	80	-
Типоразмер долот	215,9 PDC	269,9 PDC	295,3 МГАУ	295,3 МСГАУ	215,9 PDC
Стоимость долота, руб	900000	110000 0	240000	240000	900000
Проходка за рейс, м (по долблениям)	800	800	220 205 195 180	420 380	800

Продолжение табл. 9.2

Показатели	Вторая цифра номера задания				
	0	1	2	3	4
Время мехбурения, ч (по долблениям)	150	150	41 39 40 38	69 65	145
Данные по скв. 1					
Вид привода	ГЗД	ГЗД	ГЗД	ротор	ротор
Тип ГЗД	А7ГТШ	ЗТСШ1- 240	Д-172	–	–

Продолжение табл. 9.2

Показатели	Вторая цифра номера задания				
	5	6	7	8	9
Стоимость часа работы ГЗД, руб/ч	3000	4000	3000	–	–
Расход бурового раствора, м ³ /с	0,030	0,045	0,032	0,020	0,028
Осевая нагрузка, кН	180	140	120	110	150
Частота вращения ротора, об/мин				80	60
Типоразмер долот	215,9 ТГВ	295,3 МСГНУ	215,9 ТГНУ	215,9 ТЗГАУ	244,5 СГАУ
Стоимость долота, руб	150000	240000	200000	200000	240000
Проходка за рейс, м (по долблениям)	180 160 125 135 110 90	185 170 155 140 150	190 180 165 155 110	300 270 230	320 300 180
Время мехбурения, ч (по долблениям)	10 9 9 10 8 8	22 18 17 15 16	36 32 29 30 27	50 45 44	56 55 50
Данные по скв. 2					
Вид привода	ГЗД	ГЗД	ГЗД	ГЗД	ротор
Тип ГЗД	ЗТСШ1- 195	Д-240	Д-172	Д-195	–
Стоимость часа работы ГЗД, руб/ч	3000	4000	3000	3300	–
Расход бурового раствора, м ³ /с	0,032	0,045	0,032	0,034	0,028

Окончание табл. 9.2

Показатели	Вторая цифра номера задания				
	5	6	7	8	9
Осевая нагрузка, кН	180	140	80	110	90
Частота вращения ротора, об/мин	–	–	–	–	60
Типоразмер долот	215,9 ТГВ	295,3 МСГНУ	215,9 РDC	215,9 ТЗГАУ	244,5 РDC
Стоимость долота, руб	150000	240000	900000	200000	1000000
Проходка за рейс, м (по долблениям)	160 150 135 110 90 85 70	250 200 200 150	800	220 200 190 190	800
Время мехбурения, ч (по долблениям)	9 8 7 6 6 7 6	34 32 30 28	150	35 30 31 29	150

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ИНФОРМАЦИИ

Справочные и учебные пособия

1. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Одновинтовые гидравлические машины: в 2-х т. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – Т. 2. Винтовые забойные двигатели. – 470 с.

2. Балицкий В.П., Храброва О.Ю. Технологические расчеты при бурении глубоких скважин (с использованием электронных таблиц): Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 104 с.

3. Буровое оборудование. Справочник в 2-х т./ Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н. и др. – М.: Недра, 2003. – Т. 2. Буровой инструмент. – 494 с.

4. Волик Д.А. Бурение скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Учебное пособие. – М.: МГОУ, 2009. – 136 с.

5. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин: Справочное пособие. – М.: Недра, 2000. – 489 с.

6. Леонов Е.Г. Совершенствование технологии бурения на площади: Учебное пособие. – М.: ГАНГ им. И.М. Губкина, 1993. – 125 с.

7. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов. – М.: Недра. – Бизнесцентр. – 2006. – 413 с.

8. Сароян А.Е. Теория и практика работы бурильной колонны. – М.: Недра. – 1990. – 263 с.

9. Симонянц С.Л. Технология бурения скважин гидравлическими забойными двигателями: Учебное пособие. – Н.Новгород: Вектор ТиС, 2007. – 160 с.

10. Соловьев Е.М. Задачник по заканчиванию скважин: Учебное пособие. – М.: Недра, 1989. – 251 с.

11. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: ЗАО «НТЦ исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.

***Интернет-сайты основных российских
производителей буровых долот
и гидравлических забойных двигателей***

12.ООО НПП «Буринтех» www.burintekh.ru

13.ОАО «Волгабурмаш» www.vbm.ru

14.ЗАО «УДОЛ» www.udol.ru

15.ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» www.vniibt-bi.ru

16.ОАО «Кунгурский машзавод» www.kungur.com

17.ООО «Радиус-Сервис» www.radius-s.ru



ЛЕОНОВ Евгений Григорьевич

Родился в 1935 г. Окончил Саратовский политехнический институт и аспирантуру МИНХиГП им. И.М. Губкина. Профессиональная деятельность: инженер, старший инженер геологопоисковой конторы; старший научный сотрудник лаборатории бурения газовых скважин института ВНИИГаз; доцент, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина.

Доктор технических наук, профессор. Автор более 150 научных работ, в т.ч. статей, монографий, учебных пособий, патентов.

Читает лекции и ведёт занятия в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина по дисциплинам «Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин», «Технология бурения нефтяных и газовых скважин».



СИМОНЯНЦ Сергей Липаритович

Родился в 1950 г. Окончил Грозненский нефтяной институт и аспирантуру ВНИИБТ. Профессиональная деятельность: аспирант, научный сотрудник лаборатории высокомоментных турбобуров, заведующий лабораторией технологии бурения гидравлическими забойными двигателями, заведующий лабораторией режимов и способов бурения, заведующий отделом маркетинга, начальник Управления ВЭД, главный научный сотрудник ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ; профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

Доктор технических наук, профессор. Автор более 150 научных работ, в т.ч. статей, монографий, учебных пособий, патентов.

Читает лекции и ведёт занятия в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина по дисциплинам «Технология бурения нефтяных и газовых скважин», «Бурение скважин гидравлическими забойными двигателями», «Осложнения и аварии в бурении».

Для заметок

Для заметок

Учебное издание

ЛЕОНОВ Евгений Григорьевич
СИМОНЯНЦ Сергей Липаритович

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА
УГЛУБЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Учебное пособие

Подготовка оригинал-макета:
Издательство «МАКС Пресс»
Главный редактор: *Е.М. Бугачева*
Компьютерная верстка: *Е.П. Крынина*
Корректор: *Н.А. Балашова*