

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

А.Е. АНАШКИНА, Т.А. ХАРИТОНОВА

ПРАКТИКУМ ПО БУРЕНИЮ СКВАЖИН

*Учебное пособие для бакалавров, студентов, магистров и
аспирантов направления «Нефтегазовое дело» и «Геология»*

Тюмень
ТИУ
2017

УДК 316.614-053.81(075)
ББК 60.54я7
Л 47

Рецензенты:
доктор технических наук, профессор Н.Н. Закиров

Анашкина А.Е. Практикум по бурению скважин: учебное пособие / А.Е. Анашкина, Т.А.Харитоновна. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 101 с.

ISBN 978-5-9961-1095-7

Учебное пособие содержит необходимую теоретическую, методическую и практическую основу для проведения лекционных и практических занятий; организации самостоятельной работы студентов по дисциплинам и спецкурсам направления – бурение скважин. Особое внимание расчетам породоразрушающего инструмента, колонны бурильных труб, выбору бурового оборудования и выбору конструкции скважины.

Учебное пособие предназначено для студентов высших учебных заведений всех форм обучения направлений «Нефтегазовое дело» и «Геология»; работникам нефтегазовых предприятий; слушателям курсов профессиональной переподготовки и повышения квалификации, занимающихся вопросами проектирования и строительства нефтяных и газовых скважин.

Материалы учебного пособия предназначены для более глубокого освоения учебного материала по дисциплинам и спецкурсам «Разрушение горных пород»; «Буровое оборудование»; «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»; «Бурение нефтяных и газовых скважин».

УДК 316.614-053.81(075)
ББК 60.54я7

ISBN 978-5-9961-1095-7

© Федеральное государственное
бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный университет», 2017

Содержание

Введение.....	4
1 ВЫБОР ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА	5
1.1 Построение мелкомасштабного классификационного разреза...	5
1.2 Определение параметров буровых долот	8
1.3 Выбор рациональных типов долот и оценка их работоспособности.....	39
1.4 Истечение жидкостей из отверстий долот [2].....	40
2 МЕТОДИКА РАСЧЕТА БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН	46
2.1 Условия работы бурильной колонны.....	46
2.2 Условия работы бурильной колонны.....	47
2.3 Напряжения, возникающие в бурильных трубах при посадке на клинья в клиновом захвате	52
2.4 Касательные напряжения	53
2.5 Расчет бурильной колонны на выносливость	55
КОНТРОЛЬНЫЕ ЗАДАНИЯ.....	64
1 Расчеты бурового оборудования	64
1.1 Выбор типа буровой установки	64
1.2 Расчеты талевых систем	75
1.4 Определение параметров буровых насосов	83
3. РАСЧЕТ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ.....	88
3.1. Понятие «скважина» и требования к ее конструкции.....	88
3.2 Обоснование конструкции скважин.....	90
3.3. Расчет конструкции скважин	93
3.4 Обоснование проектной глубины бурения скважины	99
ЛИТЕРАТУРА.....	100

Введение

Учебное пособие выполнено в соответствии с требованиями федерального государственного образовательного стандарта по направлению «Нефтегазовое дело» профиля «Бурение нефтяных и газовых скважин» для бакалавров и магистров, содержит следующие основные вопросы: породоразрушающий инструмент; режимы бурения скважин; бурильная колонна, ее элементы и условия работы; буровое оборудование, конструкция скважины.

В учебном пособии приведены некоторые методики технологических и технических расчетов породоразрушающего инструмента, бурильной колонны, бурового оборудования и конструкции скважин. В учебном пособии приведена необходимая для инженерных расчетов справочная информация, формулы, монограммы, графики, таблицы и пр. Разработаны задания для закрепления навыков практических расчетов. Учебное пособие построено таким образом, что им легко могут воспользоваться не только обучающиеся по направлению «Нефтегазовое дело», но и инженерно-технические работники, занимающихся проектированием скважин.

Учебное пособие «Практикум по бурению скважин» может использоваться при проведении практических занятий по дисциплинам направления «Нефтегазовое дело»: «Разрушение горных пород», «Буровое оборудование», «Машины и оборудование для бурения скважин», «Бурение нефтяных и газовых скважин», «Заканчивание скважин», для обучающихся по направлению «Геология» для дисциплины «Технология бурения и горного дело», содержит множество иллюстраций (схемы, рисунки, графики), что способствует лучшему усвоению материала.

1 ВЫБОР ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

1.1 Построение мелкомасштабного классификационного разреза[1,2]

Для классификации горных пород геологического разреза и его делении на характерные пачки, а также для выбора рациональных типов буровых долот для бурения нефтяных и газовых скважин разработана комплексная методика [22], которая определяет общий порядок и методические основы работ.

На первом этапе в соответствии с этой методикой необходимо провести классификацию горных пород геологического разреза и выделить характерные пачки. Классификация горных пород осуществляется на основе их классификационных характеристик. К классификационным характеристикам горных пород, от которых наиболее явно зависят показатели работы долот в каждом заданных геологических условиях, относятся твердость и абразивность.

Под твердостью горной породы понимается ее способность оказывать сопротивление прониканию в нее (внедрению) инородного тела. Классификационная шкала твердости горных пород включает в себя 12 категорий твердости.

Под абразивностью горной породы понимается ее способность изнашивать контактирующий с ней породоразрушающий инструмент в процессе их взаимодействия. Классификационная шкала абразивности горных пород включает в себя 12 категорий абразивности.

Таблица 1

Классификационная таблица соответствия твердых и абразивных свойств горных пород их геолого-петрографическим характеристикам

Порода	Категория твердости	Абразивность по обобщенной шкале ВНИИБТ (категория)
1	2	3
Песчаник		
- кварцевый мономинеральный (крупно-, средне-, мелко-, тонкозернистый) и аналогичный алевролит	4-10	9-11
- окварцованный сливной	7-10	10-11
- частично окварцованный с протяженными контактами срастания кварцевых зерен	5-7	9-10
- с точечными контактами срастания кварцевых зерен	4	6
- кварцевый с известковистым цементом (25-40%)	5-7	7-8

Продолжение таблицы 1

1	2	3
- кварцевый с известковисто-глинистым цементом	4-5	7
- кварцевый с глинистым цементом	3-5	6-7
- кварцевый с сульфатным цементом	3-4	6
- полевошпатово-кварцевый и аркозовый крупнозернистый	3-4	10
- - полевошпатово-кварцевый и аркозовый средне- и мелкозернистый тонкозернистый и аналогичный алевролит	3-4	9
с цементом 15-20%	4-6	7-8
с цементом 20-50%	4-6	7
полиамиктовый	4-6	6-7
Глина		
мономинеральная	1-3	3-4
Глина алевролитистая	2-3	4-5
- песчаная	2-4	5
- кремнистая	5	6
Аргиллит:		
- слабоалевролитистый	4-5	3-4
- алевритистый и песчанистый	4-5	6
Аспидный сланец	4-5	4
Углистый сланец	2-3	4
Мергель		
- глинистый	2-3	4
- карбонатный (50-70%)	4-5	2
- алевролитовый	4-5	4
- песчанистый	4-5	5
Известняк		
- без примеси твердых абразивных материалов	5-6	2-3
- глинистый	4-5	4
- песчанистый (5%)	5-6	5
- песчанистый (10%)	5-6	6
- песчанистый (до 20-30%)	4-6	8-9
- алевролитовый	5-6	5
- кремнистый (5%)	5-6	5
- кремнистый (10%)	6-7	6
- кремнистый (15%)	6-7	7
- кремнистый (20-30%)	8	8
Доломит:		
- без примеси твердых абразивных минералов	7-8	3-4
- песчанистый	7-8	6-7
Кремень	11	11
Опока и трепел	1-2	6
Ангидрит без примеси твердых абразивных минералов	4-5	1

Окончание таблицы 1

1	2	3
Гипс:		
- без примесей	2-3	1
- опесчаненный	2-3	4
- глинистый	2-3	1

Классификационные характеристики горных пород определяются на основе региональных исследований физико-механических свойств горных пород, а в случае отсутствия таких данных – на основе литологического соответствия горных пород. На основе классификации горных пород рассматриваемого геологического разреза строится мелко-масштабный геологический разрез.

Для разделения проектного геологического разреза на характерные пачки используется метод реперных долот, который позволяет обоснованно группировать смежные разности горных пород, в характерные пачки и разделять эти разности в отдельные пачки, а также устанавливать четкие границы залегания этих пачек пород.

Применение метода «реперных» долот для разделения рассматриваемого геологического разреза на характерные пачки пород, как правило, возможно, начиная со стадии промышленной разведки месторождения, а при наличии достаточного объема информации о геологическом строении месторождения и работе долот использование этого метода в ряде случаев возможно и на стадии структурного и поискового бурения.

Характерными в рассматриваемом геологическом разрезе пачками пород являются интервалы, сложенные смежными разностями горных пород, в пределах совокупности которых различие величин проходок на «реперные» долота статически незначимо, то есть указанные пачки пород однородны по величине проходки на реперные долота, являющейся критерияльным признаком.

В качестве «реперных» долот, являющихся носителями информации в нефтяном виде о свойствах пород и условиях эксплуатации долот, следует принимать такие конструкции долот определенных типоразмеров, для которых в пределах выделенных на основании разностей горных пород характерно следующее:

- один и тот же типоразмер и одинаковые конструктивные особенности долот;
- аналогичный характер и близкие значения уровней износа элементов (по коду оценки износа долот);
- достаточно близкие (при равных уровнях технологических факторов) значения проходок на долото.

Обязательным требованием метода «реперных» долот является то, чтобы мощность каждой разности горных пород была или соизмерима с

величиной проходки на «реперное» долото при бурении в этих породах, или превосходила ее кратно.

На основании данных, занесенных в колонки классификационных характеристик пород, включенных в одну пачку, на уровне подошвы пачки строятся гистограммы содержания в пачке различных по твердости и абразивности пород, вычисляются и наносятся на поле гистограмм средневзвешенные для пачки категории твердости и абразивности.

Средневзвешенная категория твердости горных пород в пределах выделенных пачек определяется по формуле

$$\bar{T} = \sum_{i=1}^n T_i m_i / M, \quad (1)$$

где T_i – категория твердости пород i -разновидности; m_i – мощность i -го про-
слоя горной породы, м; M – мощность выделенной пачки, м.

Средневзвешенная категория абразивности определяется по формуле

$$\bar{A} = \sum_{i=1}^n A_i m_i / M, \quad (2)$$

где A_i – категория абразивности пород i -разновидности.

1.2 Определение параметров буровых долот

Определение осевой нагрузки на долото:

Для шарошечных долот

$$P_d = \alpha_3 \cdot P_{ш} \cdot F_k, \quad (3)$$

где α_3 – коэффициент, учитывающий изменение твердости горных пород в конкретных условиях; $\alpha_3 = 0,33-1,59$; для практических расчетов принимается $\alpha_3 = 1$; $P_{ш}$ – твердость горной породы по штампу, МПа; F_k – площадь контакта зубьев долота с породой, м².

По формуле Федорова В.С.

$$F_k = \frac{D_2}{2} \eta \delta; \quad (4)$$

где D_2 – диаметр долота, м; η – коэффициент перекрытия забоя – это отношение длины образующей шарошки к суммарной длине контакта зубьев с горной породой, находящихся на одной линии; δ – притупление зубьев.

На площадях с недостаточно изученными физико-механическими свойствами горных пород нагрузка на долото определяется через диаметр (для мягких она составляет 0,002; для очень крепких – 0,016 МН/см).

Таблица 2

Характеристика шарошечных долот

Долото	Приутпление зубьев δ , мм	Коэффициент перекрытия z абоя, η	Долото	Приутпление зубьев δ , мм	Коэффициент перекрытия z абоя, η
III 95,2 С	1,0	1,04	III 215,9 СТ	1,5	0,90
III 95,2 Т	1,0	1,04	III 215,9 Т	1,5	0,90
III 98,4С	1,0	1,12	III 215,9 ТК	1,5	0,94
III 98,4Т	1,0	1,43	III 244,5С	1,5	1,36
III 114,3 С	1,0	1,84	III 244,5СТ	1,25	0,93
III 114,3 Т	1,0	1,42	III 244,5ТК	1,25	0,82
III 120,6 С	1,0	1,05	III 269,9 С	1,5	1,36
III 120,6 Т	1,0	1,8	III 269,9 СТ	1,5	1,02
III 132 С	1,0	1,02	III 269,9 Т	1,8-2,0	1,1
III 132 Т	1,0	0,82	III 295,3М	1,5-2,0	1,07
III 139,7 С	1,0	0,95	III 269,9 С	1,0-3,0	1,3
III 139,7 Т	1,0	0,95	III 295,3М	1,5-2,0	1,07
III 146 Т	1,0	1,85	III 295,3,9 М	1,0-3,0	1,3
III 152,4 С	1,0	1,12	III 295,3С	1,0-3,0	1,14
III 152,4 Т	1,0	1,33	III 295,3 Т	1,25	1,86
III 158,7 С	1,0	1,15	III 295,3 СТ	1,5-3,0	1,08
III 158,7 Т	1,0	0,92	III 295,3 ТК	1,5-3,5	1,08
III 190,5 М	2,0-2,5	0,99	III 320 С	1,5	1,09
III 190,5 МС	1,5	1,02	III 349,2М	1,5-3,0	1,17
III 190,5 С	1,0-2,5	1,17	III 349,2С	1,5	1,28
III 190,5 СЗ	1,0-2,5	1,17	III 349,2Т	1, 5	1,52
III 190,5 СТ	1,5	0,86	III 393,7С	1,0	1,21
III 190,5 Т	1,0-1,8	1,56	III 393,7Т	1,25	1,56
III 190,5 ТК	1,0-4,0	0,94			
III 190,5 ТКЗ	1,5-1,8	1,04			

Допустимые осевые нагрузки на долота различных серий (в зависимости от диаметра долот) в соответствии с ГОСТ 20692-2003 приведены в таблице 2. Сочетания частот вращения и удельных осевых нагрузок на долота различных серий приведены в таблице 3.

Верхнему уровню значений осевых нагрузкой на долото соответствует нижний уровень частот вращения, и наоборот.

Формула 3 позволяет получить лишь ориентировочное значение P_d , так как не учитывает работоспособность опор и вооружения долот в зави-

симости от частоты вращения. Если $P_{ш}$ и α_3 неизвестны, то для шарошечных долот с $D_d \geq 190$ мм можно практически определять по удельной нагрузке $P_{уд}$ (в кН/см) по формуле

$$P_d = P_{уд} \cdot D_d, \quad (5)$$

Рекомендуемые значения $P_{уд}$ приведены в таблице 4.

С уменьшением D_d эти величины снижаются, и для долот диаметром 140 мм они ниже примерно в 1,5-2 раза. Наибольшая P_d ограничивается прочностью вооружения долота и подшипников.

Таблица 3

Допускаемые осевые нагрузки при эксплуатации различных типов шарошечных долот, кН (по ГОСТ 20692-2003)

Диаметр долота, мм	ГВ,ЦВ	ГН	ГНУ	ГАУ
139,7	-	180	-	160
146,0	150	200	-	170
161,0	170	250	-	210
165,1	180	250	-	210
190,5	200	300	270	250
215,9	250	380	310	280
244,5	320	450	320	280
269,9	350	480	350	280
295,3	400	500	400	300
311,1	420	550	400	300
349,2	450	600	-	-
393,7	470	700	-	-
444,5	500	800	-	-
490,0	550	850	-	-

Таблица 4

Режимы эксплуатации долот

Серия долота	Частота вращения, мин ⁻¹	Удельная нагрузка на долото, Н/см	Способ бурения
ГАУ	35-70	600-800	Роторный
ГНУ	40-250	600-1000	Роторный, забойными двигателями
ГН	60-450	700-1200	Роторный, всеми типами забойных двигателей
ГВ,ЦВ	60-450	600-1000	Роторный, всеми типами забойных двигателей

Таблица 5

Рекомендуемые значения удельной нагрузки $P_{уд}$	
Горные породы	$P_{уд}$, кН/см
Шарошечные долота	
Весьма мягкие	$\leq 0,2$
Мягкие, среднемягкие, мягкие с прослойками пород средней твердости и твердые	0,2-0,5
Породы средней твердости с прослойками твердых	0,5-1,0
Твердые породы	1,0-1,5
Крепкие и очень крепкие породы	$\geq 1,5$
Лопастные долота	
	0,1-0,4

Задача 1. Рассчитать осевую нагрузку, согласно варианту (таблица 6), если необходимо производить бурение в породах определенной твердости долотом диаметром D , (мм).

Удельная нагрузка приведена в таблице 5.

Таблица 6

Варианты задания для задачи 1

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Диаметр долота (D , мм)	127,0	146,0	190,5	212,7	215,9	222,3	393,7	127,0	215,9	146
Твердость горных пород										
Мягкие (1-3)			+			+			+	
Средней твердости (4-5)		+			+			+		
Твердые и крепкие (6 и более)	+			+			+			+

Проектирование долот с породоразрушающими резцами из сверхтвердых элементов и режимов бурения такими долотами производится с учетом максимального использования положительных свойств породоразрушающих элементов (высокая твердость и износостойкость) и уменьшения влияния их отрицательных свойств (хрупкость и склонность к растрескиванию при высокой температуре нагрева).

Интервал для бурения долот с резцами из сверхтвердых материалов следует выбирать исходя из физико-механических свойств пород, слагающих данный интервал, из анализа показателей работы и характера износа шарошечных долот и рентабельной проходки на алмазное долото в данном интервале.

Бурение долотами с резцами из сверхтвердых элементов наиболее рационально в интервалах, сложенных известняками, аргиллитами, алевролитами, плотными глинами, слабосцементированными песчанками и другими малоабразивными породами.

В породах, где проходка на шарошечные долота составляет 5-9 м, а выход их из строя происходит вследствие износа элементов опоры (при незначительном износе вооружения), можно ожидать высокую эффективность работы долотами, оснащенными сверхтвердым вооружением. Проходка на одно такое долото выше в 50 раз и более, чем на шарошечное долото.

В породах, сложенных окременелыми известняками, сливными и плотными песчаниками, а также другими крепкими высокоабразивными отложениями, бурение долотами, оснащенными вооружением из сверхтвердых породоразрушающих элементов, не рекомендуется.

В абразивных породах, где шарошечные долота изнашиваются преимущественно по вооружению, алмазное бурение нерационально из-за большого расхода алмазов на 1 м проходки.

При алмазном бурении должны применяться долота минимально допустимого диаметра, так как проходка на алмазное долото мало зависит от его диаметра, в то время как стоимость долота резко возрастает с увеличением размера.

Не рекомендуется совместное использование алмазного долота с расширителем, армированным твердосплавными штырями во избежание повреждения алмазов сколотыми и выпадающими штырями. В этих случаях следует пересмотреть конструкцию скважины, чтобы не производить дополнительного расширения ее диаметра, или использовать специальные алмазные расширители.

Для предотвращения одностороннего износа алмазных долот желательно бурить ими в скважинах с минимальным искривлением ствола.

В зависимости от результатов бурения алмазными и сравниваемыми с ними долотами рекомендуются следующие два способа определения границ рационального использования алмазных долот, которыми нужно руководствоваться при решении вопроса о целесообразности применения алмазных долот.

1 В период испытаний, когда проходка на алмазное долото колеблется в широких пределах, определяется минимально эффективная проходка на него по интервалам глубины на данных конкретных условиях по формуле

$$h_a = \frac{H[(d_2+q)+3_6(a-b_2)]}{n_1(d_1+q)+3_6\left[\frac{H}{v_1}-\frac{H}{v_2}+n_2(a+b_1)+\Delta t_{рем}\right]+\Delta P_m}, \quad (6)$$

где H – проходка, м; d_1, d_2 – цена соответственно шарошечных и долот с вооружением из сверхтвердых материалов (с учетом реставрации резцов),

руб; q – расход талевого каната на долбление, руб; a – средняя продолжительность одного спуск-подъема, час; b_1 и b_2 – средняя продолжительность подготовительно-вспомогательных работ при бурении обычными и алмазными долотами в расчете на 1 рейс, час; n_1 и n_2 – число рейсов соответственно обычными и алмазными долотами; v_1 и v_2 – механическая скорость проходки соответственно шарошечными и алмазными долотами, м/час; $З_в$ – стоимость 1 часа бурения по затратам, зависящим от времени, руб; $\Delta t_{рем}$ – разность продолжительности ремонтных работ, час; ΔP – разность расхода электроэнергии на спуско-подъемные операции, кВт·ч; m – цена 1 кВт·ч электроэнергии, руб.;

2 При устойчивых результатах бурения алмазными долотами определяется глубина, начиная с которой алмазное бурение эффективно. Для этого подсчитывается себестоимость 1 м проходки алмазными и сравниваемыми с ними долотами. Себестоимость рассчитывается по отдельным интервалам глубины с учетом стратиграфических горизонтов только по затратам, зависящим от применяемого типа долот по формулам

$$C_1 = \frac{n_1(d_1+q)+P_1m+3_в[n_1(a+b_1)+t_1]}{H}, \quad (7)$$

$$C_2 = \frac{Nd_2+n_2q+P_2m+3_в[n_2(a+b_2)+t_2]}{H}, \quad (8)$$

где P_1 и P_2 – расход электроэнергии на спуск и подъем инструмента при использовании обычных и алмазных долот, кВт·час; t_1 и t_2 – продолжительность ремонтных работ при применении обычных и алмазных долот, час; N – число алмазных долот.

Таблица 7

Рекомендуемые значения удельной нагрузки для алмазных долот

D, мм	Р _{уд} , кН/см		D, мм	Р _{уд} , кН/см	
	минимальная	максимальная		минимальная	максимальная
158,1	0,122	0,38	214,3	0,140	0,65
163,5	0,122	0,49	242,1- 267,5	0,144	0,66
188,9	0,132	0,58	293,9	0,136	0,68

Для алмазных долот сплошного бурения $P_{уд}$ должна быть минимальной (табл.5), а затем увеличена по полученному значению $V_{м.мах}$.

Нагрузку $P_{уд}$ на алмазное долото необходимо увеличивать с учетом усилия, отжимающим долото от забоя $P_{от}$ (кН), возникающим при бурении с повышенным перепадом давления на долоте, которое можно рассчитать по формуле

$$P_{от} = \alpha_3 \Delta p S_3, \quad (9)$$

где α_3 – коэффициент, определяемый конструкцией рабочей головки долота, $\alpha_3=0,167-0,210$ (точное значение для долот с повышенным перепадом давления указывается в паспорте долота); Δp – перепад давления, МПа; S_3 – площадь забоя, м².

То есть, нагрузка на алмазное долото составит:

$$P_{ад} = P_d + P_{от}, \quad (10)$$

Номенклатура и параметры долот производства ООО НПП «Буринтех» приведены в таблицах 8, 9.

Таблица 8

Номенклатура безопорных долот производства
ООО НПП «Буринтех»

Номенклатура долот	Количество лопастей	Количество резцов	Количество насадок	Нагрузка, тс	Частота вращения, об/мин	Расход, л/с
БИТ 146 В 613УЕН	6	44	6	1-4	60-200	12-16
БИТ 146 В 613УН	6	30	6	1-4	60-200	12-16
БИТ 146 В 613 Н	6	22	6	1-4	60-200	12-16
БИТ 195 В 813 У	8	63	8	2-10	60-200	30-36
БИТ 214,3 ВТ 613 НР	6	37	6	2-10	60-200	30-36
БИТ 215,9 В 613 Н	6	42	8	2-10	60-260	30-36
БИТ 215,9 В 613 УЕ	6	60	6	2-10	60-280	30-36
БИТ 215,9 В 813 УЕН	8	72	4	2-10	60-260	30-36
БИТ 215,9 ВТ 416 У	4	24	6	2-10	60-400	30-36
БИТ 215,9 ВТ 416 УЕ	4	31	6	2-10	60-400	30-36
БИТ 220,7 В 513 УЕ	5	65	5	2-10	60-280	30-36
БИТ 220,7 В 613 Н	6	47	8	2-10	60-260	30-36
БИТ 220,7 В 613 УЕ	6	61	6	2-12	60-280	30-36
БИТ 220,7 В 813 УН	8	57	8	2-10	60-260	30-36
БИТ 220,7 ВТ 416 У	4	24	6	2-10	60-400	30-36
БИТ 220,7 ВТ 613 Н	6	47	8	2-10	60-260	30-36
БИТ 220,7 ВТ 613 НР	6	40	8	2-10	60-260	30-36
БИТ 220,7 ВТ 613 ТН	6	52	8	2-10	60-200	32-38
БИТ 220,7 ВТ 613 УН	6	47	8	2-10	60-260	30-36
БИТ 220,7 ВТ 613 УНР	6	40	8	2-10	60-260	30-36
БИТ 220,7 ВТ 616 УН	6	33	8	2-10	60-400	30-36
БИТ 295,3 ВТ 419 Р	4	35	6	2-10	80-440	55-65
БИТ 295,3 ВТ 619	4	44	8	3-15	80-450	55-65
БИТ 311,2 ВТ 419 НР	4	36	6	2-10	80-440	55-65

Таблица 9

Параметры долот производства ООО НПП «Буринтех»

Номенклатура долот	Перепад давления, атм	Резцы, Диаметр, мм х кол- во	Расход жидкости, л/с	Промывоч- ные отвер- стия, кол-во х диаметр,
БИТ 95В608	2...6	8х33	4...10	3х11
БИТ 123,8 ВТ 610 Н	1...3	10х26	8...12	2х11
БИТ 139,7 В 613ОНВ	7...16	13,5х25	10...15	3х11
БИТ 146 ВТ 613 Н	1...4	13,5х17	12...16	4х11
БИТ 214,3 В 416 НР	28...40	16х19	30...36	2х16
БИТ 214,3 В 513 НР	40...60	13,5х33	30...36	5х13
БИТ 214,3 ВТ 613 ЕАНР	15...22	13,5х31	30...36	4х11
БИТ 215,9 В 913 Н	3...5	13,5х58	3...5	3х11
БИТ 219,1 ВТ 613 УСВ	6,8...10,6	13,5х41	32...40	8х12,7
БИТ 244,1 ВТ 713 УСМ	7...11	13,5х45	34...42	10х12,7

Нагрузку на колонковую бурильную головку ориентировочно можно определить по формуле

$$P_d = \alpha_z k_p p_{\text{ш}} F_k, \quad (11)$$

где k_p – коэффициент, учитывающий характер разрушения породы на забое и прочность рабочих инструментов, $k_p=0,5\div0,8$ при бурении алмазными бурильными головками; $k_p=0,6\div0,9$ – твердосплавными бурильными головками; $k_p=0,9\div1,0$ – шарошечными бурильными головками; $P_{\text{ш}}$ – твердость горной породы по штампу, МПа; F_k – площадь контакта зубьев долота с породой, м^2 .

Для практических расчетов площадь контакта (в мм^2) алмазных бурильных головок с забоем можно найти по формуле

$$S_k = 0,03 d_c K_t, \quad (12)$$

где 0,03 – коэффициент, характеризующий степень внедрения алмазов при хрупком разрушении породы; K_t – число алмазов на торцевой поверхности бурильной головки; d_c – средний диаметр алмазов, мм. S_k определяется расчетным путем, исходя из известных размеров резцов с учетом затупления в процессе бурения.

При бурении алмазными бурильными головками рекомендуются следующие значения удельной осевой нагрузки $P_{\text{уд}}$ (таблица 10).

Таблица 10

Рекомендуемая удельная осевая нагрузка

Диаметр бурильной головки	Рекомендуемая удельная осевая нагрузка, кН/см	
141,3/52	0,11	0,35
157,1/67	0,10	0,38
188,9/80	0,11	0,42
214,3/80	0,12	0,42

Оптимальное значение P_d выбирается в процессе рейса путем постепенного повышения от минимального значения так же, как и при бурении алмазным долотом. Рекомендуемые значения P_d на бурильные головки лопастные и с резцами PDC приведены в таблице 11.

Таблица 11

Рекомендуемые значения нагрузки на различные бурильные головки

Диаметр, мм	187,3	212,7
P_d , кН	80÷150/60÷100	100÷160/80÷120
Примечание: В числителе - для лопастных бурильных головок, в знаменателе – для бурильных головок с резцами PDC		

Осевые нагрузки на бурильные головки в зависимости от вооружения и характеристик породы приведены в таблице 12.

Таблица 12

Рекомендуемые нагрузки на бурильные головки, кН

Диаметр бурильной головки, мм	Вооружение	породы			
		очень твердые	твердые малоабразивные	плотные абразивные	трещиноватые
95,5	шарошечное	40-45	35-40	30-35	25-30
	твердосплавное		25-30	15-27	18-20
	алмазное	20-30	18-20	15-28	11-12
116,5	шарошечное	55-60	45-50	45-50	40-45
	твердосплавное	-	35-40	30-40	25-30
	алмазное	45-55	30-35	25-35	18-24
138; 142,5	шарошечное	75-80	65-70	60-65	50-60
	твердосплавное	-	50-60	45-55	35-40
	алмазное	60-65	45-55	40-50	27-35
148; 158	шарошечное	95-100	85-95	75-85	65-75
	твердосплавное	-	60-70	55-65	40-45
	алмазное	75-85	55-60	44-52	35-40
186	шарошечное	130-140	110-120	95-110	80-95
	твердосплавное	-	80-100	80-95	60-65
	алмазное	100-120	80-90	80-85	55-60
203	шарошечное	150-160	140-150	130-140	100-120
	твердосплавное	-	120-140	110-120	70-80
	алмазное	120-140	100-120	90-105	60-70

Частоту вращения находят в соответствии с методикой, предложенной В.С. Владиславлевым, исходя из постоянства мощности привода ротора по формуле

$$N = K P_{\max. \text{уд}} D_d n_{\min}, \quad (13)$$

где K – коэффициент, $P_{\max. \text{уд}}$ – максимальная рекомендуемая удельная нагрузка 1 см диаметра долота, МН/см (рисунок 1)

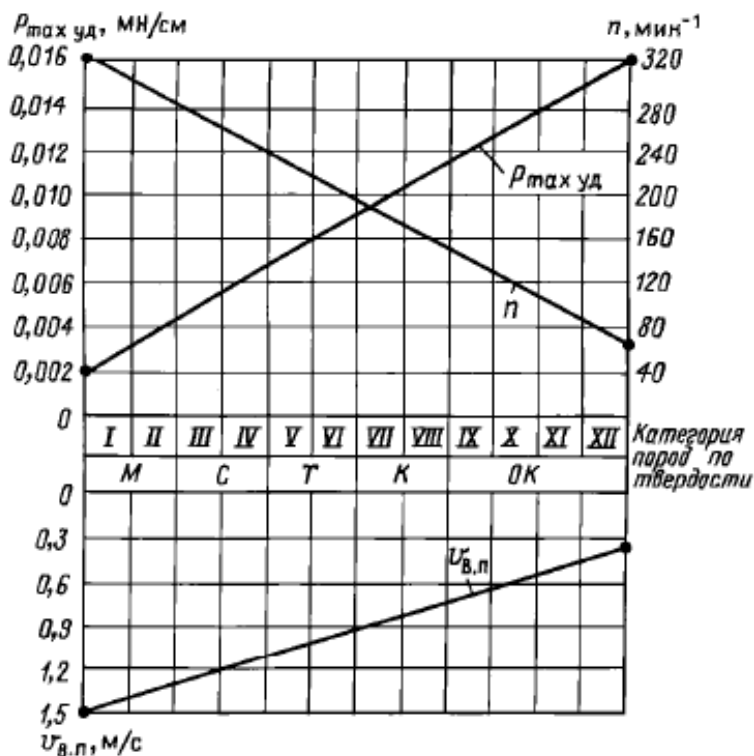


Рисунок 1 - Графики определения режимов роторного бурения

D_d – диаметр долота;

n_{\min} – минимальная частота стола ротора, берется по его характеристике для конкретной буровой установки.

Коэффициент K можно найти по формуле

$$K = \frac{N}{(P_i D_d n_i)} \quad (14)$$

где P_i – текущее значение нагрузки 1 см диаметра для конкретного типа долота; n_i – текущее значение частоты вращения стола ротора.

Подставив значение K в формулу 5 и решив уравнение относительно n_i получим формулу для расчета текущего значения частоты вращения стола ротора

$$n_i = \frac{P_{\max. \text{уд}} D_d}{P_i} n_{\min}, \quad (15)$$

Далее необходимо принять ближайшее значение частоты вращения, исходя из характеристики ротора, входящего в комплект принятой буровой установки.

Частоту вращения, кроме того, можно найти в зависимости от категории твердости горной породы или типа долота, исходя из того, что для пород I и II категорий (долота типа М) рекомендуемая частота вращения составляет 200-300 мин⁻¹, а для пород XI-XII категорий (долота типа ОК) – 50-70 мин⁻¹, n_{\min} вращателя ротора – 100 об/мин.

Расход промывочной жидкости определяется исходя из скорости восходящего потока $v_{в.п.}$, которая для мягких пород составляет 1,5 м/с, а для крепких пород – 0,4 м/с. Для остальных пород скорость восходящего потока определяется линейной интерполяцией или по формуле

$$Q = \eta_1 \frac{\pi}{4} (D_{скв}^2 - d_{бт}^2) v_{вп}, \quad (16)$$

где Q – расход промывочной жидкости, м³/с; η_1 – коэффициент, учитывающий увеличение диаметра скважины, для очень мягких пород $\eta_1 = 1,3$, для крепких пород $\eta_1 = 1,05$; $D_{скв}$ – диаметр скважины; $d_{бт}$ – диаметр бурильных труб, м; $v_{вп}$ – скорость восходящего потока, м/с, для мягких пород $v_{вп} = 1,5$ м/с, для очень крепких пород $v_{вп} = 0,4$ м/с;

Для удобства проектирования режимов бурения можно использовать графики, приведенные на рисунке 1 и в таблицах 4, 5, 8.

При бурении осевая нагрузка на долото создается частью веса УБТ. Важно использовать УБТ такой длины (l_y , м), чтобы при передаче на долото достаточной P_d нейтральное сечение находилось в интервале их установки.

При выборе диаметра УБТ необходимо руководствоваться рациональными соотношениями диаметров долота, УБТ и бурильных труб, обеспечивающими минимум гидросопротивлений (таблица 13).

Таблица 13

Рациональные диаметры долота, УБТ и бурильных труб, мм.

Долото	УБТ	Бурильная труба
140	95;108	89
145, 151	108, 120	89,102
162, 172	108, 120,133	114
190	149	127
214	178	127
243	178	140,168
269	203	140,168
295	203	140,168
320	203,254	140,168
346	203,273	140,168
≥370	203,299	140,168

Пример 1. Разделить разрез на пачки пород, сходных приблизительно по твердости и абразивности для выбранных пачек (рисунок 2). Выбрать для выбранных пачек буровые долота, определить нагрузку на долото, частоту вращения и необходимый расход жидкости долота для бурения данного геологического разреза.

Номер слоя	Система, отдел, свита	Описание пород и их характеристика	Литологический разрез	Категория по твердости Т	Категория по абразивности А	Интервал, м		Всего	Примечание
						от	до		
1	Московско-Подольский горизонт	Известняки с прослоями глин		5	1	0	280	280	Поглощение
2	Каширский горизонт	Глины с прослоями песка		2	2	280	580	300	
3	Вертинский горизонт	Пески с прослоями глин		1	3	580	830	250	Образование сальников
4	Верхнебашкирский подъярус	Пески с прослоями глин и гравием		1	3	830	1120	290	Обвалы
5	Нижнебашкирский подъярус	Известняки плотные, в нижней части трещиноватые		6	2	1120	1270	150	
6	Охотско-Серпуховский подъярус	Известняки плотные, в верхней части рыхлые		6	2	1270	1550	280	Прихват
7	Тульский ярус	Глины с прослоями песка		2	2	1550	2150	600	
8	Бобринский горизонт	Глины с прослоями песка и гравием		2	2	2150	2730	580	
9	Тульский ярус	Известняки плотные		6	2	2730	3030	300	
10	Нижне-Раменский подъярус	Доломиты окремненные с прослоями известняка		7	2	3030	3280	250	Нефтяные проявления $p_{\text{н}} = 15 \text{ МПа}$
11	Нижнебовинская свита	Песчаники с прослоями глин		7-8	3	3280	3460	180	

Рисунок 2 – Геологические и физико-механические сведения по проектной скважине

Решение. В нашем случае, разделим весь геологический разрез на пять пачек пород (таблица 14):

Таблица 14

Номер пачки	I	II	III	IV	V
Интервал, м	0-280	280-1120	1120-1550	1550-2730	2730-3460

Подставляя данные из таблицы данных геологического разреза, используя формулы для определения средневзвешенных категорий твердости и абразивности, определяем категории твердости и абразивности в пределах выделенных пачек.

I пачка состоит из одного пласта: $\bar{T}=5$; $\bar{A}=1$.

II пачка состоит из трех пластов:

$$\bar{T} = \frac{300 \cdot 2 + 250 \cdot 1 + 290 \cdot 1}{840} = 1,36; \bar{A} = \frac{300 \cdot 2 + 250 \cdot 3 + 290 \cdot 3}{840} = 2,64.$$

III пачка состоит из двух пластов:

$$\bar{T} = \frac{150 \cdot 6 + 280 \cdot 6}{430} = 6; \bar{A} = \frac{150 \cdot 2 + 280 \cdot 2}{430} = 2.$$

IV пачка состоит из двух пластов: $\bar{T}=2$; $\bar{A}=2$.

V пачка состоит из трех пластов:

$$\bar{T} = \frac{300 \cdot 6 + 250 \cdot 7 + 180 \cdot 7,5}{730} = 6,7; \bar{A} = \frac{300 \cdot 2 + 250 \cdot 2 + 180 \cdot 3}{730} = 2,25.$$

Результаты расчетов заносим в таблицу 15.

Таблица 15

Результаты расчетов

Номер пачки	Интервал, м		Средневзвешенная категория	
	от	до	твердости \bar{T}	абразивности \bar{A}
I	0	280	5	1
II	280	1120	1,36	2,64
III	1120	1550	6	2
IV	1550	2730	2	2
V	2730	3460	6,7	2,25

Исходя из рассчитанных \bar{T} и \bar{A} и используя классификационную таблицу парных соответствий категорий твердости и абразивности пород, произведем выбор долот для каждой пачки.

Так, для пачки I расчетная точка близко расположена к эталонной, соответствующей долоту типа СТ. Таким образом, для бурения пачки пород с заданными значениями классификационных характеристик рациональным является долото типа СТ. Для пачки II – долото типа М, для пачки III – Т, для пачки IV – М, и наконец, для V пачки – долото типа Т.

После выбора и проектирования конструкции скважины следует подобрать типоразмер долота, данные заносим в таблицу 16.

Таблица 16

Номер пачки	Тип долота	Диаметр бурильных труб
I	Ш490 С-ЦВ	140
II	Ш244,5 МСЗ-ГНУ	140
III	БИТ 244,5 В613 УСМ.08	140
IV	Ш244,5 МСЗ-ГНУ	140
V	БИТ146,4 ВТ613 УСВ	89

Для определения осевой нагрузки, долота шарошечные выбираем из таблиц 3-5.

Таблица 17

Классификация горных пород (по Л.А. Шрейнеру)

Группа (породы)	Категория	$P_{ш}$, МПа	σ_t , МПа
I (мягкие)	1	≤ 100	≤ 40
	2	100-250	40-110
	3	250-500	110-250
	4	500-1000	250-550
II (средней твердости)	5	1000-1500	550-850
	6	1500-2000	850-1200
	7	2000-3000	1200-1900
	8	3000-4000	1900-2500
III (твердые)	9	4000-5000	2500-3500
	10	5000-6000	3500-4200
	11	6000-7000	4200-5100
	12	≥ 7000	≥ 5100

Исходные данные для расчета P_d из таблицы 17. Выбираем среднее значение $\alpha_3=1$. Все эти данные внесем в таблицу 18.

I пачка. $P_d = 0,5 \cdot 49,0 = 0,25$ МН; (по формуле 5);

$$n = \frac{0,007 \cdot 49}{0,25} 100 = 137,2 \text{ об/мин; (по формуле 15);}$$

Для определения расхода жидкости по формуле 10 $\eta_1 = 1,1$ для пород средней твердости; скорость восходящего потока $v_{вп} = 1$ м/с; тогда расход $Q = 1,1 \cdot 0,785 (0,49^2 - 0,14^2) \cdot 1 = 0,204 \text{ м}^3/\text{с} \approx 200 \text{ дм}^3/\text{с}$.

Это решение для долота Ш490 С-ЦВ.

II пачка.

$$P_d = 0,4 \cdot 24,45 = 0,098 \text{ МН;}$$

$$n = \frac{0,003 \cdot 24,45}{0,098} 100 = 80,8 \text{ об/мин;}$$

Для определения расхода жидкости по формуле 10 $\eta_1 = 1,25$ для пород мягко средней твердости; скорость восходящего потока $v_{вп} = 1,4$ м/с; тогда расход

$$Q = 1,25 \cdot 0,785 (0,2445^2 - 0,14^2) \cdot 1,4 = 0,055 \text{ м}^3/\text{с} \approx 55 \text{ дм}^3/\text{с}.$$

III пачка.

$$P_d = 0,4 \cdot 24,45 + 0,167 \cdot 0,7 \cdot 10^6 \cdot 0,785 \cdot (244,5 \cdot 10^{-3})^2 = 0,15 \text{ МН;}$$

$$n = \frac{0,007 \cdot 24,45}{0,15} 70 = 79,87 \text{ об/мин;}$$

Для определения расхода жидкости по формуле 10 $\eta_1 = 1,15$ для пород твердых; скорость восходящего потока $v_{вп} = 1,0$ м/с; тогда расход $Q = 1,15 \cdot 0,785 (0,2445^2 - 0,14^2) \cdot 1,0 = 0,036 \text{ м}^3/\text{с} \approx 36 \text{ дм}^3/\text{с}$.

IV пачка.

$$P_d = 0,4 \cdot 24,45 = 0,098 \text{ МН;}$$

$$n = \frac{0,003 \cdot 24,45}{0,098} 100 = 80,8 \text{ об/мин;}$$

Для определения расхода жидкости по формуле 10 $\eta_1 = 1,25$ для пород мягко средней твердости; скорость восходящего потока $v_{вп} = 1,4$ м/с; тогда расход

$$Q = 1,25 \cdot 0,785 (0,2445^2 - 0,14^2) \cdot 1,4 = 0,055 \text{ м}^3/\text{с} \approx 55 \text{ дм}^3/\text{с}.$$

Впачка.

$$P_d = 0,4 \cdot 14,6 + 0,167 \cdot 0,3 \cdot 10^6 \cdot 0,785 \cdot (146 \cdot 10^{-3})^2 = 0,07 \text{ МН};$$

$$n = \frac{0,007 \cdot 14,6}{0,07} 70 = 76,65 \text{ об/мин};$$

Для определения расхода жидкости по формуле 10 $\eta_1 = 1,15$ для пород твердых; скорость восходящего потока $v_{вп} = 1,0$ м/с; тогда расход

$$Q = 1,15 \cdot 0,785 (0,152^2 - 0,089^2) \cdot 1,0 = 0,017 \text{ м}^3/\text{с} \approx 17 \text{ дм}^3/\text{с}.$$

Все данные сведем в итоговую таблицу 18.

Таблица 18

Результаты расчетов

N пачки	Тип долота	P _д , МН	P _{уд} , кН/мм	P _{мах·уд} , кН/см	n, мин ⁻¹	d _{бт} , м	Q, дм ³ /с
1	Ш490 С-ЦВ	0,25	0,5	0,007	137,2	0,14	200
2	Ш244,5 МСЗ-ГНУ	0,098	0,4	0,003	80,8	0,14	55
3	БИТ 244,5 В613 УСМ.08	0,15	0,4	0,007	79,87	0,14	55
4	Ш244,5 МСЗ-ГНУ	0,098	0,4	0,003	80,8	0,14	55
5	БИТ146ВТ613 ОНВ	0,07	0,4	0,007	76,65	0,089	17

Задача 2.

Задание:

- 1 Определить категорию пород по промысловой квалификации;
- 2 Разделить геологический разрез на пачки одинаковой буримости;
- 3 Определить для пачек среднюю твердость и абразивность;
- 4 Подобрать для выбранных пачек буровые долота;
- 5 Определить нагрузку на долото, частоту вращения и необходимый расход жидкости долота для бурения данного геологического разреза.

Варианты для выполнения задачи 2 приведены в таблицах 19-28.

Диагностические сведения по определению классификационных характеристик горных пород на основании их геолого-геофизической оценки приведены в таблице 29.

Таблица 19

Вариант 1. Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины Вать-Еганского месторождения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Категория твёрдости	Категория абразивности	Категория породы по промысловой классификации, (мягкая, средняя и т. д.)	Коэффициент Пуас- сона	Модуль Юнга, Е*10 ⁻⁵ кгс/см ²
	от	до											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q	0	40	Пески	1900	--	--	20	--				--	--
			Глины	1800	--	--	80	--				--	--
			Супеси	2000	--	--	40	--				--	--
			Суглинки	2000	--	--	60	--				--	--
P3tr	40	80	Глины	1800	--	--	85	1,2				--	--
P3nm	80	200	Глины	1800	--	--	85	--				--	--
			Пески	1900	--	--	10	--				--	--
			Алевриты	1900	--	-	10	--				--	--
P 3atl	200	225	Пески	1900	--	--	10	--				--	--
			Алевриты	2000	--	--	10	--				--	--
P 3-2tv	225	420	Глины	1900	--	--	90	--				--	--
			Пески	1900	--	--	10	--				--	--
P 2ll	420	710	Глины	1900	--	--	90	--				0,3	--
			Опоки	1500	--	--	50	--				--	--
P 1tl	710	795	Глины	1900	--	--	90	1,2				--	--
			Алевриты	2100	--	--	18	--				--	--
K2gn	795	940	Глины	2000	--	--	80	5,8				--	--
			Алевриты	2400	--	--	18	3,5				--	--

Окончание таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
K2bz	940	1080	Опоки	2000	--	--	15	1,2				0,31	--
			Глины	2000	--	--	80	1,3				--	--
K2kz	1080	1110	Глины	2000	--	--	90	2,3				--	--
K ₂₋₁ pkр	1110	1880	Песчаники	2500	16-42	600	5	1,2				--	--
			Пески	1900	38	1500	9	--				--	--
			Алевролиты	2400	--	--	18	1,3				--	--
			Глины	2300	--	--	85	1,3				--	--
K ₁ alm	1880	1960	Песчаники	2400	24	244	8	1,2				--	3-7
			Глины	2300	--	--	80	1,3				--	--
K1vnd	1960	2500	Песчаники	2600	24	94	5	2,3				0,3	3-7
			Алевролиты	2600	--	--	15	1,2				--	3-7
			Аргиллиты	2420	--	--	80	1,3				--	4,5-5

Таблица 20

Вариант 2. Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины Приобского месторождения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Категория твердости	Категория абразив- ности	Категория породы по промышленной классификации	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга· 10 ⁻⁵ кгс/см ²
	от	до											
Q	0	40	Глина	1900	-	-	-	-				-	-
P ₃ trt	40	90	Глина	1800	-	-	-	-				-	-
P ₃ nm	90	195	Песчаник	1800	-	-	10	-				-	-
P ₃ at	195	255	Песчаник	1900	-	-	10	-				-	-
			Глина	1900	-	-	10	-				-	-
P ₃ tv	255	470	Глина	1900	-	-	90	-				-	-
			Глина	1900	-	-	10	-				-	-
P ₂ llv	470	690	Глина	2000	-	-	90	-				0,3	-
			Глина	2000	-	-	50	-				-	-
P ₁ tl	690	820	Глина	1900	-	-	90	1,2				0,28	-
			Алевролит	2100	-	-	15	1,2				0,35	3-7
K ₂ gh	820	990	Глина	2000	-	-	80	5,8				-	-
			Глина	2100	-	-	18	3,5				0,31	-
K ₂ bz	990	1100	Алевролит	2000	-	-	15	1,2				0,35	3-7
			Глина	2000	-	-	80	1,3				-	-
K ₂ kz	1100	1130	Глина	2000	-	-	90	2,3				-	-

Окончание таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
K ₁ pkр	1130	1550	Песчаник	2500	-	-	5	1,2				0,3	-
			Глина	2300	-	-	85	1,3				-	-
			Глина	2300	-	-	85	1,3				-	-
K ₁ mg	1550	1740	Песчаник	2500	23,8	38,1	5	1,1				-	3-7
			Глина	2500	-	-	85	1,3				-	-
			Алевролит	2600	-	-	15	1,2				0,35	3-7
K ₁ alm	1740	2015	Песчаник	2600	20,5	31,8	7,7	2,3				0,35	3-7
			Глина	2500	-	-	85	1,3				-	-
			Аргиллит	2500	-	-	80	1,3				-	4,5-5
K ₁ alm	2015	2080	Песчаник	2600	-	-	5	1,2				0,35	3-7
			Алевролит	2600	-	-	15	1,2				-	3-7
K ₁ alm	2080	2700	Глина	2500	-	-	85	1,3				-	-
			Песчаник	2600	-	-	5	1,2				0,35	3-7
			Алевролит	2600	-	-	15	1,2				-	3-7
			Аргиллит	2500	-	-	80	1,3				-	-

Таблица 21

Вариант 3. Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины Ватинского месторождения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, Дарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести, кгс/мм ²	Категория твёрдости	Коэффициент пластичности	Категория абразивности	Категория пород по промысловой клас- сификации
	от	до											
Q – P _{1/3}	0	300	Пески	1900	35	0,6	7	1-2	12		1,1-4,5		
			глины	1800	6	0,001	90	1-2	15		1,1-4,5		
			алевролиты	1800	10	0,001	13	4	21-164		1,6-4,3		
P _{1,3} – K ₂	300	950	Глины	1800	5	0,001	90	1-2	15		1,1-4,5		
			опоки	1500	4	0,01	50	-	25		6		
K ₂ – K ₁	950	1680	Пески	1900	35	0,5	7	1-2	12		1,1-4,5		
			песчаники	2100	30	0,3	5	1-2	9-213		1,1-4,5		
			глины	1900	5	0,001	90	1-2	15		1,1-4,5		
			алевролиты	2000	12	0,05	13	4	21-164		1,6-4,3		
K ₁	1680	2240	Аргиллиты	2600	4	0,01	100	1-3	36-182		1,8-4,2		
			песчаники	2200	23	0,3	5	1-2	9-213		1,1-4,5		
			алевролиты	2000	10	0,03	13	3-5	21-164		1,6-4,3		
K ₁ (БВ ₁₋₁₀)	2240	2250	Песчаники	2170	20	0,1	10,5	5	111		2,8		

Таблица 22

Вариант 4. Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины Федоровского месторождения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, 10 ⁻¹² м ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Категория твердости	Категория абразивности	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.д.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, Па
	от	до											
Q	0	50	Суглинки	1930	-	-	16	-				-	-
P _{2/3}	50	80	Глины, алевроиты, пески	1970	-	-	50	-				-	-
P _{2/3}	80	200	Глины, пески, алевроиты	1965	-	-	60	-				-	-
P _{1/3}	200	295	Глины, пески	1967	-	-	50	-				-	-
P _{1/3} -P _{2/3}	295	390	Глины, пески	2012	-	-	60	-				-	-
			Алевроиты, пески	2120	-	-	25	-				-	-
P _{2/2}	390	555	Глины, алевролиты	1980	-	-	55	-				-	-
P ₁	555	705	Глины, алевролиты	1980	-	-	55	-				-	-
K ₂	705	810	Глины, алевроиты	1980	-	-	55	-				-	-
K ₂	810	945	Глины, пески	1980	-	-	50	-				-	-
			Опоки, алевролиты	2023	-	-	35	-				-	-
K ₂	945	970	Глины алевролитистые	2130	29	-	50	5				-	-
K ₂ -K ₁	970	1710	Песчаники	2250	32	365	8	6				-	4
K ₁	1710	1885	Аргиллиты, глины	2310	25	-	55	5				-	5
			Песчаники	2120	23	370	8	5				-	6
K ₁	1885	2300	Песчаники	2140	15	410	8	4				-	5
			Аргиллиты, глины	2460	15	410	55	5				0,34	6
K ₁	2300	2483	Песчаники	2460	17	430	8	4				0,3	6
			Аргиллиты, глины	2480	17	-	60	4				0,32	6

Вариант 5. Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины Конитлорского месторождения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Краткое название горной по- роды	Плотность, кг/м ³	Пористость %	Проницаемость, 10 ⁻¹² м ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Категория твердости	Категория абразивности	Категория по- роды по промысловой классификации (мягкая, сред- няя и т.д.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, Па
	от	до											
1	2	3	4	5	6	7	8	9				13	14
Q	0	30	Песчаники	1900	55	853	20-25					0,2	2
P ₃ tt	30	70	Алевриты	2500	50	602	20-25					0,2	2
			Песчаники	1900	55	853	20-25					0,2	2
P ₃ nm	70	130	Глины	1900			55					0,2	4
P ₃ atl	130	180	Песчаники	1900	43	616	30	10				0,25	10
P ₃ tvd	180	360	Глины	2000	4		90					0,25	12
			Алевролиты	2300	36	582	40					0,25	11
P ₃ llv	360	560	Глины	2000	2		65	2				0,25	10
P ₃ tl	560	692	Глины	2000	3		50	1				0,25	12
K ₂ gn	692	796	Глины	2000	4		45	5				0,3	15
K ₂ br	796	878	Глины	2000	3		40-50	10-12				0,3	14
			Опоки	2000		352	30					0,3	13
K ₂ kz	878	903	Глины	2100	2		55	2-3				0,3	15
K ₂ pkр	903	1777	Песчаники	2400	20	525	25					0,3	15
			Алевролиты	2600			15					0,3	15
			Глины	2100	2		45	2-3				0,3	15

Окончание таблицы 23

1	2	3	4	5	6	7	8	9				13	14
K ₂ alm	1777	1918	Аргиллиты	2500			65					0,3	15
			Песчаники	2050	26	210	6-7	2-3				0,3	15
K ₁ sp	1918	2070	Аргиллиты	2500	19							0,3	15
			Песчаники	2500	20	315	30	2-3				0,3	15
K ₂ ub	2070	2290	Алевролиты	2600	22		9-11					0,3	15
			Песчаники	2080	25	553	5-7	2-3				0,3	15
			Аргиллиты	2500	21		9-11					0,3	15
K ₁ sr	2290	2620	Аргиллиты	2500	21		9-11					0,3	15
			Песчаники	2500	23,9	191	7	2-3				0,4	18
			Алевролиты	2600	22		9-11					0,3	18

Таблица 24

Вариант 6. Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины Колтогорского месторождения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по Верти кали, м		Краткое название горной породы	Минеральная плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мДарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Категория твердости	Категория абразивности	Категория породы по промысловой классификации	Коэффициент пластичности	Модуль Юнга E*10- 4, МПа
	От(вверх)	До(низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q	0	40	Пески Супеси глины	2,40 2,25 2,20			30,0						0,05-0,06 0,20 0,10-0,20
P3 (tur)	40	80	Пески глины	2,40 2,20			30,0						0,05-0,06 0,10-0,20
P32 (nm)	80	160	Глины Пески Опоки	2,40 2,40 2,60	≤40,0	≤450	95,0	1,2				∞	0,04-0,14 0,05-0,06
P31 (atl)	160	260	Глины Пески	2,40 2,40	≤40,0	≤450,0	95,0	1,2				∞	0,04-0,14 0,05-0,06
P31-3 (tvd)	260	410	Глины Пески	2,40 2,40	≤40,0	≤450,0	95,0	1,2				∞	0,04-0,14 0,05-0,06
P22 (llv)	410	550	Глины алевролиты	2,40 2,69	≤25,0 10,0	≤100,0 9,0	95,0 18,0	1,2 1,3				∞ 1,6-4,3	0,04-0,14 0,15-1,10
P1 (tl)	550	620	Глины алевролиты	2,40 2,69	≤25,0 10,0	≤100,0 9,0	95,0 18,0	1,2 1,3				∞ 1,6-4,3	0,04-0,14 0,15-1,10
K2 km (sl)	620	750	Глины Алевролиты Опоки	2,40 2,69 2,60	≤25,0 10,0	≤100,0 9,0	95,0 18,0	1,2 1,3				∞ 1,6-4,3	0,04-0,14 0,15-1,10

Окончание таблицы 24

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
K2k (ip)	750	930	Глины	2,40	≤25,0	≤200,0	95,0	1,2				∞	0,04-0,14
K2t (kz)	930	950	Глины	2,40	≤25,0	≤200,0	95,0	1,3				∞	0,04-0,14
K2 s – K1 a-al (pkr)	950	1670	Глины Пес- чаники Алевролиты Пески	2,40 2,60 2,69 2,50	≤31,5 13,5 ≤38,0	≤1000,0 9,1 ≤1450,0	95,0 5,0 18,0 7,0	1,2 1,3				∞ 1,1-4,5 1,6-4,3	0,04-0,14 0,09-2,87 0,15-1,10 0,05-0,06
K1 ap (alm)	1670	1730	Глины Алевролиты Песчаники	2,67 2,69 2,60	22,0	12,0	80,0 16,0 5,0	1,2 1,3				1,8-4,2 1,6-4,3 1,1-4,5	0,23-3,06 0,15-1,10 0,09-2,87
K1 v-br (vrt)	1730	2300	Аргиллиты Алевролиты	2,67 2,69	≤23,5	≤282,7	80,0 16,0	1,2 1,3				1,8-4,2 1,6-4,3	0,23-3,06 0,15-1,10
K1 v (tr)	2300	2560	Песчаники Аргиллиты Алевролиты	2,60 2,67 2,69	21,5	101,0- 160,0	5,0 80,0 15,0	1,2 2,1 2,3				1,1-4,5 1,8-4,2 1,6-4,3	0,09-2,87 0,23-3,06 0,15-1,10
K1b-v (klm)	2560	2760	Аргиллиты	2,67		145,9	80,0	2,1				1,8-4,2	0,23-3,06
tt (bg)	2760	2810	Песчаники Аргиллиты Алевролиты	2,60 2,67 2,69	20,5	11,85- 145,9	5,0 80,0 15,0	1,2 2,1 2,3				1,1-4,5 1,8-4,2 1,6-4,3	0,09-2,87 0,23-3,06 0,15-1,10
km (gr)	2810	2820	Аргиллиты Песчаники	2,67 2,40			80,0 90,0	1,2 2,3				1,8-4,2 ∞	0,23-3,06 0,04-0,14
k-o (vs)	2820	2890	Песчаники Аргиллиты Алевролиты	2,60 2,67 2,69	14,5	4,0- 11,6	5,0 80,0 16,0	1,2 2,3				1,1-4,5 1,8-4,2 1,6-4,3	0,09-2,87 0,23-3,06 0,15-1,10
J3	2890	3050	Песчаники Аргиллиты	2,60 2,69	8,5	1,1-4,2	5,0 80,0	1,2 2,3				1,1-4,5 1,8-4,2	0,09-2,87 0,23-3,06

Таблица 25

Вариант 7. Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины Самотлорского месторождения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Глинистость, %	Пористость, %	Категория абразивности	Категория породы по промысловой классификации
	от (верх)	до (низ)						
Q	0	125	Глины серые, пески желтовато-серые	2160	6÷16	28		
P2/3	125	140	Глины серые с прослоями бурых углей, пески серые	2160	6÷16	28		
P2/3	140	240	Глины зеленовато-серые с прослоями песка и алевролита	2100	6÷16	27		
P1/3	240	350	Глины диатомовые, алевролитистые с прослоями опок	2100	6÷16	25		
P1/3	350	390	Глины серые, песчанистые	2100	6÷16	25		
P2/2	390	560	Глины алевроитистые, опоковидные	2100	6÷16	24		
P1	560	655	Глины серые с прослоями алевролитов и глинистых известняков	2160	6÷16	22		
K2	655	790	Глины серые, известковистые с линзами песков	2160	6÷16	22		
K2	790	900	Глины зеленовато-серые, с прослоями опок	2100	6÷16	21		
K2	900	935	Глины зеленовато-серые	2100	6÷16	20		
K2+K1	935	1690	Чередование песков, глин, песчаников, алевролитов, глинистых известняков	2300	6÷16	19		
K1	1690	1765	Глины аргилитоподобные, иногда слабобитуминозные, глиноподобные алевролиты. Аргиллиты серые плотные, песчаники, рыхлые, алевролиты серые	3100	до 20	17		
K1	1765	1800	Аргиллиты серые слюдистые, песчаники темно-серые, алевролиты серые, крепкие, алевролиты серые	3100	до 20	17		

Таблица 26

Вариант 8. Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины
Западно-Каюмовского месторождения

Интервал, м		Краткое название горной породы	Твердость, МПа	Категория абразивности, К _а	Категория твердости, К _т	Категория породы по про- мысловой классификации
от (верх)	до (низ)					
0	30	Пески, супеси, суглинки	24-182			
30	75	Глины, пески	24-182			
75	120	Глины, пески	24-182			
120	160	Глины, пески	24-182			
160	260	Глины, пески	24-182			
260	380	Опоки, глины	24-182			
380	500	Алевриты, глины, песчаники	24-182			
500	560	Алевролиты, глины, песчаники	24-182			
560	760	Глины, алевролиты, песчаники, опоки	14-234			
760	800	Глины, алевролиты	14-234			
800	1025	Песчаники, алевролиты, глины, извест- няки	14-234			
1025	1220	Песчаники, алевролиты, глины, извест- няки	14-234			
1220	1415	Песчаники, алевролиты, глины, извест- няки	14-234			
1415	1465	Глины	14-234			
1465	1765	Аргиллиты, песчаники, алевролиты, известняки	14-296			
1765	1890	Аргиллиты, песчаники, алевролиты, известняки	14-296			
1890	1900	Аргиллиты, алевролиты, известняки	14-296			
1900	1950	Аргиллиты, песчаники, алевролиты, известняки	14-296			
1950	2100	Карбонаты, сланцы	93-296			

Таблица 27

Вариант 9. Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины Вуемского месторождения

Интервал		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, дарси	Глинистость, %	Карбонатность %	Предел текучести, МПа	Категория твердости	Коэффициент пластичности	Категория абразивности	Категория породы по промысловой классификации
от (верх)	до (низ)											
0	60	Пески, супеси	1500 1500	30-35 30-35	1,5 1,5	5 10	0 0	1,2 -		1,1-4,5 -		
60	120	Алевриты, глины	1900 2000	25-30 25-30	0,001 0	55 95	0 0	1,2 1,5		- -		
120	190	Пески, угли	2100 1200	25 0	2 0	10 0	0 0	1,5 2,5		- 6		
190	230	Пески	2100	25	2	10	0	10-20		1,1-4,5		
230	470	Глины	2100	20	0	100	0	15-20		2-4		
470	695	-//-	2000	20	0	100	5	15-20		2-4		
695	750	-//-	2000	20	0	100	0	15-20		2-4		
750	825	-//-	2000	15	0	100	2	15-20		2-4		
825	1045	-//-	2100	10	0	100	0	5-18		2-4		
1045	1090	Глины	2000	10	0	100	5	5-18		2,5-4,5		
1090	1370	Алевриты	2200	10	0,0005	17	6	5-18		2,5-4,5		
1370	1640	-//-	2200	0-10	0,03	10	5	5-18		2,5-4,5		
1640	1880	Аргиллиты	2400	5	0	95	7	-		-		
1880	1995	-//-	2200	5	0	95	5	-		-		
1995	2245	-//-	2200	5	0	95	5	-		-		
2245	2885	-//-	2400	5	0	95	7	-		-		
2885	2900	-//-	2400	0	0	95	8	-		-		
2900	2945	Алевриты	2400	5	0	40	15	-		-		
2945	3060	Песчаники	2400	15	0,4	10	60	-		-		

Вариант 10. Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины Лянторского месторождения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали		Краткое название горной породы	Минеральная плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мДарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Категория твердости	Категория абразивности	Категория пород по промысловой классификации	Коэффициент пластично- сти	Модуль Юнга $E \cdot 10^{-4}$, МПа
	От (верх)	До (низ)											
Q	0	40	Супеси	2,10	30	1960	20,0	0,7					0,05-0,06
N	40	70	Супесь	2,13	30	1960	20,0	0,7					0,05-0,06
P ₃ ³	70	90	Глины	2,24	10,0	7	90	1,5				∞	0,04-0,14
P ₃ ²	90	195	Пески	2,2	15,0	100,0	25	1,2				∞	0,04-0,14
P ₃ ¹	195	255	Пески	2,22	15	50	25,0	1,5				∞ 1,6-4,3	0,04-0,14
P ₃ ¹ – P ₂ ³	255	470	Глины	2,27	10	7	90,0	1				∞	0,04-0,14
P ₂	470	690	Глины	2,31	10	1	95,0	1,2				1,1-4,5	0,04-0,14
P ₁	690	820	Глины	2,35	10	0	100	1,5				∞	0,04-0,14
K ₂ /dm	820	990	Глины	2,34	10,0	5	95,0	1,8				∞	0,04-0,14
K ₂ /kmst	990	1100	Глины	2,33	12	7	90,0	2				∞	0,04-0,14
K ₂ /kt	1100	1130	Глины	2,34	14	11	80	2				∞	0,04-0,14
K ₂ /s	1130	1550	Песчаники	2,13	24-33	550	9-19	6-15				1,8-4,2	0,23-3,06
K ₁ /al	1550	1740	Песчаники	2,19	22-32	540	12-23	5-13				1,1-4,5	0,09-2,87
K ₁ /av	1740	2015	Алевриты	2,24	20-30	530	16-29	4-11				1,1-4,5	0,09-2,87
K ₁ /a	2015	2200	Глина	2,34	12	11	80,0	2				1,8-4,2	0,23-3,06
K ₁ /brg	2200	2830	Аргиллиты	2,39	11-15	10	75	2,8				1,8-4,2	0,23-3,06

Диагностическая таблица по определению классификационных характеристик горных пород на основании их геолого-геофизической оценки

Порода	Общая пористость породы, %	Плотность породы, δ_p , $\text{кг/м}^3 \cdot 10^{-3}$	Категория твёрдости, Т	Среднее значение твёрдости $R_{ш}$, МПа	Категория абразивности, А
1	2	3	4	5	6
Известняк	0-3	2,72-2,67	7-6	2130	3
	3-10	2,67-2,55	5	1250	3
	10-20	2,55-2,38	4	750	2,5
	Выше 20	Ниже 2,38	4-3	570	2,5
Известняк д доломитизированный	0-3	0-3	7	2500	3,5
	3-10	3-10	6-5	1500	3
	10-20	10-20	5-4	1000	2,5
	Выше 20	Выше 20	4	750	2
Известняк глиносодержащий	-	-	4-5	1000	2
Известняк кремнистый	0-3	2,70-2,65	8-7	3000	8
	3-10	2,65-2,53	6-5	1500	7
	10-20	2,53-2,36	5-4	1000	6
	Выше 20	Ниже 2,36	4	750	6
Доломит	0-3	2,87-2,81	9-7	3500	3,5
	3-10	2,81-2,68	7-5	2000	3
	10-20	2,68-2,50	5-4	1000	2,5
	Выше 20	Ниже 2,50	4	720	2
Доломит известковистый	0-3	2,83-2,78	8-7	3000	3,5
	3-10	2,78-2,65	6-5	1500	3
	10-20	2,65-2,46	5-4	1000	2,5
	Выше 20	Ниже 2,46	4	750	2
Доломит глиносодержащий	-	2,83	5	1250	2,5
Песчаник с кварцевым цементом	0-3	2,65-2,60	7	2500	11
	3-10	2,60-2,49	6-5	1500	10
	10-20	2,49-2,32	4	750	10
	Выше 20	Ниже 2,32	3	380	9
Песчаник с глинистым цементом	0-3	2,67-2,62	6	1750	9
	3-10	2,62-2,50	5-4	1000	8
	Выше 10	Ниже 2,50	4-3	560	7
Песчаник с карбонатным цементом	0-3	2,67-2,62	7	2500	9
	3-10	2,62-2,50	6-5	1500	8
	10-20	2,50-2,34	4	750	7
	Выше 20	Ниже 2,34	3	380	7
Песчаник с карбо- натно-глинистым цементом	0-3	2,67-2,62	7	2500	9
	3-10	2,62-2,50	6-5	1500	8
	Выше 10	Ниже 2,50	4	750	7

Окончание таблицы 29

1	2	3	4	5	6
Алевролит с кварцевым цементом	0-3	2,37-2,62	7	2500	10
	3-10	2,62-2,50	6-5	1500	9
	10-20	2,50-2,34	4	750	9
	Выше 20	Ниже 2,34	3	380	8
Алевролит с глинистым цементом	0-3	2,65-2,60	6	1750	7
	3-10	2,60-2,50	5-4	1000	6
	Выше 10	Ниже 2,50	4-3	560	5
Алевролит с карбонатным цементом	0-3	2,67-2,62	7	2500	7
	3-10	2,62-2,50	6-5	1500	7
	10-20	2,50-2,34	4	750	6
	Выше 20	Ниже 2,34	3	380	6
Алевролит с карбонатно-глинистым цементом	0-3	2,67-2,62	7	2500	8
	3-10	2,62-2,50	6-5	1500	7
	Выше 10	Ниже 2,50	4	750	6
Глина	-	-	3-2	280	1,5
	-	-	2-1	130	1
Глина алевролитовая	-	-	4-3	560	5
	-	-	3-2	280	4
Глина карбонатная	-	-	4-3	560	2
	-	-	3-2	280	1,5
Аргиллит	-	-	3	380	3
Аргиллит карбонатный	-	-	3-4	560	3
Аргиллит кремнистый	-	-	5	1250	6
Мергель карбонатный	-	-	4	750	2
Мергель глинистый	-	-	4-3	560	2
Мергель алевритистый	-	-	4	750	4
Мел	-	-	1	80	1
Ангидрит	-	-	5-4	1000	2
Гипс	-	-	3	380	1
Соль	-	-	3	380	1
Соль с примесями	-	-	4-3	560	2
Кремень	-	-	9-11	5500	11
Пески	-	-	1	75	5
Рифогенные и трещиноватые породы	-	-	1-6	-	1-4
Породы трещиноватые с открытыми карстовыми каналами	-	-	1-6	-	1-4

1.3 Выбор рациональных типов долот и оценка их работоспособности [4]

Пример 1. Выбрать тип долота при следующих условиях. Данное стратиграфическое подразделение разбуривалось долотами двух типов. Способ бурения всех скважин турбинный. Параметры режима на данной площади практически одинаковые.

Результаты бурения данного стратиграфического подразделения следующие (суммарные по всем скважинам):

а) общее число израсходованных долот 1-го типа $n_1=12$, 2-го типа $n_2=22$;

б) пробурено долотами 1-го типа $H_1=314$ м, 2-го типа $H_2=300$ м;

в) общее время бурения долотами 1-го типа $T_1=116,65$ ч, 2-го типа $T_2=93,75$ ч.

Эти суммарные показатели взяты после проверки совокупности проходок на наличие дефектных данных и исключения их.

Решение. Определяем средние показатели на каждое долото.

1. Проходка на долото:

$$h = \frac{H}{n}, \text{ м};$$

2. Стойкость долота:

$$t = \frac{T}{H} \cdot h, \text{ ч};$$

3. Механическая скорость бурения долотом

$$v_{\text{мех}} = \frac{T}{H} \text{ м/ч};$$

Проходка на долото:

1-го типа

$$h_1 = H_1 / n_1 = 314 / 12 = 256,2 \text{ м};$$

2-го типа

$$h_2 = H_2 / n_2 = 300 / 22 = 13,64 \text{ м}.$$

Стойкость долота:

1-го типа

$$t_1 = (T_1 / H_1) h_1 = (116,65 / 314) 256,2 = 9,73 \text{ ч};$$

2-го типа

$$t_2 = (T_2 / H_2) h_2 = (93,75 / 300) 13,64 = 4,26 \text{ ч}.$$

Механическая скорость бурения долотом

1-го типа

$$v_{\text{мех}1} = H_1 / T_1 = 314 / 116,65 = 2,69 \text{ м/ч};$$

2-го типа

$$v_{\text{мех}2} = H_2 / T_2 = 300 / 93,75 = 3,2 \text{ м/ч}.$$

Пример 2. Дать сравнительную оценку работоспособности двух долот при следующих данных:

а) первое долото прошло $h_1=60$ м за $t_{\delta 1}=10$ ч;

б) второе долото прошло $h_2=40$ м за $t_{\delta 2}=8$ ч.

Решение. Определить механическую скорость проходки долот:

$$v_{\text{мех}1} = h / t_{\delta} ;$$

Определим механическую скорость проходки первого и второго долот:

$$v_{\text{мех}1} = h_1 / t_{\delta 1} = 60 / 10 = 6 \text{ м/ч};$$

$$v_{\text{мех}2} = h_2 / t_{\delta 2} = 40 / 8 = 5 \text{ м/ч}.$$

Следовательно, при прочих равных условиях, работоспособнее первое долото, так как $h_1 > h_2$ и $v_{\text{мех}1} > v_{\text{мех}2}$.

Задание. Вычислить механическую скорость бурения, если время механического бурения равно V (час), а глубина скважины равна L (м).

Таблица 30

Варианты задания

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Глубина скважины L , м	3310	4050	2100	1350	3750	1205	4300	5400	2760	2900
Время механического бурения, час	72,62	86,4	55,4	25,6	78,05	36,8	93,2	84,5	54,4	56,7

1.4 Истечение жидкостей из отверстий долот [2]

Расход промывочной жидкости (подача насоса), необходимый для очистки забоя от шлама, определяется по условию

$$Q = q_{\text{уд}} F_{\text{заб}}, \quad (17)$$

$$F_{\text{заб}} = \pi D_{\text{д}}^2 / 4, \quad (18)$$

где $q_{\text{уд}}$ - удельная подача ($\text{м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$), $F_{\text{заб}}$ - площадь забоя.

Удельная подача, характеризующая интенсивность промывки, выбирается согласно опытным данным. Для долот диаметром 191 мм – удельная подача принимается равной 0,7-0,8 $\text{м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$ и для долот диаметром 269-295 мм – 0,65- 0,7 $\text{м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$.

Задание. Рассчитать необходимый расход бурового раствора для очистки забоя от шлама, если скважина бурится долотом диаметром D , мм, а удельный расход бурового раствора равен $q_{уд}(\text{м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2)$.

Таблица 31

Варианты задания

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Диаметр Долота (D , мм)	127,0	146,0	190,5	212,7	215,9	222,3	393,7	127,0	215,9	146
$q_{уд}(\text{м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2)$	0,32	0,42	0,57	0,46	0,53	0,36	0,66	0,85	0,6	0,7

1.4.1 Расход из отверстий и насадок

Расход определяется по формуле

$$Q = \varepsilon \xi \omega \sqrt{2gH}, \quad (19)$$

где ε – коэффициент сжатия струи; ξ – коэффициент гидросопротивления; ω – площадь сечения насадок; H – напор; $\mu = \varepsilon \cdot \xi$ – коэффициент расхода.

Величина μ зависит от размера и форм отверстия. Например, опытным путем установлено, что величина $\mu=0,62$ для отверстий в тонкой стенке. Коэффициент расхода для насадок цилиндрической формы $\mu=0,82$, а для конических насадок $\mu=0,94-0,96$.

1.4.2. Потери давления в насадках долота и фитингах

Потери давления в насадках долота, МПа определяются по формуле

$$\Delta P_{\partial} = \frac{\rho Q^2}{2A_d^2}, \quad (20)$$

где ρ – плотность бурового раствора, $\text{кг}/\text{м}^3$; Q – подача насоса, л/с; A_d – площадь насадок, мм^2 . $A_d = n\pi \frac{d_n^2}{4}$; d_n – диаметр насадки.

Потери давления (энергии) на входе, P_a определяются по формуле

$$\Delta P_d = \frac{K_L \rho v^2}{2}, \quad (21)$$

где v – скорость потока в насадках долота, м/с; $v = \frac{Q}{A_d}$. $K_L=0,5$ – квадратный вход; $K_L=0,05$ – круглый вход;

Пример: Рассчитать потери давления в трех насадках диаметром 8 мм долота диаметром 139,7 мм, а также потери энергии при круглом входе. Плотность бурового раствора 1160 кг/м³. Подача насоса 8 л/с.

1 Площадь насадок долота:

$$A_d = 3 \cdot 0,785 \cdot 8^2 = 150,72 \text{ мм}^2.$$

2 Потери давления в насадках долота:

$$\Delta P_d = \frac{1160 \cdot 8^2}{2 \cdot 150,72^2} = 3,27 \text{ МПа},$$

3 Скорость потока в насадках долота:

$$v = \frac{8 \cdot 10^{-3}}{150,72 \cdot 10^{-6}} = 53 \text{ м/с}.$$

4 Потери давления (энергии) на входе:

$$\Delta P_d = \frac{0,05 \cdot 1160 \cdot 53^2}{2} = 81461 \text{ Па} = 0,08 \text{ МПа}.$$

Задание Рассчитать потери давления в насадках долота и потери давления на круглом входе. Исходные данные приведены в таблице 32.

Таблица 32

Исходные данные для решения задачи

Вариант	Диаметр долота, мм	Количество насадок	Диаметр насадки, мм	Плотность раствора, кг/м ³	Подача раствора, л/с
0	БИТ 215,9 ВТ 416 УЕ	6	11,1	1050	31
1	БИТ 220,7 В 513 УЕ	5	12,7	1100	30
2	БИТ 220,7 В 613 Н	8	9,5	1150	32
3	БИТ 220,7 В 613 УЕ	6	15,9	1200	33
4	БИТ 220,7 В 813 УН	8	9,5	1250	34
5	БИТ 220,7 ВТ 416 У	6	11,1	1300	35
6	БИТ 220,7 ВТ 613 Н	8	12,7	1350	36
7	БИТ 146 В 613 Н	6	5,6	1400	12
8	БИТ 195 В 813 У	8	9,5	1460	31
9	БИТ 214,3 ВТ 613 НР	6	11,1	1270	33

1.4.3 Потери давления (энергии) при внезапном увеличении поперечного сечения потока определяются по формуле

$$\Delta P_d = \frac{\rho(v_1 - v_2)^2}{2}, \quad (22)$$

Потери давления для потока через круглое отверстие определяются по формуле

$$\Delta P_d = \frac{\rho(v_1 - v_2)^2}{2} + \frac{0,05\rho v^2}{2}, \quad (23)$$

Потери давления через общие фитинговые трубы (патрубок) рассчитываются по формуле

$$\Delta P_d = \frac{K_L \rho v^2}{2}, \quad (24)$$

где $K_L = 0,42$ – для 45° поворота; $K_L = 0,90$ – для 90° поворота; $K_L = 1,80$ – для тройника; $K_L = 2,20$ – для U-образного колена; $K_L = 0,19$ – для открытого шибера, задвижки; $K_L = 0,85$ – для дроссельного клапана (дросселя).

Требуемая площадь насадок долота для получения необходимой скорости в них определяется по формуле

$$A_d = \frac{10^3 Q}{Cv}, \quad (25)$$

где Q – подача насоса, л/с; v – скорость в насадках долота, м/с; A_d – площадь насадок, мм²; C – коэффициент расхода насадки, для коноидальной насадки $C = 0,95$.

Пример. Определить, какова должна быть площадь насадок долота при подаче насоса 25 л/с, чтобы иметь скорость в насадках долота 90 м/с.

Решение.

$$A_d = \frac{10^3 \cdot 25}{0,95 \cdot 90} = 292,4 \text{ мм}^2.$$

Требуемая площадь насадок долота при заданных потерях напора в насадках определяется по формуле

$$A_d = \left[\frac{\rho Q^2}{2C^2 \Delta P_d} \right]^{1/2}, \quad (26)$$

где Q – подача насоса, л/с; ρ – плотность бурового раствора, кг/м³; ΔP_d – потери напора в насадках долота, МПа.

Пример: Определите, какова должна быть площадь насадок долота при подаче насоса 25 л/с при потерях давления в насадках 4,0 МПа. Плотность бурового раствора 1600 кг/м³, $C = 0,95$.

Решение.

$$A_d = \left[\frac{1600 \cdot 25^2}{2 \cdot 0,95^2 \cdot 4,0} \right]^{1/2} = 372,2 \text{ мм}^2,$$

Требуемый диаметр насадок для достижения требуемой скорости рассчитывается по формуле

$$d_d = \left[\frac{4Q}{\pi C v n} \right]^{1/2}, \quad (27)$$

Требуемый диаметр насадок, мм, для получения заданных потерь давления через них рассчитываем по формуле

$$d_d = \left[\frac{4Q}{\pi C n} \left[\frac{\rho}{2\Delta P_d} \right]^{1/2} \right]^{1/2}, \quad (28)$$

где d_d – диаметр насадки, мм; Q – расход жидкости, л/с; ρ – плотность бурового раствора, кг/м³; ΔP_d – потери напора в насадках долота, МПа, n – число насадок.

Пример. Определите, каков должен быть диаметр у пяти одинаковых насадок долота при подаче насоса 25 л/с и при потерях давления в насадках долота 3,0 МПа. Плотность бурового раствора 1200 кг/м³. $C=0,95$.

Решение.

$$d_d = \left[\frac{4 \cdot 25}{3,14 \cdot 0,95 \cdot 5} \left[\frac{1200}{2 \cdot 3,0} \right]^{1/2} \right]^{1/2} = 9,74,$$

Задача 3. Определить диаметр насадок долота при заданной подаче бурового раствора и потерях давления в насадках.

Таблица 33

Варианты задания

Вариант	Подача насоса, л/с	Потери давления в насадках долота, МПа	Плотность бурового раствора, кг/м ³	Количество насадок, шт.
0	20	2	1050	3
1	21	3	1100	4
2	22	4	1150	5
3	23	5	1250	6
4	24	6	1300	3
5	26	7	1350	4
6	27	8	1400	5
7	28	9	1450	3
8	29	10	1500	8
9	30	11	1550	6

Скорость в насадках как функция данных долота, м/с определяется

$$v = \frac{Q}{C \cdot A_d}, \quad (29)$$

Скорость в насадках, как функция от потерь давления через насадки, м/с

$$v = \left[\frac{2\Delta P_d}{\rho} \right]^{1/2}, \quad (30)$$

Пример. Определите, какова должна быть скорость в насадках долота при потерях давления 5 МПа и плотности бурового раствора 2050 кг/м³.

$$v = \left[\frac{2 \cdot 5000000}{2050} \right]^{1/2} = 69,8 \text{ м/с.}$$

1.4.4 Гидравлическая мощность, реализуемая в насадках долота, определяется по формуле

$$N = \frac{Q \Delta p_d}{1000}, \text{ (л.с.)}, \quad (31)$$

где Q – расход жидкости, л/с; Δp_d - потери давления на долоте, кгс/см².

Пример.

Рассчитайте гидравлическую мощность, реализуемую в насадках долота при подаче 18 л/с и потерях давления 35 кгс/см².

$$N = \frac{18 \cdot 35}{1000} = 0,63 \text{ л.с} \cdot 0,746 = 0,47 \text{ кВт.}$$

3 Определить гидравлическую мощность, реализуемую в насадках долота при следующих данных

Таблица 34

Варианты задания

Вариант	Диаметр долота, мм	Кол-во насадок	Диаметр насадок, мм	Расход жидкости, л/с	Плотность раствора, кг/м ³	Потери давления, кгс/см ²
0	83	3	10	10	1050	9
1	95	3	11	7	1100	11
2	139,7	3	11	14	1150	15
3	214,3	4	16	30	1250	30
4	215,9	6	13	5	1300	32
5	295,3	6	11	55	1350	34
6	123,8	6	9	10	1400	29
7	220,7	6	11	53	1450	31
8	214,3	5	13	40	1200	33
9	295,3	9	11	45	1550	35

Гидравлический удар струи о забой скважины, N рассчитывается

$$J = \rho \cdot Q \cdot v = Q[2\rho \cdot \Delta p_d]^{1/2}, \quad (32)$$

где Q – расход жидкости, л/с; Δp_d - потери давления на долоте, кгс/см²; v- скорость в насадках долота, м/с; ρ - плотность бурового раствора, кг/м³.

Пример: Рассчитайте величину гидравлического удара струи о забой при подаче насоса $15 \cdot 10^{-3}$ м³/с, скорости струи в насадке 80 м/с и плотности бурового раствора 1100 кг/м³.

$$J = 1100 \cdot 15 \cdot 10^{-3} \cdot 80 = 1320 \text{ Н,}$$

Максимальная скорость поперечного потока под долотом рассчитывается

$$v_c = \frac{0,6}{D} \left[\frac{Q \cdot v}{n} \right]^{1/2}, \quad (33)$$

где Q – расход жидкости, л/с; D – диаметр долота, м; v – скорость струи, м/с; n – число насадок.

Пример. Рассчитать скорость поперечного потока под долотом диаметром 0,2156 м с тремя насадками при подаче 15 л/с и скорости струи 80 м/с.

$$v_c = \frac{0,6}{0,2159D} \left[\frac{15 \cdot 80}{3} \right]^{1/2} = 55,6 \frac{м}{с}.$$

2 МЕТОДИКА РАСЧЕТА БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

2.1 Условия работы бурильной колонны. Напряжения, возникающие в процессе работы[5]

Некоторые определения, используемые при расчётах.

Прочность – способность конструкции не разрушаясь воспринимать статические и динамические нагрузки

Напряжение (σ) – мера внутренних сил, возникающих в теле при его деформации (под воздействием внешних сил). (МПа, кгс/см²)

Модуль Юнга (Е)– отношение нормального напряжения к вызванной им относительной упругой деформации, является постоянной величиной для данного материала. Для стальных бурильных труб (СБТ)– 2,1 · 10⁵ МПа; для алюминиевых бурильных труб (АБТ) – 0,7 · 10⁵ МПа.

Момент инерции (I) – мера инертности при вращательном движении. Равен сумме произведений масс всех элементов тела на квадраты их расстояний до оси относительно которой он вычисляется. Для труб $I = \frac{\pi(D^4 - d^4)}{64}$ (кг·м⁴; г· м⁴).

Момент вращения (крутящий момент) (M_{кр}) – скалярная величина равная произведению модуля радиус- вектора на модуль силы в точке куда проведён радиус. (Нм)

Жёсткость трубы (EI)– способность воспринимать нагрузки без деформаций. (Па·м⁴).

Устойчивость – способность тела или конструкции сопротивляться циклическим нагрузкам (σ_{-I}).

Главные функции бурильной колонны:

- обеспечение канала для подведения энергии, необходимой для вращения долота (механической, гидравлической, электрической)
- восприятие реактивного крутящего момента при работе забой-

ных двигателей;

- обеспечение канала круговой циркуляции рабочего агента для очистки скважины от выбуренной породы;
- создание осевой нагрузки на долото;
- обеспечение гидравлического канала связи для получения информации от специальных устройств, находящихся в скважине или управления последними;

При проведении операций, связанных с использованием испытателя пластов на бурильных трубах, установки цементных мостов, проведения аварийных работ и др.

2.2 Условия работы бурильной колонны

Бурильная колонна находится в условиях сложного напряжённого состояния. Причём, различные её участки одновременно подвергаются действию различных нагрузок, вызывающих следующие напряжения: а также осевые (растяжение и сжатие);

- Радиальные, обусловленные избыточным внутренним или наружным давлением;
- Напряжения, обусловленные изгибающими усилиями;
- касательные напряжения, вызываемые крутящим моментом;
- сминающие от действия клинового захвата;
- динамические напряжения, вызываемые трудно учитываемыми динамическими нагрузками, вызываемыми большим количеством причин;

Условие достаточной прочности труб в рассматриваемом сечении на участке, подверженном растягивающим нагрузкам, определяется из выражения:

$$\sigma_{рез} = \sqrt{\sigma_n^2 + 3\tau^2} \leq \sigma_{доп}, \quad (34)$$

где σ_n - сумма всех нормальных напряжений, направленных вдоль оси трубы; τ - касательное напряжение; $\sigma_{доп}$ - допустимое напряжение для данного сечения трубы, определяется с учётом запаса прочности.

По своей сути это сравнение результирующего и допустимого напряжений.

Допускается использование упрощённой формулы для определения результирующего напряжения - $\sigma_{рез} = 1,04\sigma_n$.

2.2.1 Напряжения, вызванные осевыми нагрузками в бурильных трубах при циркуляции без опоры на забой

Растягивающие усилия, возникающие под воздействием собственного веса бурильной колонны, составленной из одного типоразмера труб и перепада давления в ГЗД и долоте рассчитываются по уравнению:

$$F_{pz} = q(L - z)K_p + GP_0S_0 = q((L - z) + G)K_p + P_0S_0, \quad (35)$$

где F_p - растягивающее усилие, обусловленное массой бурильной колонны, расположенной ниже сечения z ; m -приведённая масса 1 м труб с учётом высадок, муфт и замков (приводится в справочниках); q - приведённый вес 1м труб с учётом высадки и замков; L - полная длина колонны бурильных труб; K_p - коэффициент облегчения в растворе, $K_p = 1 - (\rho_{ж}/\rho_m)$; z -глубина рассматриваемого сечения, $\rho_{ж}$ и ρ_m плотность промывочной жидкости и плотность металла соответственно; P_0 - перепад давления на ГЗД и долоте G -вес КНБК; S_0 -площадь поперечного сечения канала трубы в сечении Z .

Нормальное осевое напряжение σ_{nz} в сечении z , определяется из выражения

$$\sigma_{nz} = \frac{F_{pz}}{S}, \quad (36)$$

где S -площадь поперечного сечения металла трубы в сечении Z .

Допустимая длина колонны бурильных данной группы прочности типоразмера бурильных труб $L_{доп}$ зависит только от прочностных характеристик материала, из которого они изготовлены, растягивающего усилия в рассматриваемом сечении и не зависит от их площади сечения.

$$L_{доп} = \frac{F_{р,доп} - (G_{КНБК} - K_p) - P_0S_0}{qK_{зп}K_d}, \quad (37)$$

где $K_{зп}$ - коэффициент запаса прочности на растяжение. При бурении вертикальных скважин имеет значение 1,4 для роторного бурения и 1,3 для турбинного. При бурении наклонных скважин, интенсивность набора или спада кривизны которых составляет 4° или более на 100м при роторном бурении принимается 1,45; при бурении забойными двигателями 1,35; K_p -коэффициент облегчения в буровом растворе;

$$K_p = \left(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_m}\right), \quad (38)$$

k_d - коэффициент динамичности 1,15; q -вес 1 погонного метра труб;

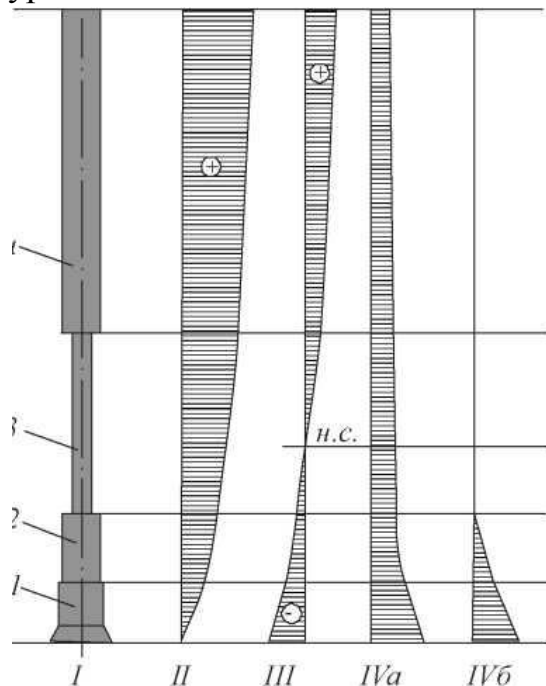
$$1. F_{р,доп} = \sigma_m S / K_{зп}, \quad (39)$$

Наиболее распространённый вид изгиба - поперечный изгиб в искривлённых интервалах наклонно-направленной скважине. При поперечном изгибе в теле трубы возникают растягивающие напряжения с выпуклой стороны и сжимающие с вогнутой. Напряжения поперечного изгиба в не вращающейся колонне неизменны по величине и знаку, во вращающейся величина сохранится, знак будет меняться в зависимости от частоты вращения. Их определяют из выражения:

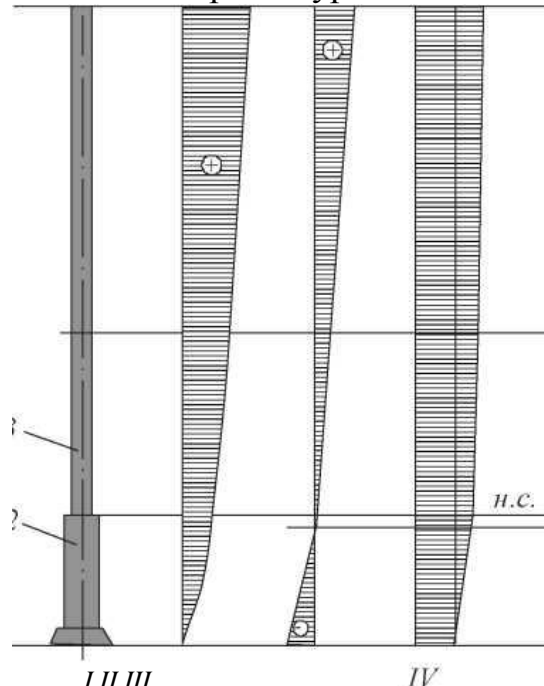
$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{ED_{\text{н}}}{2R}, \quad (40)$$

где E-модуль Юнга; $D_{\text{н}}$ - наружный диаметр труб; R-радиус искривления скважины в расчётном интервале.

Бурение с забойным двигателем



Роторное бурение



Напряжения, возникающие в результате изгиба труб

Рисунок 3 - Эпюры осевых усилий и моментов в бурильной колонне

Напряжения сжатия возникают при проведении различных операций в скважине, в подавляющем числе случаев их значения ниже предела текучести материала труб и вызывают продольный или продольно - поперечный изгиб труб, при котором трубы не восстанавливают первоначальную форму за счёт только сил упругости материала. В определённых условиях при воздействии динамической нагрузки (аварийное падение колонны труб в скважину с небольшими зенитными углами приводят к остаточной деформации последних и их выбраковке, реже к слою труб).

Условия потери устойчивости с учётом шарнирного опирания нижнего конца труб определяется по формуле Эйлера:

$$F_{кр} = \pi^2 EI / ML^2, \quad (41)$$

где F - осевое усилие, при котором происходит потеря устойчивости бурильной колонны; $E = 2 \cdot 10^5$ МПа - модуль нормальной упругости, I - осевой момент инерции поперечного сечения трубы,

$$I = \frac{\pi(D_H^4 - D_B^4)}{64}, \quad (42)$$

где D_H - наружный диаметр трубы, D_B - внутренний диаметр, M - коэффициент приведения при шарнирном опирании стержня равен 1, L - длина колонны труб.

В случае увеличения длины труб в раз критическая сила $P_{кр}$ уменьшается в n^2 раз. Различают 3 рода деформации: деформации 1-го рода - когда принимается форма полуволны синусоиды, 2-го рода - синусоиды и 3-го рода - спирали. Во всех случаях амплитуда изгиба ограничивается стенками скважины. Выбранная компоновка УБТ проверяется на устойчивость.

$$F_{кр} = 2\sqrt[3]{EIq^2}, \quad (43)$$

где q - вес 1 п.м. труб.

$$L_{кр} = 2\sqrt[3]{EI/q}, \quad (44)$$

Если $F_{кр}$ больше или равно G_d или $l_{кр}$ (где $F_{кр}$ и G_d критическая осевая нагрузка и нагрузка на долото, а $l_{кр}$ критическая длина для данного размера УБТ), в месте изгиба устанавливаются опорно-центрирующие элементы или пересматривается компоновка.

Экспериментальным путём определено, что при

$$L_{кр} = 4,22\sqrt[3]{EI/q}, \quad (45)$$

образовывается синусоида, при дальнейшем увеличении длины - спираль.

Расчётные значения критических нагрузок для наиболее распространённых диаметров УБТ приведены в таблице 35.

Таблица 35

Расчетные значения критических нагрузок для различных диаметров УБТ

Критическая нагрузка, тс	Диаметр УБТ, мм		
	146	178	203
$F_{кр1}$	4,3	7,8	10,5
$F_{кр2}$	10,6	19,5	26,5
$F_{кр3}$	36	66	90

2.2.2 Радиальные нормальные напряжения

Радиальные нормальные напряжения ($\sigma_{рад}$) возникают в результате действия внутреннего избыточного давления.

$$\sigma_{рад} = \frac{P_{вн} D_v}{2K_p t}, \quad (46)$$

где $\sigma_{рад}$ - радиальное нормальное напряжение; $P_{вн}$ - внутреннее избыточное давление в колонне буровых труб на рассчитываемой глубине; D_v - внутренний диаметр труб; K_p - коэффициент разностенности труб; t - толщина стенки трубы; (принимается 0,875). При проверочном расчёте полученную величину необходимо сравнить с пределом текучести материала используемых труб. Коэффициент запаса прочности должен быть не менее 1,15.

$$n = \frac{\sigma_T}{\sigma_p} \geq 1,15, \quad (47)$$

Второй способ выполнения проверочного расчёта заключается в

сравнении ожидаемого наибольшего внутреннего избыточного давления $P_{в.и.}$ и предельного внутреннего давления для данного типоразмера труб $P_{кр.}$

$n = \frac{P_{кр}}{P_{ви}} \geq 1,15$. При отсутствии табличных данных предельное внутреннее давление определяется из выражения

$$P_{кр} = \frac{0,875\sigma_T 2\delta}{D_{нэ}}, \quad (48)$$

где σ_T - предел текучести материала труб; δ - номинальная толщина стенки трубы; $D_{нэ}$ - наружный диаметр трубы

Таблица 36

Предельное внутреннее давление для стальных труб
по ГОСТ Р 50278-92

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Предельное внутреннее давление, соответствующее пределу текучести МПа				
		Д	Е	Л	М	Р
114,3	8,6	50,03	68,08	88,33	95,35	122,60
	10,3	63,37	86,23	109,40	120,90	155,40
127,0	9,2	48,17	65,53	83,09	91,82	118,00
	12,7	66,41	90,45	114,70	126,70	162,90
139,7	9,2	43,75	59,55	75,54	83,48	107,30
	10,5	49,93	68,00	86,23	95,26	122,60

Проверка на сминающие давления производится при глубинах опорожнения более 200м.

Таблица 37

Предельное наружное давление для стальных труб по ГОСТ Р 50278-92

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Предельное наружное давление соответствующее пределу текучести МПа				
		Д	Е	Л	М	Р
114,3	8,6	42,48	55,92	68,08	73,58	87,90
	10,3	58,00	77,70	96,73	105,90	131,70
127,0	9,2	40,32	52,78	63,96	68,96	81,52
	12,7	61,41	82,00	103,10	113,00	141,40
139,7	9,2	34,92	45,32	53,96	57,68	66,71
	10,5	42,48	55,92	68,00	73,48	87,70

2.3 Напряжения, возникающие в бурильных трубах при посадке на клинья в клиновом захвате

Обязательным является расчёт напряжений, возникающих в бурильных трубах при посадке на клинья в клиновом захвате.

Осевая нагрузка, которой соответствуют напряжения, достигающие предела текучести, определяется из выражения

$$Q_{TK} = \frac{\sigma_T SC}{1 + \frac{d_{cp}}{4l_k \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}}, \quad (49)$$

где Q_{TK} -предельная осевая растягивающая нагрузка на бурильные трубы в клиновом захвате; S - площадь поперечного сечения тела трубы; C - коэффициент охвата трубы клиньями, $C = \frac{k\gamma}{360}$; d_{cp} - средний диаметр трубы у- угол охвата плашками одного клина град.; k - количество клиньев; α - угол наклона клиньев, град.; l_k - рабочая длина клина мм; φ - угол трения на поверхности сопряжения клина с корпусом клинового захвата, град.;

Величина $\operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)$ принимается равной 2,5. Коэффициент охвата- 0,9.

Запас прочности определяется по формуле

$$N_{кл} = \frac{Q_{TK}}{Q} \geq 1,15, \quad (50)$$

Допускается упрощённая методика определения коэффициента запаса прочности с использованием табличных значений Q_{TK} , при этом его табличное значение необходимо умножать на коэффициент обхвата $C < 0.9$

Таблица 38

Предельные осевые растягивающие нагрузки в кН, в клиновом захвате для бурильных труб по ГОСТ 50278 - 92 и стандарту АНИ для клиньев 400 мм при коэффициенте охвата $C = 1$.

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности				
		Д	Е/Е-75	Л/Х-95	М/С105	Р/Б-135
114,3	8,56	926	1260	1598	1765	2270
	10,92	1160	1577	1999	2208	2840
127,0	0,19	1091	1484	1881	2078	26,72
	12,7	1469	1998	2533	2798	3599
139,7	9,17	1186	1613	2045	2259	2905
	10,54	1354	1830	2330	2574	3310

2.4 Касательные напряжения

Касательные напряжения возникают в результате реакции на крутящий момент, возникающий при работе забойного двигателя или ротора, которые определяются по формуле

$$\tau = \frac{M_{кр}}{W_{п}}, \quad (51)$$

где $W_{п}$ - полярный момент сопротивления сечения, который определяется по формуле

$$W_{п} = \frac{\pi \left(1 - \frac{D_{в}^4}{D_{н}^4} \right)}{16}, \quad (52)$$

где $D_{н}$ и $D_{в}$ наружный и внутренний диаметры труб соответственно.

При роторном бурении возникают нагрузки, вызванные действием крутящего момента, передаваемого долоту посредством вращения всей колонны буровых труб.

$$M_{к} = M_{д} + M_{хв}, \quad (53)$$

где $M_{к}$ - крутящий момент, необходимый для вращения буровой колонны и долота; $M_{д}$ - крутящий момент, необходимый для вращения долота; $M_{хв}$ - крутящий момент необходимый для преодоления сил трения при вращении буровой колонны о стенки скважины и раствор.

$M_{д}$ определяется из следующего выражения

$$M_{д} = m_{уд} \cdot D_{д} \cdot G_{д} (Нм), \quad (54)$$

где $m_{уд}$ - удельный крутящий момент; (Нм)/(кН·м); $D_{д}$ -диаметр долота, м; $G_{д}$ - нагрузка на долото, кН;

Для приближённого вычисления $M_{хв}$ существует эмпирическая формула

$$M_{хв} = 128,9 \cdot 10^{-4} \cdot l \cdot D_{н} \cdot n^{0,5} \cdot D_{скв}^{0,5} \cdot \rho_p, \quad (55)$$

где l - длина труб, м; $D_{н}$ -наружный диаметр труб, м; n - частота вращения долота (бур. колонны), мин⁻¹; $D_{скв}$ - диаметр скважины, м; ρ_p - плотность бурового раствора кг/м³.

Таблица 39

Опытные значения $m_{уд}$ для различных типов долот.

Тип долота по конструкции	Тип вооружения долота	Удельный момент, $t_{уд}$ (Н м) / мкН)
Шарошечные	М	45
	МС	42
	С	37
	СТ	32
	Т	27
	К	22
Алмазные	Природные алмазы	60
	ИСМ	55
	PDC	70

2.5 Расчет бурильной колонны на выносливость

При вращении колонны бурильных труб под действием центробежных сил она приобретает волнообразную форму.

В результате в теле труб возникают изгибающие моменты и как следствие изгибные напряжения. Так как колонна вращается вокруг собственной оси, а не вокруг оси скважины, при каждом обороте сжатая и растянутая части меняются местами и происходит циклическое изменение изгибного напряжения, что приводит к вероятности усталостного слома бурильных труб. Наиболее опасные сечения - верхние сечения равнопрочной секции, участки искривления скважины, места резкого изменения жёсткости бурильной колонны.

1. Вычисляется угловая скорость (рад/сек)

$$\omega = \pi n / 30, \text{ сек}^{-1}, \quad (56)$$

2. Определяется осевое усилие в выбранном сечении:

$$Q = \sum (qgl_i K_p) - G_d, \quad (57)$$

где K_p – коэффициент, учитывающий потерю веса в растворе, G_d – вес части колонны ниже рассматриваемого сечения, Н.

3. Определяется длина полуволны синусоиды образовавшейся в результате потери устойчивости:

$$L_{пв} = \frac{30}{n} \sqrt{\frac{0,5}{q} \sqrt{(Q^2 + 4EIq\omega^2 \pm Q)}} \quad (58)$$

Q^2 – сила, вызывающая растягивающие или сжимающие напряжения.

4. Определяется изгибающий момент, возникший в результате потери устойчивости:

$$M_{из} = \frac{\pi 2 \delta F l}{L_{пв}^2}, \quad (59)$$

где δ – стрела прогиба.

$$\delta = \frac{(D_c - d_{зм})}{2}, \quad (60)$$

Определяется напряжение изгиба:

$$\sigma_{из} = \frac{M_{из}}{W}, \quad (61)$$

где W – осевой момент сопротивления.

$$W = \frac{\pi}{32 D_b (D_H^4 - D_{BH}^4)}, \quad (62)$$

5. Запас выносливости без учёта касательных напряжений определяется из выражения:

$$\pi_{\sigma} = \sigma_{-1}/\sigma_a (1+(\sigma_{-1} \sigma/\sigma_e \sigma_a)^{-1}), \quad (63)$$

где σ_b - предел прочности; σ_a - амплитуда колебания при изгибе, $\sigma_a = \sigma_{из}$

Эквивалентный запас выносливости при совместном действии изгибных и касательных напряжений определяется по формулам:

$$\tau = \frac{M_d + M_{xb}}{W_0}, \quad (64)$$

$$n = \frac{0,557 \sigma_m}{\tau} = n_{\sigma} n_{\tau} (n_{\sigma}^2 + n_{\tau}^2), \quad (65)$$

общий запас выносливости из выражения:

$$n_{от} = \frac{n_{\sigma} n_{\tau}}{\sqrt{n_{\sigma}^2 + n_{\tau}^2}}, \quad (66)$$

Необходимое условие – $n_{от} > 1,3$.

Расчёт буровых колонн выполняется в следующих случаях:

- при разработке проекта на строительство скважин;
- при составлении буровой колонны из имеющихся труб;
- при изменении условий эксплуатации буровой колонны (например, смена способа бурения, траектории скважины и т. д.);
- при выполнении аварийных работ;
- при подборе труб для секционного спуска обсадных колонн;
- при работе ИПТ в случае полного опорожнения или вызова притока пластового флюида на устье;

Выбор компоновки буровой колонны производится с учётом опыта и условий бурения на данной и соседних площадях в аналогичных геологических условиях. После предварительного выбора типоразмеров элементов буровой колонны производится её расчёт.

Буровая колонна может состоять из однотипных труб, а также из различных комплектов труб, отличающихся по диаметру, толщине стенки и материалу.

При роторном бурении, как правило, буровую колонну составляют из стальных труб, при турбинном чаще используют комбинированную, состоящую из стальных труб в нижней части и алюминиевых в верхней.

При роторном бурении наибольшее внимание обращается на прочность, а при бурении с ГЗД- на герметичность и гидравлические характеристики буровой колонны. В некоторых случаях при бурении в сложных, малоизученных геологических условиях при бурении параметрических, термальных, сверхглубоких скважин предпочтение отдаётся не оптимизации конструкции буровой колонны по прочностным характеристикам и способности передавать на ГЗД энергию с минимальными потерями, а обеспечению максимальных запасов прочности. Размеры труб рекомендованы в таблице 40.

Таблица 40

Рекомендуемые соотношения диаметров долот и бурильных труб

Диаметр, мм			
Диаметр долота	Диаметр УБТ	Диаметр СБТ	Диаметр ЛБТ
120,6	95/89	60,3/73	60,3/73
139,7; 145	114; 133/108	73;89	73;89
151	121;133/108;114	89	90
165,1	133; 145,6/121	101,6	103;108
190,5	159/146	114; 127	114;129
215,9	178/159	127; 140	129;147
244,5	203/178	146; 168	147;170
269,9	219;229/203	146; 168	170
295,3;320	229;245;254/219;229	168	170
349,2	245;254/229;245	168	170
393.7и более	273;299/254;273	168	170

Примечание. В числителе - для нормальных условий, в знаменателе - для осложнённых условий бурения.

Если $D_{н1} < 0,75 D_{н0}$, где $D_{н1}$ и $D_{н0}$ соответственно наружный диаметр СБТ и УБТ, то следует использовать ступенчатую конструкцию КНБК, при этом между диаметрами секций УБТ снизу вверх должно сохраняться то же соотношение. Определённые таким образом значения диаметров округляются до ближайших стандартных размеров, приведённых в табл. 1. В том случае, если КНБК получается многоступенчатым, количество труб в ступенях выше первой может быть равно длине одной свечи или трубы. При роторном бурении необходимо использовать УБТС во всех секциях.

Длину КНБК L_0 , как правило, определяют из условия, создания всей нагрузки на долото G_0 весом УБТ и при этом, так чтобы их верхняя часть находилась в растянутом состоянии. Однако в связи с массовым распространением скважин со сложными профилями данное условие не является обязательным.

$$L_0 = \frac{K_3 G_d}{K \cdot K \cdot q G}, \quad (67)$$

Найденная по (67) длина корректируется с таким расчётом, чтобы длина УБТ составляла целое число.

Если на разных участках ствола скважины нагрузка на долото G_0 и зенитный угол α разные, то необходимо взять ту пару их значений, которая даёт большее значение L_0 . Если большее значение L_0 обусловлено высокими значениями зенитного угла / (например, при бурении пологих и горизонтальных скважин), то УБТ следует размещать на вертикальном участке или участке с малым зенитным углом на ближайшем расстоянии от долота. При необходимости на участке между долотом и УБТ устанавливаются толстостенные бурильные трубы (ТБТ), позволяющие минимизировать поперечные деформации, вызванные осевой нагрузкой, а также устанавли-

ваются опорно-центрирующие элементы в местах возникновения указанных деформаций. Жесткость КНБК должна быть не ниже жёсткости обсадной колонны, спускаемой после бурения данного интервала. При бурении с использованием забойных двигателей последний учитывается в расчётах как элемент КНБК.

Динамические напряжения вызваны динамическими нагрузками, причины возникновения которых очень разнообразны и трудно поддаются количественной оценке. Наиболее известные причины - вибрация от работы долот, резкие остановки при прохождении уступов, аварийные работы с применением ударных механизмов, гидравлические удары резкая посадка колонны труб на элеватор или клинья в клиновом захвате.

2.5.1 Расчет бурильной колонны при использовании забойных двигателей

Особенностью расчёта бурильной колонны при использовании забойных двигателей является то, что касательными напряжениями в силу их незначительности пренебрегают. Расчёт начинают с определения допустимой глубины спуска одноразмерной колонны или секции бурильных труб с учётом коэффициента запаса прочности на разрыв, затем производят расчёт на избыточное внутреннее и при необходимости наружное давления, а также проверочный расчёт на прочность в клиновом захвате.

1. Определяется допустимая глубина спуска бурильной колонны, составленной из труб диаметром 127 мм группы прочности Дх9,2 из выражения:

$$l = \frac{F_{pkr} - G_{кнбк} \left(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_{м}}\right) - P_0 S_0}{q \left(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_{м}}\right)}, \quad (68)$$

где $F_{pkr} = \sigma_T \frac{S}{K_{зп} K_d}$ допускаемая растягивающая нагрузка с учётом запаса прочности;

$G_{кнбк}$ - вес УБТ и забойного двигателя, Н;

P_0 - перепад давления в КНБК, Па;

S_0 - площадь сечения канала бурильной трубы, м²;

F_1 - площадь сечения трубы по металлу, м²

q - вес 1 метра бурильной трубы Н/м;

$\rho_{ж}$ и $\rho_{м}$ - плотность промывочной жидкости и материала труб соответственно;

$\rho_{м} = 7700—7900$ кг/м³

Определяется допустимое растягивающее усилие для данного типоразмера труб:

$$F_{pkr} = \frac{\sigma_T S}{K_{зп} K_d}, \quad (69)$$

Определяем допустимую длину буровых труб данного типоразмера.

$$L_{\text{бт}} = \frac{F_{\text{п кр}} - G_{\text{кнбк}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{м}}}\right) - P_0 S_0}{q \left(1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{м}}}\right)}, \quad (70)$$

Произведем проверочный расчет на разрыв с учетом растягивающего усилия от перепада давления в гидравлическом забойном двигателе и долоте.

$$F_{\text{р}} = (G_{\text{бт}} + G_{\text{кнбк}}) + P_0 S_0, \quad (71)$$

Напряжение в теле трубы, площадь сечения которой составляет $0,0034 \text{ м}^2$ определяем из выражения:

$$\sigma_{\text{н}} = \frac{F_{\text{р}}}{S}, \quad (72)$$

Коэффициент запаса прочности составит: $K_{\text{зп}} = \frac{\sigma_{\text{т}}}{\sigma_{\text{н}}} > 1,49$.

Условие запаса прочности выполнимо.

Проверка на внутреннее избыточное давление

Расчёт производится путём определения величины напряжения, обусловленного максимально возможным внутренним избыточным давлением и его сравнением с допустимым для данного типоразмера труб.

$$\sigma_{\text{р}} = \frac{P_{\text{ви}} D_{\text{в}}}{2 K_{\text{р}} t}, \quad (73)$$

где $P_{\text{в.и.}}$ - ожидаемое внутреннее избыточное давление в колонне буровых труб на рассчитываемой глубине (таблица 36);

$D_{\text{в}}$ - внутренний диаметр труб;

t - толщина стенки трубы;

$K_{\text{р}}$ - коэффициент разностенности труб (принимается 0,875)

Условие выполняется, если запас прочности составит: $n = \frac{\sigma_{\text{доп}}}{\sigma_{\text{р}}} \geq 1,15$.

Проверка на наружное избыточное давление

Для вычисления запаса прочности на наружное давление при условии опорожнения буровой колонны необходимо определить его значение для данной глубины и сравнить с допустимым для используемого типоразмера труб.

Поскольку буровая колонна до глубины H заполнена воздухом при атмосферном давлении $P_{\text{в}}=0$;

Затрубное пространство в том же интервале заполнено буровым раствором.

$$P_{\text{н.и}} = \rho g H,$$

Определяем, чему равно предельное (соответствующее пределу те-

кучести) наружное давление для рассматриваемого типоразмера труб (таблица 37), следовательно:

$$n = \frac{P_{\text{доп}}}{P_{\text{ни}}} > 1,15.$$

Проверка на прочность в клиновом захвате

Для определения коэффициента запаса прочности в клиновом захвате используем табличное значение $Q_{\text{тк}}$ (таблица 38) с применением коэффициента обхвата $C=0,9$.

$$Q_{\text{ткдоп}} = Q_{\text{тк}} \times C$$

Вычисляем коэффициент запаса прочности:

$$N = \frac{Q_{\text{тк}}}{G_{\text{кнбк}} + G_{\text{бт}}} > 1,15, \quad (74)$$

Исходные данные для расчета бурильной колонны при использовании забойных двигателей приведены в таблице 42.

- Коэффициент запаса прочности на разрыв $K_3 = 1,3$.
- Коэффициент, учитывающий силы инерции и сопротивления при подъеме - $K_d = 1,15$.

Таблица 41

Механические свойства металла трубы после термической обработки
ГОСТ Р 50278-92

Наименование показателя	Норма механических свойств из стали группы прочности						
	Д	Е	Л	М	Р	Т	У
Временное сопротивление, Н/мм ² (кгс/мм ²), не менее	655 (66,8)	689 (70,3)	724 (73,8)	792 (80,8)	999 (101,8)	1104 (112,5)	1241 (126,6)
Предел текучести, Н/мм ² (кгс/мм ²):							
не менее	379 (38,7)	517 (52,7)	655 (66,8)	724 (73,8)	930 (94,9)	1035 (105,5)	1170 (119,0)
не более	-	724 (73,8)	862 (87,9)	930 (94,9)	1138 (116,0)	1241 (126,0)	1379 (140,0)
Относительное удлинение, %, не менее	16	14	14	12	12	11,5	10,5
Относительное сужение после разрыва %, не менее	50	50	50	45	45	40	40
Ударная вязкость KCV Дж/см (кгс·м/см ²), не менее	690 (7)	690 (7)	690 (7)	690 (7)	690 (7)	-	-
Примечание. - Группы прочности Т и У введены в стандарт как перспективные. Допускается изготавливать трубы групп Т и У по нормативно-технической документации.							

Таблица 42

Исходные данные для расчета бурильной колонны

Параметры	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Проектная глубина бурения,м	1900	2100	2300	2500	2150	2000	2250	1800	2400	2350
Длина двигателя, мм	12000	12120	7290	8290	8735	7290	8290	8735	12000	12120
Масса двигателя, кг	3100	3150	1337	1279	1306	1430	1279	1306	3100	3150
Длина УБТ, м	10	12	10	12	10	12	10	12	10	12
Вес одного метра УБТ, кН/м	1,45	1,56	2,15	1,03	1,45	1,56	2,15	1,03	1,45	1,56
Бурильные трубы, мм	127	140	127	140	127	140	127	140	127	140
Толщина стенки бурильных труб, мм	8	9	10	11	8	9	10	11	9	10
Группа прочности бурильной трубы	Д	Е	Л	М	Д	Е	Л	М	Д	Е
Масса погонного метра трубы,кг	31	26	23,5	29	26,2	32	29	32	31	35
Плотность бурового раствора,кг/м ³	1300	1200	1100	1400	1350	1250	1150	1050	1450	1500
Перепад давления на КНБК, МПа	5,9	6,1	6,3	5,7	6,2	6,4	5,8	6,0	6,5	6,15
Максимальное давление в бурильных трубах	10	11	12	9	10	11	12	10	11	10
Глубина опорожнения бурильной колонны при работе пластоиспытателя,м	1000	1010	1020	1040	1060	1050	1030	950	1080	1100

Таблица 43

Допустимые веса бурильных колонн при использовании клинового захвата

Длина клиньев, мм	Группа прочности стали.	Диаметр труб, мм.															
		89			114				127				140				
		Толщина стенки трубы, мм.															
		7	9	11	7	8	9	10	11	7	8	9	10	8	9	10	11
300	Д	59	74	88	73	83	93	102	112	80	91	102	112	99	111	122	134
	К	77	97	116	96	109	122	134	147	106	120	134	148	130	146	161	176
	Е	85	107	128	106	120	134	148	161	116	132	148	163	143	160	177	193
	Л	100	126	151	125	142	159	175	191	137	156	174	192	169	189	209	229
	М	116	146	174	144	164	183	202	220	158	180	201	222	195	218	241	264
400	Д	61	77	91	77	87	97	107	117	85	96	107	118	105	117	129	141
	К	80	101	120	101	114	128	141	153	111	126	141	156	138	154	170	186
	Е	88	111	132	111	126	140	155	169	122	139	155	171	151	169	187	204
	Л	104	131	156	131	148	166	183	199	144	164	183	202	179	200	221	241
	М	120	151	180	151	171	191	211	230	167	189	211	233	206	231	255	278

Условные обозначения

Символ	Значение символа	Единица измерения
D_H	Наружный диаметр трубы	мм; м
D_B	Внутренний диаметр трубы	мм; м
$D_{\text{дол}}$	Диаметр долота	мм; м
$D_{\text{скв}}$	Диаметр скважины	мм; м
$D_{\text{ср}}$	Средний диаметр трубы	мм; м
$d_{\text{зм}}$	Диаметр замка бурильных труб	мм; м
S	Поперечное сечение тела трубы	мм ² ; м ²
S_o	Площадь поперечного сечения канала трубы	мм ² ; м ²
σ_H	Нормальное напряжение	Па
σ_T	Предел текучести материала трубы	Па
$\sigma_{\text{доп}}$	Допустимое напряжение	Па
$\sigma_{\text{рез}}$	Результирующее напряжение	Па
σ_P	Предел прочности	Па
$\sigma_{\text{рад}}$	Радиальные нормальные напряжения	Па
τ	Касательные напряжения	Па
$F_{\text{кр}}$	Сжимающее осевое усилие при котором происходит продольная деформация труб.	Н
F_P	Растягивающее усилие под воздействием собственного веса и перепада давления на долоте и ГЗД.	Н
$F_{P/\text{кр}}$	Допустимое растягивающее усилие с учётом запаса прочности.	Н
z	Глубина рассматриваемого сечения	м
G с индексом	Вес бурильных труб, УБТ, ГЗД, КНБК и других элементов бур.колонны.	Н
L с индексом	Длина бурильных труб, УБТ, ГЗД, КНБК и других элементов бур.колонны.	м
$K_{\text{зп}}$	Коэффициент запаса прочности, зависит от способа и условий бурения, формула 37	
K_d	Коэффициент динамичности принимается равным 1,15	
P_o	Перепад давлений на ВЗД и долоте	Па
$P_{\text{в.и}}$	Внутреннее избыточное давление	Па

КОНТРОЛЬНЫЕ ЗАДАНИЯ

1. Расчёт бурильной колонны

Используя данные таблицы 44 выбрать тип (диаметр) забойного двигателя, диаметр и длину УБТ, выполнить проверочный расчёт бурильной колонны на прочность, на основании расчёта выбрать оптимальную толщину стенки и группу прочности труб. При расчёте допустимой длины колонны принять толщину стенки 10 мм. Скважина вертикальная, условия бурения не осложнённые.

Таблица 44

№ п/п	Глубина скважины, м	Диаметр долота, мм	Нагрузка на долото, кН	Диаметр бур.труб, мм	Плотность бурового раствора, кг/м ³	Диаметр предыдущей обсадной колонны /толщина стенки, мм
1	2100	295	150	140	1400	324/10
2	2500	295	180	140	1250	324/11
3	2400	243	120	140	1300	273/10
4	2500	269	130	140	1250	299/9
5	2750	295	140	140	1430	324/10
6	2100	190	120	127	1100	219/10
7	2000	190	100	127	1400	219/11
8	1900	215,9	120	127	1350	245/9
9	2100	190	100	114	1270	219/10
10	2150	190	120	127	1320	219/10
11	2250	215,9	150	140	1200	245/9
12	1800	190	100	114	1300	219/9
13	3000	215	120	127	1150	245/10
14	3200	190	130	127	1120	219/9
15	3500	215	120	127	1200	245/10
16	2200	215	100	114	1300	245/10
17	2170	295	200	140	1300	245/10
18	1500	190	800	114	1200	219/10
19	2500	190	900	114	1300	219/10
20	1500	394	250	140	1300	426/10

Диаметр забойного двигателя в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле $D_{зд} = (0,8 \div 0,9) D_{\delta}$, (75)

1Расчеты бурового оборудования

1.1 Выбор типа буровой установки

В настоящее время ГОСТ 16293-89 классифицирует 12 классов буровых установок с допускаемой нагрузкой на крюке от 800 до 10000 кН и условной глубиной бурения от 1250 до 16000 м.

Допускаемая нагрузка на крюке характеризует способность подъемного комплекса буровой установки воспринимать все виды вертикальных нагрузок от массы бурильного инструмента или обсадной колонны, а также нагрузок при ликвидации аварий и осложнений в скважине. [20]

Каждый класс буровых установок имеет ряд параметров (таблицы 45-47).

Процедура выбора класса буровой установки изложена в правилах безопасности нефтяной и газовой промышленности при составлении проекта на строительство скважины [15]: «п. 135. Минимально необходимая грузоподъемность буровой установки должна быть определена в рабочем проекте из условия, чтобы сумма статических и динамических нагрузок при спуске (подъеме) наиболее тяжелых бурильных или обсадных колонн, а также при ликвидации аварий (прихватов) не превышала величину параметра "Допускаемая нагрузка на крюке" выбранной буровой установки. Нагрузка на крюке от максимальной расчетной массы бурильной колонны и наибольшей расчетной массы обсадных колонн не должна превышать, соответственно, 0,6 и 0,9 "Допускаемой нагрузки на крюке", соответственно. Выбор должен производиться по большей из указанных нагрузок.

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

Выбор буровой установки осуществляют по их классификационным параметрам – допускаемой нагрузке на крюке и условной глубине бурения. Выбор же буровой установки осуществляется по ее главному параметру – допускаемой нагрузке на крюке.

При выборе буровой установки условная глубина бурения в каждом конкретном случае может быть уменьшена или увеличена в зависимости от типа и веса бурильных труб и компоновки бурильной колонны.

Однако во всех случаях должно соблюдаться условие:

$$G_{БК\max} \leq (H_{УСЛ} + 0,1 \cdot H_{УСЛ}) \cdot 300 \quad (76)$$

где $G_{БК\max}$ - максимальный вес бурильной колонны, Н; $H_{УСЛ}$ - условная(рекомендуемая) глубина бурения, м; 300 - вес 1 м бурильных труб, Н/м

Тип привода буровой установки выбирается в зависимости от степени обустройства конкретного региона.

Таблица 45

Параметры буровых установок

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

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

2) Не распространяется на морские буровые комплексы.

3) Для буровых установок на постоянной транспортной базе.

4) Не допускается применять в установках кустового бурения.

5) В буровых установках 7-го класса, предназначенных для работы в условиях агрессивных сред – не менее 8 м.

Таблица 46

Параметры буровых установок ООО «Уралмаш НГО Холдинг»

Наименование параметров	ДЛЯ СУШИ														
	БУ 2500/160 ДЦБМ	БУ 3200/200ЭУК-2М2 БУ 3200/200ЭУК-2М2У БУ 3200/200ЭУК-2М2Я	БУ 3200/200ЭУ-1М БУ 3200/200ЭУ-1У	БУ 3200/200ЭУК-3МА	БУ 3200/200ДГУ-1М БУ 3200/200ДГУ-1У	БУ 4500/270 ЭКБМ	БУ 5000/320ДГУ-1 БУ 5000/320ДГУ-1Т	БУ 5000/320ЭР-О БУ 5000/320ЭР	БУ 5000/320ЭУК-Я	БУ 6500/450 ЭР	БУ 5000/450 ЭР-Т	БУ 8000/500 ЭР	НБО-1К*	НБО-Д*	НБО-Э*
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	1600	2000	2000	2000	2000	2700	3200	3200	3200	4500	4500	5000	2000	2250	2250
Условная глубина бурения, м	2500	3200	3200	3200	3200	4500	5000	5000	5000	6500	5000	8000	3200	3600	3600
Скорость подъема крюка при расхаживании колонны, м/с	0,15	0,2 ± 0,05	0,2 ± 0,05	0,2	0,2 ± 0,05	0... 1,6	0,18	0,1 ... 0,2	0,1... 0,25	0,1 ... 0,2	0,1 ... 0,25	0,1 ... 0,3	0,2	0,19	0,18
Скорость подъема элеватора (без нагрузки), м/с, не менее	1,5	1,5	1,5	1,63	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,74	1,5	1,6	1,5	1,58	1,5

Продолжение таблицы 46

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Расчетная мощность на входном валу подъемного агрегата, кВт	550	670	660	670	670	900	1100	1100	1100	1475	1100	2200	670	710	700
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	520	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	950	700	700	700
Расчетная мощность привода ротора, кВт, не более	300	370	370	370	280	370	370	370	370	440	440	500	370	370	370
Мощность бурового насоса, кВт	600	950	950	950	950	1180	950	950 1180	950	950	1180	1180	600	600	600
Вид привода	ДГ	Э	Э	ЭР	ДГ	ЭР	ДГ	ЭР	ЭР	ЭР	ЭР	ЭР	Э	Д	Э
Высота основания (отметка пола буровой), м	6,6	7,2	6,0	7,2	6,0	9,89	8,0	8,0	9,6	8,0	8,0	10,0	7,2	-	-

Продолжение таблицы 46

Наименование параметров	ДЛЯ СУШИ				ДЛЯ МОРЯ				
	БО 3Д86-1*	БО 3Д86-2*	БО 200-D-H*	БУ 6500/450 ДГ	НБО-ЭСП*	КБО 4000/250 ЭСП*	КБО 5000/320 ППЭМ*	КБО 6500/400 ЭУМ*	КБО 5000/320 ДГСП*
17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	3200	3260	2000	4500	2250	2500	3200	4000	3200
Условная глубина бурения, м	5000	5000	3200	6500	4000	4000	5000	6500	5000
Скорость подъема крюка при расхаживании колонны, м/с	0,16	0,16	0,17	0,1... 0,25	0,18	0,1... 0,25	0,1... 0,25	0,25	0,2
Скорость подъема элеватора (без нагрузки), м/с, не менее	1,43	1,43	1,6	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,7
Расчетная мощность на входном валу подъемно-гоагрегата, кВт	690	690	690	1250	630	900	1420	1475	1400
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	700	700	700	700	700	700	1260	950	700
Расчетная мощность привода ротора, кВт, не более	218	218	218	440	370	370	370	440	370
Мощность бурового насоса, кВт	600	600	600	950	600	950	950	950	950
Вид привода	Д	Д	Д	ДГ	Э	ЭР	ЭР	ЭР	ДГ
Высота основания (отметка пола буровой), м	6,5	9,6	7,0	8,0	-	-	-	-	-

* - Наборы бурового оборудования

Таблица 47

Параметры буровых установок Волгоградского завода буровой техники

Наименование параметров	Б-75	БУ 1600/100ДГУ	БУ 1600/100ЭУ	БУ 2500/160ДГУ-М1	БУ 2900/175ЭП-М БУ 2900/175ДЭП-2 БУ 2900/175ДЭП-3	БУ 2900/175ЭПКБМ	БУ 2900/175ЭПБ-М1	БУ 2900/200ЭПКБМ БУ 2900/200ДЭП-БМ	БУ 3900/225ЭПКБМ	БУ 3900/225ДЭП-БМ
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	1250	1000	1000	1600	1750	1750	1750	2000	2250	2250
Условная глубина бурения, м	2000	1600	1600	2500	2900	2900	2900	2900	3900	3900
Скорость подъема крюка при расхаживании колонны, м/с	0,1-0,25	0,1-0,2	0,22	0,1-0,2	0,1-0,2	0,1-0,2	0,1-0,2	0,25	0,15-0,25	0,15-0,25
Скорость подъема элеватора (без нагрузки), м/с, не менее	-	1,7	1,7	1,95	1,54	1,54	1,66	1,66	1,66	1,66
Расчетная мощность на входном валу подъемного агрегата, кВт	-	300	300	550	550	550	550	550	-	-
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	560	560	560	560	560	560	560	560	700	700
Расчетная мощность привода ротора, кВт	160	180	180	180	180	180	180	300	630	630
Число буровых насосов, шт	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Мощность бурового насоса, кВт	600	475	475 (600)	600	600	600	600	600	950	950
Вид привода	ЭП	ДГ	Э	ДГ	ЭП ДЭП	ЭП	ЭП	ЭП	ЭП	ДЭП
Высота основания (отметка пола буровой), м	5,5	5,0	5,0 (8)	5,5	6,1	7,75	6	8	8,5	8,5
Просвет для установки стволовой части превенторов, м	-	3,86	3,86 (6,86)	4,1	4,7	6,4	4,7	6,64	-	-
Номинальная длина свечи, м	25	18-22	18-22	25-27	25-27	25-27	25-27	25-27	23,8-25	23,8-25
Полезная высота вышки, м	40,7	40,7	40,7	42,2	41	41	41	41	41	41

Таблица 47

Наименование параметров	БУ 4000/250ДЭП-БМ	БУ 5000/320 ДЭП-БМ	БУ 2000/140 М-ДЭП (на полуприцепе)	БУ 2500/160 М-ДЭП (на полуприцепе)	БУ 3200/200 М-ДЭП (на полуприцепе)	БУ 2000/125 М-Д (на шасси)	БУ 2000/125 М-ДЭП (на шасси)	БУ 2000/125 М-ЭБМ (на шасси)	БУ 2000/125 М-ЭП (на шасси)	БУ 2500 М-ДЭП (на шасси)
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2500	3200	1400	1600	2000	1250	1250	1250	1250	1600
Условная глубина бурения, м	4000	500	2000	2500	3200	2000	2000	2000	2000	2500
Скорость подъема крюка при расхаживании колонны, м/с	-	-	0,2	0,2	0,25	0,15	0,15	0,15	0,15	0,1-0,25
Скорость подъема элеватора (без нагрузки), м/с, не менее	-	-	-	-	-	1,54	1,54	1,54	1,54	1,55
Расчетная мощность на входном валу подъемного агрегата, кВт	750	1000	-	-	-	-	-	-	-	-
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	700	700	560	560	700	560	560	560	560	560
Расчетная мощность привода ротора, кВт	630	630	160	300	350	-	-	-	-	-
Число буровых насосов, шт	2	2	2	2	2	3	2	2	3	1
Мощность бурового насоса, кВт	950	950	600	600	600	235	600	375	600	235
Вид привода	ДЭП	ДЭП	ДЭП	ДЭП	ДЭП	ДГ	ДЭП	ДЭ	ЭП	ДЭП
Высота основания (отметка пола буровой), м	8,5	9,5	5,5	5,5	6,0	6,4	6,4	6,4	6,4	5,5
Номинальная длина свечи, м	25-27	25 - 27	18	16-18	16-18	17-21	17-21	17-21	17-21	16-18
Полезная высота вышки, м	45	45	31,9	31,9	31,9	-	-	-	-	-

Задание 1. Вычислить глубину бурения буровой установкой при различном весе 1 м бурильных труб.

Таблица 48

Вариант для задания 1

Вариант	Тип буровой установки	Вес 1 труб (1 случай), Н/м	Вес 1 труб (2 случай), Н/м
1	БУ5000ЭУ	270	360
2	БУ 2500 ЭСК-БМ	260	370
3	БУ 4200 ЭК-БМ	250	380
4	БУ4500ЭК -БМЧ	240	390
5	БУ 6000 ЭК-БМЧ	230	400
6	БУ 6500 ЭК-БМЧ	220	350
7	БУ 3200 ДЭР	280	340
8	БУ 2000 ДЭП	275	330
9	БУ 2900 ЭП-М	225	365
10	БУ 3900/225ЭПКБМ	215	375

Задание 2. Выбрать буровую установку для бурения скважины заданной проектной глубиной и со следующей конструкцией:

Вариант 1

Проектная глубина $H = 4500$ м

Таблица 49

Исходные данные по конструкции скважины

Наименование обсадной колонны	Диаметр d_k , мм	Толщина стенок, мм	Глубина спуска, м	Вес 1 м колонны, Н/м
Кондуктор	351	10	450	825
Промежуточная	244,5	10	3500	569
Эксплуатационная	146	8, 9 и 10	4500	313*

* Усредненный вес колонны

Для бурения скважины до проектной глубины применяются бурильные трубы диаметром 127 мм, УБТ длиной 150 м и диаметром 178 мм ($q_{УБТ} = 1530$ Н/м). Вес бурильных труб $q_{БТ} = 287,4$ Н/м. Район буровых работ электроэнергией не обеспечен.

Вариант 2

Проектная глубина $H = 3085$ м

Таблица 50

Исходные данные по конструкции скважины

Наименование обсадной колонны	Диаметр d_k , мм	Толщина стенок, мм	Глубина спуска, м	Вес 1 м колонны, Н/м
Направление	324	11	30	848
Кондуктор	245	10	690	580
Эксплуатационная колонна	146	9,5	3085	320

Для бурения скважины до проектной глубины применяются бурильные трубы диаметром 140 мм, УБТ длиной 200 м и диаметром 178 мм ($q_{УБТ} = 1610$ Н/м). Вес бурильных труб $q_{БТ} = 278,5$ Н/м. Район буровых работ электроэнергией обеспечен.

Вариант 3

Проектная глубина $H = 2850$ м

Таблица 51

Исходные данные по конструкции скважины

Наименование обсадной колонны	Диаметр d_k , мм	Толщина стенок, мм	Глубина спуска, м	Вес 1 м колонны, Н/м
направление	426	12	360	1225
кондуктор	324	11	1100	580
эксплуатационная	245	10	2805	580
хвостовик-фильтр	178	9,2	2760-2850	382

Для бурения скважины до проектной глубины применяются бурильные трубы диаметром 140 мм, УБТ длиной 140 м и диаметром 178 мм ($q_{УБТ} = 1470$ Н/м). Вес бурильных труб $q_{БТ} = 297,3$ Н/м. Район буровых работ электроэнергией не обеспечен.

Вариант 4. Проектная глубина $H = 3655$ м

Таблица 52

Исходные данные по конструкции скважины

Наименование обсадной колонны	Диаметр d_k , мм	Толщина стенок, мм	Глубина спуска, м	Вес 1 м колонны, Н/м
направление	324	11,0	500	848
кондуктор	245	8,9	1450	519
эксплуатационная	168	8,9	3640	351
хвостовик-фильтр	114	8,6	3635-3655	223

Для бурения скважины до проектной глубины применяются бурильные трубы диаметром 127 мм, УБТ длиной 210 м и диаметром 146 мм ($q_{УБТ} = 1014$ Н/м). Вес бурильных труб $q_{БТ} = 358,9$ Н/м. Район буровых работ электроэнергией обеспечен.

Вариант 5

Проектная глубина $H = 2400$ м

Таблица 53

Исходные данные по конструкции скважины

Наименование обсадной колонны	Диаметр d_k , мм	Толщина стенок, мм	Глубина спуска, м	Вес 1 м колонны, Н/м
направление	324	9,5	50	736
кондуктор	245	8,9	410	519
эксплуатационная	168	8,9	2400	351

Для бурения скважины до проектной глубины применяются бурильные трубы диаметром 140 мм, УБТ длиной 120 м и диаметром 146 мм ($q_{УБТ} = 1014$ Н/м). Вес бурильных труб $q_{БТ} = 254$ Н/м. Район буровых работ электроэнергией не обеспечен.

Вариант 6

Проектная глубина $H = 2450$ м

Таблица 54

Исходные данные по конструкции скважины

Наименование обсадной колонны	Диаметр d_k , мм	Толщина стенок, мм	Глубина спуска, м	Вес 1 м колонны, Н/м
направление	0,3239	11,0	70	848
кондуктор	0,2445	10	760	519
эксплуатационная	0,1461	9,5	2450	320

Для бурения скважины до проектной глубины применяются бурильные трубы диаметром 152 мм, УБТ длиной 220 м и диаметром 171мм ($q_{УБТ} = 1590$ Н/м). Вес бурильных труб $q_{БТ} = 427$ Н/м. Район буровых работ электроэнергией обеспечен.

Вариант 7

Проектная глубина $H = 3100$ м

Таблица 55

Исходные данные по конструкции скважины

Наименование обсадной колонны	Диаметр d_k , мм	Толщина стенок, мм	Глубина спуска, м	Вес 1 м колонны, Н/м
направление	0,3239	11,0	50	848
кондуктор	0,2445	10	765	519
эксплуатационная	0,1461	9,5	3100	320

Для бурения скважины до проектной глубины применяются бурильные трубы диаметром 140 мм, УБТ длиной 143 м и диаметром 146мм ($q_{УБТ} = 2150$ Н/м). Вес бурильных труб $q_{БТ} = 227$ Н/м. Район буровых работ электроэнергией не обеспечен.

Вариант 8

Проектная глубина $H = 2880$ м

Таблица 56

Исходные данные по конструкции скважины

Наименование обсадной колонны	Диаметр d_k , мм	Толщина стенок, мм	Глубина спуска, м	Вес 1 м колонны, Н/м
кондуктор	245	10	400	519
эксплуатационная	146	9,5	2880	320

Для бурения скважины до проектной глубины применяются бурильные трубы диаметром 127 мм, УБТ длиной 160 м и диаметром 178 мм ($q_{УБТ} = 1610$ Н/м). Вес бурильных труб $q_{БТ} = 358$ Н/м. Район буровых работ электроэнергией обеспечен.

Вариант 9

Проектная глубина $H = 2294$ м

Таблица 57

Исходные данные по конструкции скважины

Наименование обсадной колонны	Диаметр d_k , мм	Толщина стенок, мм	Глубина спуска, м	Вес 1 м колонны, Н/м
направление	0,340	11,0	75	786
кондуктор	0,245	10	1000	519
эксплуатационная	0,178	12,7	2594	515

Для бурения скважины до проектной глубины применяются бурильные трубы диаметром 140 мм, УБТ длиной 180 м и диаметром 146мм ($q_{УБТ} = 2150$ Н/м). Вес бурильных труб $q_{БТ} = 231$ Н/м. Район буровых работ электроэнергией не обеспечен.

Вариант 10

Проектная глубина $H = 2294$ м

Таблица 58

Исходные данные по конструкции скважины

Наименование обсадной колонны	Диаметр d_k , мм	Толщина стенок, мм	Глубина спуска, м	Вес 1 м колонны, Н/м
направление	0,340	11,0	70	786
кондуктор	0,245	10	486	519
эксплуатационная	0,168	8,9	2696	351

Для бурения скважины до проектной глубины применяются бурильные трубы диаметром 140 мм, УБТ длиной 124 м и диаметром 146мм ($q_{УБТ} = 3150$ Н/м). Вес бурильных труб $q_{БТ} = 289$ Н/м. Район буровых работ электроэнергией обеспечен.

1.2 Расчеты талевых систем

Талевый механизм или талевая система – грузонесущая часть буровой установки – представляет собой полиспаст, состоящий из кронблока, талевого блока, огибаемых стальным талевым канатом. Талевый блок снабжен крюком для подвески бурильной колонны и обсадных труб. Нагрузка подвешенного груза распределяется между рабочими струнами каната, число которых определяется числом шкивов талевого блока и кронблока. Талевая система позволяет уменьшить усилие в канате от веса поднимаемого груза. За счет этого пропорционально увеличивается длина каната, наматываемого на барабан при подъеме груза на заданную высоту.

Оснастка талевой системы буровых установок характеризуется тем, что оба конца талевого каната сбегают с кронблока, один из которых крепится к барабану буровой лебедки и называется ходовым или тяговым, а второй (неподвижный) – к специальному устройству на металлическом основании вышечного блока (рисунок 1а).

Существует три способа крепления неподвижного конца талевого каната: на неподвижном барабане рядом с ногой вышки (рисунок 4,а); за талевый блок (рисунок 4,б); за кронблок (рисунок 4,в).

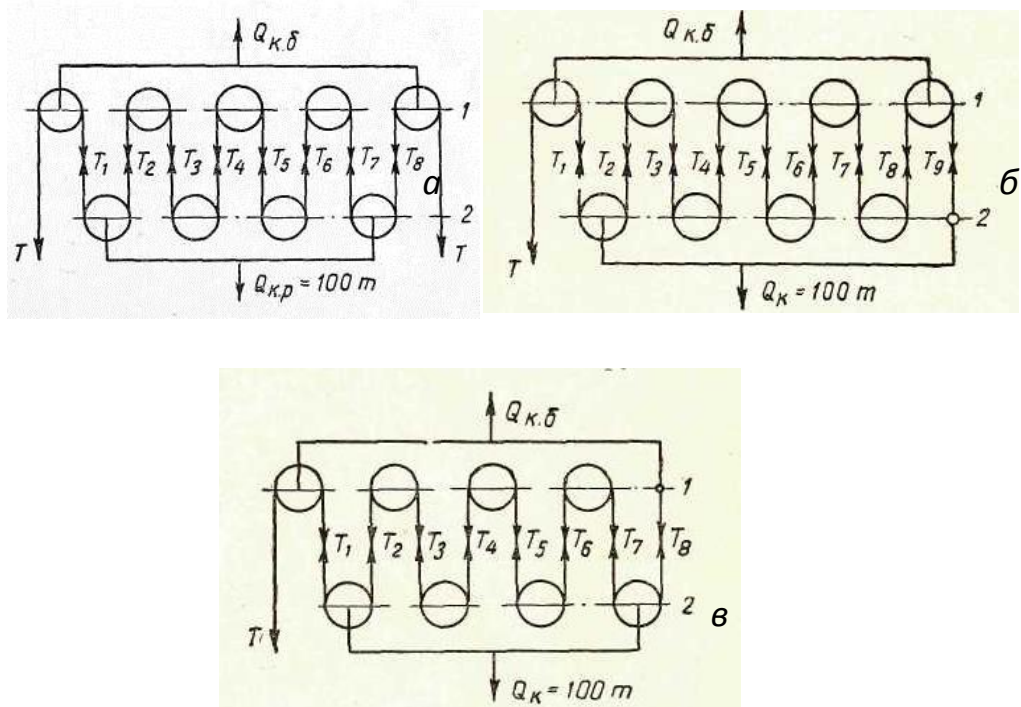


Рисунок 4 - Способы крепления неподвижного конца талевого каната
1 – кронблок; 2 – талевый блок

При наматывании каната на барабан талевый блок с крюком подтягивается к неподвижному кронблоку. При спуске талевого блока канат разматывается с барабана, вращающегося в обратном направлении под действием веса талевого блока, крюка и подвешенной колонны труб. Неподвижная струна талевого каната используется для установки специальных датчиков, измеряющих нагрузку на крюке.

Рабочие струны талевого каната располагаются между шкивами кронблока и талевого блока и, в отличие от ходовой струны и неподвижной, изменяют свою длину при подъеме и спуске крюка. Отношение числа рабочих струн каната к числу ходовых струн, идущих на лебедку, называют кратностью оснастки. Буровые лебедки связаны с талевым блоком и кронблоком одной ходовой струной, и поэтому кратность оснастки талевой системы буровых установок равно числу рабочих струн каната. Так как второй конец талевого каната неподвижный и поэтому нерабочий, кратность оснастки талевой системы буровых установок независимо от числа шкивов талевого блока и кронблока является четным числом, равным удвоенному числу шкивов талевого блока:

$$i_{mc} = 2n, \quad (77)$$

где n – число шкивов талевого блока.

1.2.1 Определение нагрузок в ведущей, неподвижной и рабочих струнах талевой системы

При подъеме и опускании талевого блока усилия в струнах каната изменяются из-за сопротивлений, учитываемых коэффициентом полезного действия шкива [21]. На к.п.д. шкивов наиболее значительно влияет трение в опорах и между канавкой шкива и канатом. Независимо от диаметра к.п.д. шкива на подшипниках скольжения $\eta=0,95\div0,96$, $\eta=0,97\div0,98$.

В расчетах талевых канатов удобнее пользоваться коэффициентом сопротивления шкива $\beta=1/\eta$. Тогда натяжение сбегающей $S_{сб}$ и набегающей $S_{наб}$ струн:

$$S_{сб} = S_{наб}\beta \quad (78)$$

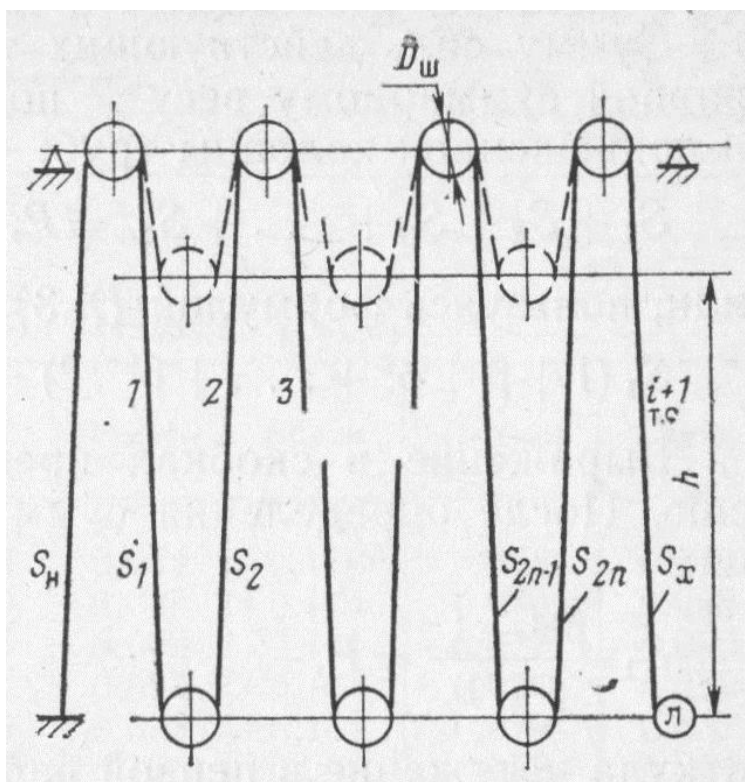


Рисунок 5 - Развернутая схема талевой системы

На рисунке натяжение первой рабочей струны каната, следующей за неподвижной струной S_n , обозначим S_1 , а натяжения последующих струн S_2, S_3 и т.д. При кратности оснастки талевой системы $i_{mc}=2n$ натяжение последней рабочей струны обозначим S_{2n} .

Согласно формуле 78 натяжения отдельных струн талевого каната при подъеме составят:

$$S_2 = S_1\beta; S_3 = S_2\beta = S_1\beta^2; S_{2n} = S_{2n-1}\beta = S_1\beta^{2n-1} \quad (79)$$

Сумму сил, действующих в рабочих струнах каната, примем равной суммарному весу P подвижной части талевого механизма и подвешенной колонне труб:

$$S_1 + S_2 + S_3 + \dots + S_{2n} = P, \quad (80)$$

или, пользуясь формулой 79:

$$S_1(1 + \beta + \beta^2 + \dots + \beta^{2n-1}) = P, \quad (81)$$

Выражение в скобках представляет геометрическую прогрессию. После определения суммы геометрической прогрессии получим:

$$S_1 \frac{\beta^{2n}-1}{\beta-1} = P, \quad (82)$$

откуда натяжение в первой рабочей струне:

$$S_1 = P \frac{\beta-1}{\beta^{2n}-1}, \quad (83)$$

Натяжение ходовой струны:

$$S_x = S_{2n}\beta = S_1\beta^{2n} \text{ или } S_x = P \frac{\beta^{2n}(\beta-1)}{\beta^{2n}-1}. \quad (84)$$

где P – это суммарный вес подвешенной колонны труб $P_{кр}$ и подвижной части талевого механизма $P_{об}$.

$$P = P_{кр} + P_{об}.$$

Натяжение неподвижной струны:

$$S_n = \frac{S_1}{\beta} = P \frac{\beta-1}{\beta(\beta^{2n}-1)}, \quad (85)$$

При спуске груза максимальное натяжение будет в неподвижной струне:

$$S_{н.сп} = P \frac{\beta^{2n}(\beta-1)}{\beta^{2n}-1}, \quad (86)$$

А минимальное – в ходовой струне:

$$S_{х.сп} = P \frac{\beta-1}{\beta(\beta^{2n}-1)}, \quad (87)$$

Коэффициент полезного действия талевой системы определяется отношением полезной работы $A_{п} = P_{об} \cdot h$ к затраченной $A_3 = S_x \cdot h \cdot u_{TC}$, или

$$\eta_{TC} = \frac{\beta^{2n} - 1}{2 \cdot \beta^{2n}(\beta - 1) \cdot n}, \quad (88)$$

где $P_{об}$ – суммарный вес подвешенной колонны труб и подвижной части талевого механизма; n – число шкивов талевого блока; $\beta = 1 / \eta$ – коэффициент сопротивления шкива; h – высота подъема груза P .

Для шкива на подшипниках качения коэффициент полезного действия $\eta = 0,975$, тогда

$$\beta = 1 / 0,975 = 1,026$$

Коэффициент полезного действия всей талевой системы с оснасткой 5×6

$$\eta_{TC} = \frac{\beta^{2n} - 1}{2\beta^{2n}(\beta - 1) \cdot n} = \frac{1,026^{10} - 1}{2 \cdot 1,026^{10} \cdot 0,026 \cdot 5} = \frac{0,29}{0,336} = 0,863$$

Проверка: Табличное значение для данной талевой системы 0,85.

К.п.д. талевой системы при подъеме и спуске принимаются одинаковыми. Пользуясь формулами 84 и 86, натяжение ходовой струны при подъеме можно определить в зависимости от η_{TC} :

$$S_x = \frac{P}{i_{TC}\eta_{TC}} = \frac{P}{2n\eta_{TC}} \quad (89)$$

Натяжения в отдельных струнах каната для заданной кратности оснастки удобно определять из выражения, полученного на основе формул (82,83):

$$S_i = P \frac{\beta - 1}{\beta^{2n-1}} \beta^{i-1} = P a_i, \quad (90)$$

где i – порядковый номер рабочей струны каната со стороны неподвижности струны, a_i – коэффициент натяжения.

$$a_i = \frac{\beta - 1}{\beta^{2n-1}} \beta^{i-1}, \quad (91)$$

Таблица 59

Расчетные значения веса подвижных частей талевого механизма

Диаметр каната, мм	Вес подвижных частей талевого механизма $P_{об}$ (в кН) при оснастке		
	4×5	5×6	6×7
25	50	-	-
28	60	80	-
32	80	100	120
35	-	120	150
38	-	-	180

Задание. Рассчитать натяжения каната в неподвижной, ходовой и промежуточных струнных талевой системы, и определить ее к.п.д.

Таблица 60

Варианты заданий для расчета натяжений в неподвижной, ходовой и подвижных струнах талевой системы и КПД талевой системы

Исходные данные	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагрузка на крюке, кН	1250	1730	2314	1500	2117	1650	2538	3489	3780	3910
Оснастка талевой системы	4x5	5x6	5x6	4x5	5x6	5x6	6x7	5x6	6x7	6x7
Диаметр каната	25	28	28	25	32	28	32	28	32	32

1.3 Определение нагрузок, действующих на буровую вышку

Средний вес 1 метра утяжеленных бурильных труб, $q_{УБТ} = 1560$ Н/м;

Плотность стали, $\rho_{СТ} = 7,85$ г/см³;

Плотность бурового раствора, $\rho_P = 1,2$ г/см³.

На вышку действуют постоянные нагрузки от собственного веса и смонтированного на ней оборудования, эксплуатационные нагрузки, изменяющиеся по величине в процессе бурения и переменные нагрузки от ветра. В результате возникают вертикальные и горизонтальные усилия.

Вертикальные сжимающие нагрузки создаются от веса вышки и оборудования, нагрузкой на крюке, натяжением ведущей и неподвижной ветвей талевого каната.

Горизонтальные нагрузки, опрокидывающие вышку, являются горизонтальными составляющими от усилий ведущей и неподвижной ветвей талевого каната, от веса наклонно установленных свечей БК и от действия ветра.

Пример.[5] Определить вертикальную нагрузку, действующую наподкронблочную раму вышки ВМ-42-140 во время спуско-подъемных операций.

Глубина скважины 2500 м;

Диаметр бурильных труб, $d_{БТ} = 127$ мм;

Длина бурильных труб, $l_{БТ} = 2300$ м;

Средний вес 1 метра бурильных труб, $q_{БТ} = 260$ Н/м;

Диаметр утяжеленных бурильных труб, $d_{УБТ} = 178$ мм;

Длина утяжеленных бурильных труб, $l_{УБТ} = 200$ м;

Решение

Буровая вышка – вертикальная металлическая конструкция в виде усеченной пирамиды. Вышки делят на мачтовые и башенные. Мачтовые собирают в горизонтальном положении и поднимают в собранном виде.

Вышка А-образного типа состоит из сварных ферм – колонн, соединенных между собой в верхней части подкронблочной рамой.

По таблице 61 определяем технические характеристики вышки ВМ-42-140: допускаемая нагрузка на крюке 1400 кН, высота $h_g = 42$ м, оснастка талевой системы 4х5, масса комплектной вышки 19,3 т

Таблица 61

Технические характеристики буровых вышек

Параметры	ВМ-40-100	ВМ-42-140	ВМ-42-160	ВМА-41-170	ВМА-45-200	ВМА-45-250	ВМА-45-320	ВБ-42-200	УВ-45-500А
	Мачтовые							Башенные	
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	1000	1400	1600	1700	2000	2500	3200	2000	5000
Оснастка т/с	4X5	4X5	4X5	5X6	5X6	6X7	6X7	5X6	7X8
Высота, м	40	42	42	41	45	45	45	42	45
Масса комплектной вышки, т	16,6	19,3	23,2	26,2	31,7	34,7	40,3	29,0	71,6

Вертикальная нагрузка на подкронблочную раму вышки при движении крюка:

$$P_B = P_K + G_{TC} + 2 \cdot P_K / (u_{TC} \cdot \eta_{TC}), \quad (92)$$

где P_K – нагрузка на крюке, Н;

G_{TC} – вес подвижной части талевой системы, Н;

u_{TC} – число струн в оснастке (кратность полиспаста);

η_{TC} – к.п.д. талевой системы

Статическая нагрузка на крюке при подъеме

$$P_K = (1 - \rho_P / \rho_T) \cdot G_{KB} + P_{TP}, \quad (93)$$

где ρ_P и ρ_T – относительная плотность бурового раствора и материала труб, соответственно, г/см³; G_{KB} – вес бурильной колонны в воздухе, Н; P_{TP} – сила трения и прихвата колонны, Н

Вес бурильной колонны в воздухе

$$G_{KB} = G_{BT} + G_{УБТ} = q_{BT} \cdot l_{BT} + q_{УБТ} \cdot l_{УБТ} = 260 \cdot 2300 + 1560 \cdot 200 = 910000 \text{ Н}$$

тогда

$$P_K = (1 - \rho_P / \rho_T) \cdot G_{KB} + P_{TP} = (1 - 1,2 / 7,85) \cdot 910000 + 0 = 770770 \text{ Н}$$

Вес подвижной части талевой системы (крюк, талевый блок, канат. Весами элеватора и штропов пренебрегаем)

$$G_{TC} = G_{KB} + G_{TK}, \quad (94)$$

где $G_{KB} = 12,7$ кН – вес крюкоблока ТБК4-140Бр; G_{TK} – вес талевого каната в оснастке между крюкоблоком и кронблоком, кН

Вес талевого каната в оснастке

$$G_{TK} = l_{TK} \cdot q_{TK} = (h_{KB/ТБ} \cdot u_{TC}) \cdot q_{TK} \quad (95)$$

где l_{TK} – длина талевого каната в оснастке между талевым блоком и кронблоком, м; $h_{KB/ТБ} = (h_s - 2) = 40$ м – расстояние между крюкоблоком и кронблоком в нижнем положении крюка; $q_{TK} = 34$ Н/м – вес талевого каната при $d_K = 28$ мм (таблица 62).

Таблица 62

Характеристики талевых канатов

Диаметр каната d_K , мм	Удельная масса, Н/м	Разрывное усилие каната (в кН), при $\sigma_B = 1764$ МПа
Канаты типа ЛК-О 6X1+9+9=114; 6X1+6+9=96; ЛК-РО 6X1+6+(6X6)+12=186*		
22,0	19	320
25,0	26,6*	460*
28,0	34,0*	576*
32,0	42,0*	719*
35,0	50,5*	863*
38,0	59,8*	1029*
41,3	66,0	1120
44,5	82,0	1200
* Для каната по ГОСТ 16853-79 с металлическим сердечником		

Определяем кратность талевой системы при оснастке 4x5

$$u_{TC} = (4 + 5) - 1 = 8$$

Тогда

$$G_{TK} = (40 \cdot 8) \cdot 34 = 10880 \text{ Н}$$

Вторая составляющая G_{TC} основного уравнения (94):

$$G_{TC} = 12700 + 2/3 \cdot 10880 = 19953,3 \text{ Н}$$

К.п.д. талевой системы

$$\eta_{TC} = 1 - 0,02 \cdot u_{TC} = 1 - 0,02 \cdot 8 = 0,84$$

Вертикальная нагрузка на подкронблочную раму вышки при движении крюка

$$P_B = 770770 + 19953,3 + 2 \cdot 770770 / (8 \cdot 0,84) = 790723,3 + 1541540 / 6,72 = 1020119,13 \text{ Н} = 1,02 \text{ МН}$$

Для сравнения определим вертикальную нагрузку на подкронблочную раму вышки при неподвижном крюке

$P_B = P_K + G_{TC} + 2 \cdot P_K / u_{TC} = 770770 + 19953,3 + 2 \cdot 770770 / 8 = 0,983 \text{ МН}$
Вывод: Найденные нагрузки не превышают допустимой нагрузки 1,4 МН для данного типа вышки (таблица 61).

Таблица 63

Варианты заданий для определения вертикальной нагрузки на буровую вышку

Исходные данные	1	2	3	4	5	6	7
Глубина бурения, м	1250	1500	1700	1900	2000	2200	2600
Диаметр буровых труб	114	114	114	127	127	127	140
Длина буровых труб	1000	1200	1500	1700	1800	2000	2300
Средний вес 1 метра буровых труб, Н/м	200	220	235	240	250	270	300
Диаметр утяжеленных буровых труб	168	168	168	178	178	178	178
Средний вес 1 метра утяжеленных буровых труб, Н/м	1410	1410	1410	1560	1560	1560	1560
Плотность стали, г/см ³	7,85	7,85	7,85	7,85	7,85	7,85	7,85
Плотность бурового раствора, г/см ³	0,95	1,4	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3

1.4 Определение параметров буровых насосов

Параметры буровых насосов выбирают с учетом норм и требований, установленных ГОСТ и ОСТ на конструктивное исполнение основных узлов гидравлического и приводного блоков насосов [4].

Один из важных вопросов при проектировании насосов - выбор оптимального сочетания длины, числа ходов и диаметра поршня, обеспечивающих заданную подачу, которая определяется по формулам

- для двухпоршневого насоса двойного действия

$$Q_{\phi} = \alpha \frac{2(2F-f)Sn}{60} = \alpha(2F - f)v_{cp}, \quad (96)$$

- для трехпоршневого насоса одностороннего действия:

-

$$Q_{\phi} = \alpha \frac{3FSn}{60} = \alpha \frac{3Fv_{cp}}{2}, \quad (97)$$

где Q_{ϕ} – фактическая подача насоса, м³/с; $\alpha = Q_{\phi}/Q = 0,9$ – коэффициент подачи; Q - теоретическая подача насоса, м³/с. F – площадь поперечного сечения поршня, м²; f – площадь поперечного сечения штока, м²; S – длина хода поршня, м; n – число двойных ходов, мин⁻¹; $v_{cp} = 2Sn/60$ – средняя скорость поршня, м/с;

С увеличением скорости поршня возрастает износ и соответственно уменьшаются сроки службы цилиндровых втулок, поршней и других деталей, контактирующих с буровым раствором. В связи с этим по принятым в отечественной практике нормам средняя скорость поршня буровых насосов не должна превышать 1,6 м/с. В целях ограничения динамических нагрузок максимальное ускорение поршня не должно превышать 14 м/с^2 . В современных насосах рассматриваемые параметры составляют $S_n = 20 \div 32 \text{ м/мин}^{-1}$ или $v_{cp} = 0,7 \div 1,2 \text{ м/с}$; $S_n^2 = 1300 \div 2100 \text{ м/мин}^{-2}$ или $a_{max} = 8 \div 14 \text{ м/с}^2$.

Опыт показывает, что для длинноходовых насосов ($S > 400 \text{ мм}$) число ходов ограничивается допускаемой средней скоростью поршня, а для короткоходовых насосов – максимально допускаемым ускорением. Для хода поршня рекомендуется выбирать из следующего ряда предпочтительных чисел: 80; 100; 125; 160; 200; 250; 280; 320; 360; 400; 450; 500.

В зависимости от выбранной длины хода по допускаемым скорости и ускорению определяют частоту хода поршня. Далее, по заданной подаче, согласно формулам (96, 97) вычисляют диаметр поршня:

- для двухпоршневых насосов двустороннего действия:

$$d \approx \sqrt{\frac{19Q}{\alpha S_n} + \frac{d_{шт}^2}{2}}, \quad (98)$$

- для трехпоршневых насосов одностороннего действия:

$$d \approx \sqrt{25,5 Q / \alpha S_n}, \quad (99)$$

где $d_{шт}$ – диаметр штока.

Диаметры поршней, наружные и внутренние диаметры цилиндровых втулок должны соответствовать значениям следующего ряда чисел: 60; 70; 80; 90; 100; 110; 120; 125; 130; 140; 150; 160; 170; 180; 190; 200; 210; 220; 230; 240; 250; 260; 270; 280 мм.

Длина цилиндровой втулки:

$$l = S + l_n + \Delta l, \quad (100)$$

где l_n – длина поршня; Δl – запас длины.

Запас длины цилиндровой втулки $\Delta l = 30 \div 50 \text{ мм}$ используется для заходной фаски, а также для подтягивания изношенного уплотнения (в случае нежесткого крепления втулки) и компенсации возможного удлинения штока при неполном свинчивании его составных частей. Наиболее распространены цилиндровые втулки длиной 590 и 630 мм, наружным диаметром соответственно 230 и 200 мм, используемые в двухпоршневых насосах двустороннего действия. Трехпоршневые насосы одностороннего действия, имеющие более короткий ход (250-300 мм) и меньшую длину поршня, снабжаются втулками длиной 350-400 мм.

Внутренний диаметр цилиндрических втулок изменяется за счет толщины их стенки. В двух- и трехпоршневых насосах используются втулки с внутренним диаметром 120; 130; 140; 150; 160; 170; 180; 190; 200 мм. При чрезмерном износе возрастают зазоры между поршнем и втулкой, что приводит к резкому снижению коэффициента подачи, особенно заметному при высоконапорных режимах работы насоса. Поэтому величина предельно допустимого износа втулок снижается по мере увеличения давления на выходе насоса.

Таблица 64

Величины допустимых износов цилиндрических втулок

Давление на выходе насоса, МПа	<7	7-14	14-21	21-28
Допускаемый диаметральный износ, мм	3,8-2,4	2,4-1,6	1,6-1,2	1,2-0,8

Диаметры всасывающего и нагнетательного коллекторов определяются по наибольшей подаче насоса. По условиям неразрывности потока имеем:

$$Q = \frac{\pi d_v^2}{4} v_v = \frac{\pi d_n^2}{4} v_n, \quad (101)$$

где d_v и d_n – диаметры всасывающего и нагнетательного коллекторов; v_v и v_n – средние скорости жидкости во всасывающем и нагнетательном коллекторах.

Скорости жидкости во всасывающем и нагнетательном коллекторах буровых насосов принимаются в пределах $v_v=1\div 2$ м/с; $v_n=1,5\div 2,5$ м/с. Максимальные скорости допускаются при условии обеспечения достаточного подпора на всасывающей линии насоса.

Диаметры штоков поршня и ползуна определяют из расчета на прочность и приводят в соответствие со значениями следующего ряда чисел: 25; 28; 32; 36; 40; 45; 50; 55; 60; 65; 70; 80; 85; 95; 100; 110; 120; 125; 130; 140; 150; 160; 170.

Задание 1. Определить фактическую производительность бурового насоса при следующих данных

Таблица 65

Варианты задания

Вариант	Тип насоса	Диаметр цилиндрической втулки, мм	Длина хода, мм	Диаметр штока, мм	Частота двойных ходов, мин ⁻¹
1	2	3	4	5	6
1	Двухпоршневой двойного действия	150	100	60	30
2	Трехпоршневой одностороннего действия	110	125	45	40
3	Двухпоршневой двойного действия	120	160	50	50

Окончание таблицы 65

1	2	3	4	5	6
4	Трехпоршневой одно- стороннего действия	125	200	55	60
5	Двухпоршневой двойного действия	130	250	60	35
6	Трехпоршневой одно- стороннего действия	140	280	65	45
7	Двухпоршневой двойного действия	150	300	70	55
8	Трехпоршневой одно- стороннего действия	160	320	80	65
9	Двухпоршневой двойного действия	170	280	85	43
10	Трехпоршневой одно- стороннего действия	180	320	95	58

Задание 2 Определить число двойных ходов, которое должен иметь поршень бурового насоса при следующих данных:

Таблица 66

Варианты заданий

Вариант	Тип насоса	Диаметр цилиндрической штулки, мм	Длина хода, мм	Диаметр штука, мм	Теоретическая производитель- ность, м ³ /час
1	Двухпоршневой двойного действия	100	100	40	63
2	Трехпоршневой од- ностороннего дей- ствия	110	125	45	80
3	Двухпоршневой двойного действия	120	160	50	100
4	Трехпоршневой од- ностороннего дей- ствия	125	200	55	125
5	Двухпоршневой двойного действия	130	250	60	125
6	Трехпоршневой од- ностороннего дей- ствия	140	280	65	160
7	Двухпоршневой двойного действия	150	300	70	165
8	Трехпоршневой од- ностороннего дей- ствия	160	320	80	130
9	Двухпоршневой двойного действия	170	280	85	140
10	Трехпоршневой од- ностороннего дей- ствия	180	320	95	150

Задание 3. Определить диаметр цилиндровой втулки насоса при следующих данных:

Таблица 67

Варианты заданий

Вариант	Тип насоса	Частота двойных ходов, мин ⁻¹	Длина хода, мм	Диаметр штока, мм	Фактическая производительность, м ³ /час
1	Двухпоршневой двойного действия	30	100	40	63
2	Трехпоршневой одностороннего действия	40	125	45	80
3	Двухпоршневой двойного действия	50	160	50	100
4	Трехпоршневой одностороннего действия	60	200	55	125
5	Двухпоршневой двойного действия	35	250	60	125
6	Трехпоршневой одностороннего действия	45	280	65	160
7	Двухпоршневой двойного действия	55	300	70	165
8	Трехпоршневой одностороннего действия	65	320	80	130
9	Двухпоршневой двойного действия	43	280	85	140
10	Трехпоршневой одностороннего действия	58	320	95	150

Задание 4. Определить коэффициент производительности насоса при следующих данных

Таблица 68

Варианты заданий

Вариант	Тип насоса	Диаметр цилиндровой втулки, мм	Длина хода, мм	Диаметр штока, мм	Частота двойных ходов, мин ⁻¹
1	2	3	4	5	6
1	Двухпоршневой двойного действия	150	100	60	30
2	Трехпоршневой одностороннего действия	110	125	45	40

Окончание таблицы 68

1	2	3	4	5	6
3	Двухпоршневой двойного действия	120	160	50	50
4	Трехпоршневой одно-стороннего действия	125	320	55	60
5	Двухпоршневой двойного действия	130	320	60	70
6	Трехпоршневой одно-стороннего действия	140	280	65	45
7	Двухпоршневой двойного действия	150	300	70	60
8	Трехпоршневой одно-стороннего действия	160	320	80	65
9	Двухпоршневой двойного действия	170	280	85	43
10	Трехпоршневой одно-стороннего действия	180	320	95	58

При этом данный насос заполняет емкость за следующий промежуток времени

Таблица 69

Варианты заданий

вариант	Емкость, м ³	Время заполнения, мин
1	15	10
2	25	15
3	17	11
4	20	30
5	20	20
6	34	22
7	30	28
8	28	24
9	21	20,5
10	30	16

3. РАСЧЕТ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

3.1. Понятие «скважина» и требования к ее конструкции

Скважина – сложное дорогостоящее инженерное сооружение, предназначенное для многолетнего, безаварийного и без угрозы для обслуживающего персонала и окружающей среды выполнения поставленных перед ней задач по добыче нефти и газа.

Процесс проводки (строительства) скважины сопровождается предупреждением, а зачастую и ликвидацией (борьбой) с различного рода осложнениями - обвалами, осыпями, поглощениями, газонефтеводопроявлениями и т.д., которые, как правило, приводят к авариям. Поэтому, при со-

ставлении проекта на строительство скважины, в зависимости от геологических условий бурения, предусматривается решение предстоящих проблем при бурении скважины двумя способами:

- применением буровой промывочной жидкости соответствующей рецептуры, отвечающей физико-механическим свойствам разбуриваемой породы;
- разработкой рациональной конструкции скважины.

4.2 . Расчет плотности буровой промывочной жидкости (БПЖ)

Буровая промывочная жидкость должна выполнять ряд функций, а именно:

Основные функции:

- удалять выбуренную породу с забоя скважины;
- транспортировать выбуренную породу (буровой шлам) на поверхность;
- охлаждать долото;
- передавать гидравлическую энергию забойному двигателю.

Дополнительные функции:

- создавать достаточное давление на вскрытые скважиной пласты, чтобы исключить газонефтеводопроявление (ГНВП);
- образовывать на стенках скважины тонкую, но прочную и малопроницаемую фильтрационную корку, предотвращающую проникновение промывочной жидкости (ПЖ) или ее фильтрата в породы;
- удерживать во взвешенном состоянии твердую фазу при временном прекращении циркуляции.

Плотность БПЖ в интервалах совместимых условий бурения должна определяться из расчета создания столбом БПЖ гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое давление на величину:

- 10 % для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м), но не более 15 кг/см^2 (1,5 МПа);
- 5 % для интервалов от 1200 м до проектной глубины, но не более 30 кг/см^2 (3,0 МПа).

Газонефтеводопроявление (ГНВП) возникает тогда, когда нарушается основное требование при бурении и перфорации пластов под давлением – создание репрессии на пласт, т.е. гидростатическое давление должно превышать пластовое на допустимую величину. Гидростатическое давление создается весом столба жидкости, который напрямую формируется и зависит от плотности скважинной жидкости.

Изменение плотности промывочной жидкости – основное средство изменения созданного противодействия в скважине. Опасность потери устойчивости горных пород и их гидроразрыва – не единственные факторы, обуславливающие величину необходимого давления в скважине. Очень важно создания нормального противодействия на пласты,

насыщенные пластовыми флюидами. Нормальное противодавление выполняет условие:

$$\rho_{\min} < \rho_n < \rho_{\max}, (102)$$

где ρ_{\min} – минимально возможная плотность промывочной жидкости, кг/м³; ρ_n – нормальное противодавление; ρ_{\max} – максимально возможная плотность промывочной жидкости, кг/м³.

Для стенок скважины предпочтительно сохранение горных пород в упругом состоянии, поэтому рассчитывается минимально возможная плотность промывочной жидкости ρ_{\min} , кг/м³, по формуле

$$\rho_{\min} = P_{\text{пл}} \cdot k_a / (g \cdot H), (103)$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа; k_a – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым или коэффициент запаса прочности:

$$k_a = 1 + \Pi, (104)$$

где $\Pi = 0,1$ (10 %) - для скважин глубиной до 1200 м; или $\Pi = 0,05$ (5 %) - для скважин глубиной более 1200 м; g – ускорение свободного падения, $g = 9,81$ м/с²; H – глубина залегания пласта по вертикали, м.

Если скважина наклонно-направленная, то:

$$H = L \cdot \cos \alpha (105)$$

где H – глубина залегания пласта по вертикали, м; L – глубина (длина скважины по оси) залегания пласта по стволу скважины с учетом отклонения ствола скважины, м; α – зенитный угол отклонения ствола скважины, град.

3.2 Обоснование конструкции скважин

Конструкция скважины определяется заданием заказчика (добывающей организации) и геологическими условиями района работ.

3.2.1. Требования к проектированию конструкции скважин

Конструкция скважины в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать:

- максимальное использование пластовой энергии продуктивных горизонтов в процессе эксплуатации за счет выбора оптимального диаметра эксплуатационной колонны и возможности достижения проектного уровня гидродинамической связи продуктивных отложений со стволом скважины;
- применение эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации, поддержания пластового давления, теплового воздействия и других методов повышения нефтеотдачи пластов;
- условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины;

- получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;
- условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- максимальную унификацию по типоразмерам обсадных труб и ствола скважины.

Основными параметрами, характеризующими конструкцию скважины, являются количество и диаметр обсадных колонн, глубина их спуска, диаметр долот, для бурения под ОК, высота подъема тампонажного раствора.

Обычно обсадные колонны подвешиваются на устье, поэтому верхний интервал скважины оказывается перекрытым несколькими колоннами. Это обусловлено рядом причин.

Во-первых, во время углубления скважины предыдущая обсадная колонна изнашивается бурильными замками, долотами и прочим инструментом. В результате прочность ее может снизиться до опасного предела. Во избежание аварий в изношенной колонне верхний интервал скважины приходится укреплять дополнительной колонной.

Во-вторых, чем глубже продуктивный горизонт, тем больше пластовое давление в нем и выше избыточное давление, которое возникнет в колонне в случае герметизации устья превентором при выбросе. Обсадные колонны большого диаметра имеют малую прочность на разрыв при действии избыточного внутреннего давления, поэтому до вскрытия горизонта с высоким пластовым давлением, особенно газового, часто спускают промежуточную колонну, имеющую достаточную прочность на разрыв, чтобы можно было установить противовыбросовое оборудование.

Эксплуатационные колонны, как правило, подвешиваются на устье на колонную головку.

В технической литературе конструкцию скважины принято изображать графически следующим образом (рисунок 1): жирными сплошными линиями показывают обсадные колонны; число у верхнего конца линии означает диаметр колонны в мм, у нижнего конца - глубину спуска в м. Интервалы цементирования показаны штриховкой.

3.2.2. Виды конструкций скважин и разновидности обсадных технических колонн

Все обсадные колонны по своему назначению именуется следующим образом:

Направление - самая первая колонна труб или одна труба, предназначенная для закрепления приустьевой части скважины от размыва буровым раствором и обрушения, а также для обеспечения циркуляции жидкости. Направление, как правило, одно. Цементируется до устья.

Кондуктор - колонна обсадных труб, предназначенная для разобщения верхнего интервала разреза горных пород, изоляции пресноводных горизонтов от перетоков и загрязнений, предупреждения обваливания стенок скважины, растепления зон многолетнемерзлых пород, монтажа противовыбросового оборудования, желоба для циркуляции и подвески последующих обсадных колонн. Цементируется до устья.

Промежуточная обсадная техническая колонна - служит для разобщения несовместимых по условиям бурения зон при углублении скважины до намеченной глубины, перекрытия зон поглощений. Они могут быть следующих видов: сплошные - перекрывающие весь ствол скважины от забоя до устья независимо от крепления предыдущего интервала; хвостовики - для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину, перекрытия зон поглощений. Голова «хвостовика», как правило, выше башмака предыдущей колонны на 25-50 м; летучки - специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для перекрытия интервала осложнений, перекрытия зон поглощений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами; эксплуатационная колонна - самая последняя колонна обсадных труб, которой крепят скважину для разобщения продуктивных горизонтов от всех остальных пород. Служит артерией для транспортировки извлекаемых из скважины нефти или газа, или, наоборот, для нагнетания в пласты жидкости или газа.

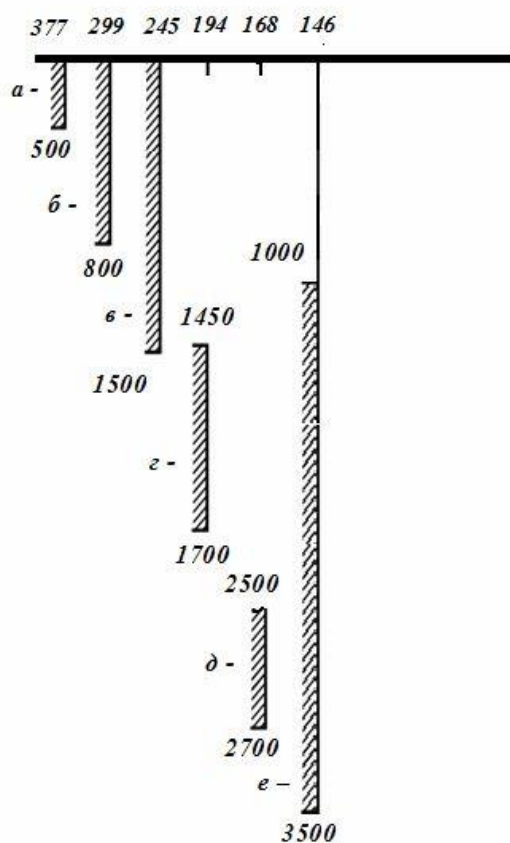


Рисунок 6 - Графическое изображение конструкции скважины

а - направление;
б - кондуктор;
в - сплошная промежуточная обсадная колонна;
г - хвостовик;
д - летучка;
е - эксплуатационная колонна.

3.3. Расчет конструкции скважин

3.3.1. Расчет конструкции скважин (производится снизу вверх)

Диаметр эксплуатационной колонны выбирают в зависимости от назначения скважины. Для эксплуатационных и нагнетательных скважин диаметр эксплуатационной колонны принимают в зависимости от ожидаемых дебитов на разных стадиях разработки месторождения, способов эксплуатации скважины, габаритных размеров оборудования для эксплуатации и глубины скважины.

Диаметр эксплуатационной колонны должен быть достаточным для выполнения в скважине подземного и капитального ремонта.

На рисунке 7 приведена схема конструкции скважины для расчета диаметров эксплуатационной и предыдущих обсадных колонн, диаметров долот для бурения скважины.

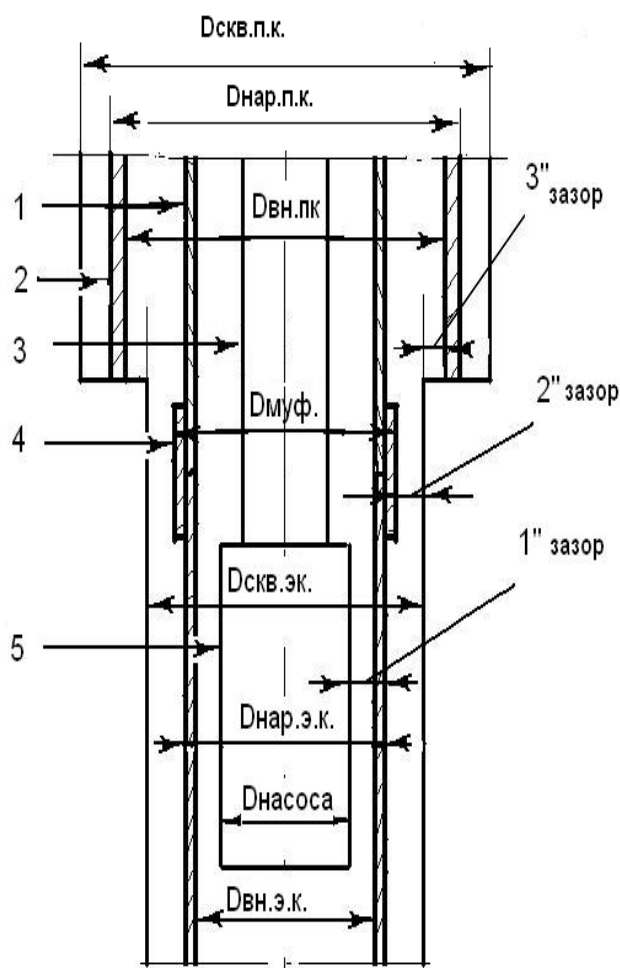


Рисунок 7 - Схема конструкции скважины:

- 1 — эксплуатационная колонна (ЭК);
- 2 — предыдущая обсадная колонна (ОК);
- 3 — насосно-компрессорная труба НКТ;
- 4 — муфта ЭК;
- 5 — скважинный насос;
- $D_{вн.э.к.}$ — внутренний диаметр ЭК;
- $D_{насоса}$ — диаметр насоса для добычи нефти;
- $D_{нар.э.к.}$ — наружный диаметр ЭК;
- $D_{скв.}$ — диаметр (долота) скважины под ЭК;
- $D_{миф.}$ — диаметр муфты ЭК;
- $D_{вн.п.к.}$ — внутренний диаметр предыдущей (ОК);
- $D_{нар.п.к.}$ — наружный диаметр предыдущей (ОК);
- $D_{скв.п.к.}$ — диаметр (долота) скважины под предыдущую (ОК);

- 1'' зазор — δ_1 — зазор между поверхностью насоса и внутренней стенкой ЭК;
- 2'' зазор — δ_2 — зазор между муфтой ЭК и стенкой скважины (мм);
- 3'' зазор — δ_3 — радиальный зазор между долотом под ЭК и внутренней стенкой предыдущей ОК (мм).

Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн, выбираемых для расчета конструкции скважины в зависимости от ожидаемого дебита, представлены в таблице 70.

Таблица 70

Соотношение между ожидаемым дебитом и диаметром эксплуатационных колонн

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

Для высокодебитных скважин выбор диаметра эксплуатационной колонны должен осуществляться из условий максимального использования энергии пласта с учетом капиталовложений, его осуществляют по таблице 70.

Таблица 71

Типовая характеристика обсадных труб и муфт к ним (приводится неполный прейскурант ОТ)

Условный диаметр трубы, мм	Труба				Муфта				
	наружный диаметр, D, мм	толщина стенки, мм	внутренний диаметр, d, мм	масса 1 кг	наружный диаметр, мм		длина, L _м , мм	масса, кг	
					D _н	D _с		D _н	D _с
114	114,3	10,2	93,9	26,7	133,0	123,8	170	5,6	5,0
140	139,7	10,5	118,7	33,6	153,7	149,2	182	5,3	4,7
146	146,1	10,7	124,7	35,7	166,0	156,0	182	7,9	4,4
168	168,3	12,1	144,1	41,2	187,7	177,8	190	9,5	4,8
219	219,1	12,7	193,7	64,7	244,5	231,8	218,9	18,0	9,6
245	244,5	13,8	216,9	68,7	269,9	57,2	218,0	19,9	16,7
273	273,1	15,1	242,9	88,5	298,5	285,8	218	22,2	12,0
299	198,5	12,4	273,7	87,6	323,9		218	24,1	
324	323,9	14,0	295,9	95,2	351,0		218	25,1	
340	339,7	13,1	313,5	105,2	365,1		218	7,3	

3.3.2. Определение диаметра ствола скважины (диаметр долота) под эксплуатационную обсадную колонну

Диаметр долота подбирают исходя из требуемого диаметра скважины, для ее расчета используют формулу

$$D_d = D_m + 2 \cdot \delta_2, \quad (106)$$

где D_d - диаметр ствола скважины (диаметр долота) под ЭК, (мм); D_m - диаметр муфты обсадной колонны, (мм); $2 \cdot \delta_2$ - разность диаметров между муфтой обсадной колонны и стенкой ствола скважины, (равная двум зазорам $2 \cdot \delta_2$), (мм).

3.3.3. Выбор диаметра эксплуатационной колонны

Необходимая разность диаметров скважин и муфт обсадных колонн должна выбираться исходя из оптимальных величин, установленных практикой бурения и максимально обеспечивающих беспрепятственный спуск каждой колонны до проектной глубины, а также качественное их цементирование представлена в таблице 72. Размеры и диаметры долот для бурения скважин представлены ниже.

Таблица 72

Минимально допустимая разность диаметров муфт обсадных труб и диаметров скважин

Номинальный диаметр обсадных труб d_n , мм обсадных труб				
114	140	168	273	324
127	146	178	299	340
		194		351
		219		377
		245		426
Разность диаметров Δ_n , мм = $2 \delta_2$.				
15	20	25	35	39-45

Примечание * - отклонения от указанных величин должны быть обоснованы.

Размеры диаметров долот (мм), выпускаемые заводами РФ (мм), согласно ГОСТ 20692 - 2003; (перечень неполный): 108,4; 120,6; 124,0; 139,7; 142,9; 144,0; 152,4; 165,1; 190,5; 215,9; 244,5; 269,9; 295,3; 393,7; 444,5; 660,4.

3.4.4. Определение диаметра промежуточных колонн и кондукторов

Определение диаметра промежуточных колонн и кондукторов, а также диаметры долот для бурения под каждую колонну (D_d) находят (аналогично ЭК) из следующих соотношений:

$$D_{вн.п.к.} = D_d + 2 \cdot \delta_3, \quad (107)$$

где $D_{вн.п.к.}$ - внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны; D_d - диаметр ствола скважины (диаметр долота) под ПК, мм; $2 \cdot \delta_3$ - радиальный зазор между долотом и внутренней поверхностью предыдущей колонны, через которую оно должно проходить при бурении скважины приведены

в таблице 73.

Расчетные значения диаметров долот уточняют по ГОСТ 20692-2003, диаметры обсадных труб применяют в соответствии с ГОСТ 632-80.

Ниже приведены требуемые значения Δ_n для ряда обсадных труб (таблица 5).

По внутреннему диаметру промежуточной обсадной колонны, аналогично ЭК, определяется наружный диаметр промежуточной колонны, диаметр муфты и остальные характеристики промежуточной колонны. Аналогично находим диаметры долот и размеры всех предусмотренных конструкцией скважины обсадных колонн, вплоть до направления.

Таблица 73

Рекомендуемые радиальные зазоры между долотом и внутренним диаметром обсадной колонны

Номинальный диаметр обсадных труб, Δ_n , мм	97	114 127	140 146 168 178	194 219 245	273 299 324	324 340 351 377 426
Разность диаметров $2\delta_3$, мм	12	15	20	25	35	50,5

Примечание*- отклонения от указанных величин должны быть обоснованы в проекте.

Пример 1. Расчет конструкции скважины

1. Последовательность проектирования конструкции скважины

Проектирование конструкции скважины осуществляется путем последовательного обоснования:

- глубины забоя и конструкции призабойного участка скважины, диаметра и глубины спуска эксплуатационной колонны;
- количества и глубины спуска обсадных колонн;
- диаметральных размеров конструкции скважины;
- типов труб для обсадных колонн;
- интервалов цементирования за колонных пространств.

2. Обоснование диаметральных размеров конструкции скважины

Исходным для расчета является диаметр эксплуатационной колонны, который устанавливают в зависимости от ожидаемого дебита скважины, либо конечный диаметр скважины, определяемый размером инструментов и приборов, которые будут использоваться в скважине.

Диаметры рассчитывают в следующем порядке:

По заданному наружному диаметру эксплуатационной колонны $D_э$ по ГОСТ 632-80 находят диаметр ее соединительной муфты $D_{м.э.к.}$ (таблица 2), вычисляют ориентировочно диаметр долота для бурения под эксплуатационную (первую снизу) колонну $D_{д.э.к.}$ (мм).

$$D_{дэ} = D_{мэ} + 2 \cdot \delta_2, \quad (108)$$

где $2 \cdot \delta_2$ – минимально допустимая разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны, мм

В соответствии с таблицей 70 определяют величину долота под ЭК. Диаметр долота $D_{\text{д}}$ принимают в соответствии с нормализованными размерами по ГОСТ 20692-2003.

Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны (промежуточной):

$$D_{\text{вн.п.к.}} = D_{\text{д.эк}} + 2 \cdot \delta_3, \quad (109)$$

где $2 \cdot \delta_3$ – радиальный зазор между внутренней стенкой обсадной трубы промежуточной колонны и долотом для бурения под эксплуатационную колонну, мм.

Величина радиального зазора выбирается по таблице 5.

По расчетному значению внутреннего диаметра промежуточной обсадной колонны по таблице 5 подбирают ее нормализованный наружный диаметр. Подобным образом повторяют расчет для каждой последующей колонны до самой верхней. Если строительство скважины завершается без спуска обсадной колонны на конечную глубину, исходным является диаметр долота для конечного интервала.

Рассчитать диаметральные размеры конструкции нефтяной скважины, если ожидаемый дебит равен $130 \text{ м}^3/\text{сут}$, состоящей из направления (50 м), кондуктора (800 м) и эксплуатационной колонны (2700 м).

1) По таблице 1 принимаем $D_{\text{э.к.}} = 146 \text{ мм}$.

2) По таблице 2 находим, что обсадные трубы с наружным диаметром 146 мм имеют диаметр соединительной муфты $D_{\text{м.э.к.}} = 166 \text{ мм}$.

Вычислим ориентировочно диаметр долота для бурения под эксплуатационную колонну:

$$D_{\text{д}} = D_{\text{м.э.к.}} + 2 \cdot \delta_2,$$

где $2 \cdot \delta_2$ – радиальный зазор между долотом и внутренней поверхностью обсадной колонны, мм; $\delta_2 = 5\text{-}15 \text{ мм}$.

Расчетные значения диаметров долот уточняют по ГОСТ 20692-2003, а обсадных труб по ГОСТ 632-80 [8].

Диаметр эксплуатационной колонны $D_{\text{к.э.к.1}} = 146 \text{ мм}$,

$D_{\text{к}}^{\text{м}} = 166 \text{ мм}$. Величину δ_2 в данном интервале берем максимальную, т.е. 15 мм. Это обусловлено тем, что колонну спускать на значительную глубину и при малом значении δ_2 это будет затруднительно. $D_{\text{д.э.к.}} = 166 + 2 \cdot 15 = 196 \text{ мм}$. Принимаем долото для бурения под эксплуатационную колонну диаметром 215,9 мм.

Определяем диаметр предыдущей колонны (кондуктора). Величину δ_3 принимаем 10 мм.

$D_{\text{к2}} = 215,9 + 2 \cdot 10 = 235,9 \text{ мм}$. Выбираем трубы подкондуктор диаметром 244,5 мм, где $D_{\text{к}}^{\text{м}} = 269,9 \text{ мм}$. $D_{\text{д.к.}} = 269,9 + 2 \cdot 10 = 289,9 \text{ мм}$.

Принимаем долото для бурения подкондуктор диаметром 295,3 мм.

$$D_{кз} = 295,3 + 2 \cdot 5 = 305,3 \text{ мм.}$$

Диаметр направления принимаем равный 323,9 мм.

$$D_{о3} = 351 + 2 \cdot 15 = 381 \text{ мм.}$$

Принимаем диаметр долота для бурения под направление 393,7 мм.

Расчетные параметры конструкции скважины сводятся в таблицу 74.

Таблица 74

Результаты расчета

Наименование колонн	Интервал спуска (по стволу), (м)	Диаметр, мм		Интервал подъема тамп. раствора, (м)
		колонны (мм)	долота (мм)	
Направление	50	323,9	393,7	До устья
Кондуктор	800	245	295,3	До устья
Эксплуатац. колонна	2700	146	215,9	До 650

Варианты для решения задач №1 представлены в таблице 75.

Таблица 75

Расчет диаметральных размеров конструкции нефтяной скважины

Варианты	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Категория скважины	Газ	Нефть	Газ	Нефть	Газ	Газ	Нефть	Нефть	Газ	Нефть
Ож. дебит (м³/сут).	<75	40	250	100	400	800	150	300	1000	>300
Диаметр Э.К. (мм).	?	?	?	?	?	?	?	?	?	?
Диаметр долота под Э.К. (мм).	?	?	?	?	?	?	?	?	?	?
Диаметр кондуктора (мм).	?	?	?	?	?	?	?	?	?	?
Диаметр долота подкондуктор (мм).	?	?	?	?	?	?	?	?	?	?
Диаметр направления (мм).	?	?	?	?	?	?	?	?	?	?
Диаметр долота под направление (мм).	?	?	?	?	?	?	?	?	?	?

Примечание: 1. Выполнить технический рисунок скважины с указанием на нем заданных индексов. 2. Определить значения всех неизвестных в задании индексов.

3.4 Обоснование проектной глубины бурения скважины

Перед спуском обсадной колонны производится оснастка обсадной колонны.

На конец первой трубы обсадной технической колонны (в т.ч. эксплуатационной) устанавливается направляющая башмачная пробка, «башмак», которая обеспечивает скольжение колонны по стенкам скважины при ее спуске, и обеспечивает беспрепятственный доступ колонны до забоя. Выше «башмака» колонны на расстоянии 2-3 трубы, т.е. 25-35 м устанавливается ЦКОД – циркуляционный клапан обратного действия, часто совмещенный с упорным кольцом «стоп». Интервал между «башмаком» и упорным кольцом «стоп» цементируется и образует цементный стакан, предотвращающий поступление пластового флюида в скважину через «башмак».

При обосновании проектной глубины бурения скважины необходимо учесть, что глубина искусственного забоя (место установки упорного «стоп» кольца и, соответственно, остановки цементировочной пробки) должна быть на 25 – 30 м. ниже подошвы продуктивного горизонта. Этот интервал называется «технологическим карманом» и служит для сбора упавших в скважину посторонних предметов, клямпис (пружин крепления эл.кабеля), песчаных пробок и т.д. для предотвращения перекрытия зоны перфорации.

Интервал от подошвы продуктивного горизонта до «башмака» обсадной колонны называется «зумпфом», который образуется суммарным расстоянием интервалов «технологического кармана» и «цементного стакана», и может быть равен 50 – 65 м. Таким образом, проектная глубина бурения скважины (по вертикали) складывается из суммы глубины залегания кровли пласта, мощности (толщины) пласта и интервала «зумпфа».

$$H_{пр.} = H + h + H_{т.к.} + H_{ц.с.}; \quad (110)$$

где $H_{пр.}$ – проектная глубина бурения, (м); H – глубина залегания кровли продуктивного горизонта (по вертикали), (м); h – мощность (толщина) пласта, (м).

$$H_{зумпфа} = H_{т.к.} + H_{ц.с.}; \quad (111)$$

где $H_{т.к.}$ – величина технологического кармана, (м); $H_{ц.с.}$ – величина цементного стакана, (м).

Фактическая длина скважины по оси определяется с учетом отхода (отклонения) скважины или с учетом зенитного угла.

ЛИТЕРАТУРА

1. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые [Текст]: справочное пособие/А.Г. Калинин, А.З. Левицкий, А.Г. Мессер, Н.В. Соловьев. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. - 450 с.
2. Бабаян, Э.В. Инженерные расчеты в бурении [Текст]: учебно-практическое пособие/Э.В. Бабаян, А.В. Черненко. – Москва: Инфра-Инженерия, 2016. – 440 с.
3. РД 39-2-52-78. Комплексная методика классификации горных пород геологического разреза разделения его на пачки пород и выбора рациональных типов и конструкций шарошечных долот для эффективного разбуривания нефтяных и газовых месторождений [Текст]. – М.: ВНИИБТ, 1980. – 297 с.
4. Элияшевский, И.В., Типовые задачи в бурении [Текст]/Элияшевский И.В., Ореуляк Я.М., Сторонский М.Н. М.: Недра, 1973. – 503 с.
5. Борисов, К.И. Методические основы расчета бурильных труб [Текст]: учебное пособие /К.И. Борисов, В.И. Рязанов. – Томск: ТПУ, 2005. – 75 с.
6. ГОСТ Р50278-92. Трубы бурильные с приваренными замками [Текст].- М.: Госстандарт России, 1992 . – 18 с.
7. ГОСТ 32696-2014 (ISO 11961:2008). Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности. Технические условия. [Текст].- Введ 2013-01-01.-М.: Стандартинформ, 2015, 79 с.
8. Ганджумян, Р.А. Расчёты в бурении [Текст]/Р.А.Ганджумян, А.Г.Калинин, Н.И.Сердюк. -М.: РГГРУ, 2007. - 668 с.
9. Долгих, Л.Н. Бурение и освоение скважин [Текст]: методические указания по курсовому и дипломному проектированию /Л.Н. Долгих. - Пермь: ПГТУ, 2008.-42 с.
10. Инструкция по расчёту бурильных колонн [Текст]. Взамен РД 39-0147014-502-85.- М.: ВНИИБТнефть, 1997.
11. Осипов, П.Ф. Расчёт бурильных колонн [Текст]: учебное пособие/П.Ф.Осипов.- Пермь: ПГТУ, 2008.- 40 с.
12. Технология бурения нефтяных и газовых скважин [Текст]: учебник для вузов/ А.И. Спивак [и др.]; под ред.А.И.Спивака. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. - 509 с.
13. Сократов, В.Г. Породоразрушающийинструмент [Текст]:учебное пособие/В.Г.Сократов. – Пермь: ПГТУ, 1999. – 50 с.
14. Кейн,С.А.,Инженерные задачи бурения наклонно-направленных скважин [Текст]: учебное пособие/С.А. Кейн, Р.Н. Мищенко. – Ухта: УГНТУ, 2011. – 79 с.
15. Герасимов, Г.Т.Бурение нефтяных и газовых скважин [Текст]: Методические указания к выполнению контрольной и практической работе

студентов специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» всех форм обучения по дисциплине «Бурение нефтяных и газовых скважин»/Г.Т. Герасимов, Е.Ю. Липатов. - Тюмень, ТюмГНГУ, 2009.-32 с.

16. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08.Выпуск 19. [Текст]–М.: ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. -288 с.

17. Заканчивание скважин [Текст]: учебное пособие для вузов /В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. – Тюмень: 2008. – 346 с.

18. Басарыгин, Ю. М. Заканчивание скважин [Текст]: учебное пособие для вузов / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – М.: Недра, 2000. – 668 с.

19 Вадецкий, Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник для профессионального образования [Текст]/ В. В. Вадецкий – М.: Издательский центр «Академия», 2008. – 352 с.

20Овчинников, В. П. Справочник бурового мастера [Текст]: в 2 т.: научно-практическое пособие для студентов Вузов / В. П. Овчинников, С. И. Грачев. – М.: «Инфра-Инженерия», 2006.- 608с.

21Ефимченко, С.И. Расчет и конструирование машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов: Часть I. Расчет и конструирование оборудования для бурения нефтяных и газовых скважин [Текст]: учебник для вузов/С.И. Ефимченко, А.К. Прыгаев.–М.: Нефть и газ, 2006. – 734 с.

22Баграмов, Р.А. Буровые машины и комплексы [Текст]: учебник для вузов/Р.А. Баграмов. -Москва: Недра, 1988. – 501 с.

23 Плотников, Д.М. Методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Машины и оборудование для бурения нефтяных и газовых скважин на суше» для студентов дневного и заочного обучения специальности 130602 (МОП) [Текст]. – Тюмень: ТюмГНГУ,2008. – 28 с.

24 Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование [Текст] / справочное пособие / А.М. Гусман [и др.] под ред. А.М. Гусмана. - Екатеринбург: УГГА, 2002.- 577 с.

25 Булатов, А.И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин [Текст]/ А.И. Булатов, Проселков Ю.М., Шаманов С.А.. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. - 1007 с.

26 Герасимов, Г. Т. Разработка проектной документации на строительство скважин с учетом проекта разработки месторождения [Текст]/ Г. Т. Герасимов, Р. Ю. Кузнецов, П. В. Овчинников.- Тюмень:ТюмГНГУ, 2010. - 528 с.

Учебное издание

Анашкина Александра Евгеньевна
Харитонов Татьяна Александровна

ПРАКТИКУМ ПО БУРЕНИЮ СКВАЖИН

В авторской редакции

Подписано в печать 20.01.2019. Формат 60х90 1/16. Печ. л. 6,25
Тираж 100 экз. Заказ № 276.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.
Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.