

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«МАЙКОПСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»**

Кафедра нефтегазового дела и энергетики

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Методические указания по выполнению курсовой работы

для обучающихся направления подготовки

21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Майкоп – 2019

УДК 622.24(07)

ББК 35

Т 38

Печатается по решению Научно-технического совета Майкопского государственного технологического университета

Рецензент – доктор технических наук, доцент Меретуков З.А.

Составитель – канд. техн. наук, доцент Меретуков М.А.

Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания по выполнению курсовой работы для обучающихся направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»– Майкоп: 2019. - стр.

Методические указания составлены в соответствии с учебным планом и рабочей программой дисциплины «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» для направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

Меретуков М.А.

МГТУ, 2019

СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИЯ.....	4
1 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СОДЕРЖАНИЮ И ОФОРМЛЕНИЮ ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ.....	5
2 ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ.....	8
2.1 Общие сведения о районе работ.....	8
2.2 Горно – геологические условия бурения.....	10
3 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ.....	12
3.1 Выбор и обоснование конструкции скважины.....	12
3.2 Выбор и обоснование профиля скважины.....	18
3.3 Выбор и обоснование способа бурения скважины.....	20
3.4 Выбор ПРИ и бурильной колонны по интервалам скважины.....	21
3.5 Выбор промывочной жидкости по интервалам бурения скважины.....	24
3.6 Выбор и обоснование способа цементирования.....	25
3.7 Выбор противовыбросового оборудования (ПВО).....	28
3.8 Выбор буровой установки.....	29
4 РАСЧЕТНЫЙ РАЗДЕЛ.....	32
5 МЕРОПЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ БУРЕНИИ.....	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	75
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	76

АННОТАЦИЯ

Курсовая работа – это индивидуальная работа студента и он является результатом его работы на производственной практике. Материал курсовой работы может быть использован при написании выпускной квалификационной работы.

Курсовая работа и ее защита — это способ проверить, насколько студент способен справляться с будущей специальностью, на каком уровне им усвоен теоретический курс и пройдены шаги по приобретению профессиональных навыков.

Цель курсовой работы – приобретение навыков работы с нормативными документами, рабочими проектами, технической и справочной литературой, самостоятельное решение организационных и технических вопросов.

Она должен оформляется в соответствии с определенными требованиями, в определенной последовательности.

Методические указания по выполнению курсовой работы предназначены для студентов 3-4 курса направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело». В данном документе предлагаются требования к содержанию и оформлению пояснительной записки и графического материала курсовой работы.

1 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СОДЕРЖАНИЮ И ОФОРМЛЕНИЮ ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ

Пояснительная записка (ПЗ) должна состоять из указанной ниже последовательности:

- титульный лист;
- задание на курсовое проектирование, заполняется руководителем курсового проектирования, и должно содержать все исходные данные, обеспечивающие качественное выполнение курсовой работы;
- содержание, перечисляются последовательно все разделы, подразделы ПЗ, список используемой литературы.
- введение – содержит краткую характеристику современного состояния нефтегазовой отрасли в России и в мире, обоснование актуальности темы курсовой работы, новизна работы.
- геологический раздел, включает в себя горно – геологические условия проектируемой скважины (общие сведения о районе работ(возможно представить обзорную карту) , литолого – стратиграфический разрез, зоны возможных осложнений, нефтегазоносность) на основании горно – геологических условий проектируются следующие разделы курсового проекта;
- технико -технологический раздел основная часть курсового проекта, содержание должно отвечать заданию на проектирование;
- расчетная часть относится к технико – технологическому разделу и включает в себя расчеты , согласно заданию на курсовое проектирование;
- разделы по обеспечению безопасных условий труда, по охране окружающей среды, мероприятия по предупреждению осложнений и аварий должны разрабатываться в соответствии с действующими государственными стандартами и руководящими документами, регламентирующими деятельность в нефтегазовой отрасли;
- заключение – это последняя часть работы должно содержать краткие выводы, оценку поставленных задач, значимость курсового проектирования в учебной деятельности студента;

- **список использованной литературы.** Включаются только те источники, на которые имеются ссылки в текстовом документе ПЗ, источники нумеруются в алфавитном порядке;

- **приложение,** включаются все материалы вспомогательного характера, на все приложения должны быть ссылки в текстовом документе ПЗ, номер приложения обозначается буквами русского алфавита, начиная с А, за исключением букв ё,з,и,о,ч,ы,ь,ъ.

Оформление пояснительной записки

Объем пояснительной записки курсовой работы составляет 25-40 страниц печатного текста. Текст выполняется на листах А4 расположенных вертикально и имеющих рамки. Текст ПЗ выполняется машинописным способом, черным цветом, схемы и рисунки при использовании компьютерной графики в черно – белом и /или цветном изображении. Размер компьютерного шрифта - не менее 14 пт. Межстрочный интервал 1,5. нумерация страниц начинается с третьего листа.

Формулы в текстах располагаются по центру на отдельных строках и отделяются от основного текста промежутками в один интервал, в конце каждой формулы через запятую указываются единицы измерения определяемой величины. Все формулы нумеруются арабскими цифрами, которые записываются на уровне формул в конце строки в круглых скобках в пределах всего текста (сквозная нумерация) или одного раздела, располагаются друг под другом. Между номером и формулой в квадратных скобках дается ссылка на источник, состоящий из номера источника по списку литературы и страницы, на которой расположена формула в источнике. Под формулой приводится расшифровка всех входящих в её состав обозначений с указанием единиц измерения. Каждое обозначение расшифровывается на отдельной строчке с красной строки. Первая строка расшифровки начинается со слова «где» без двоеточий и красной строки.

Цифровой материал оформляется в виде таблиц. Таблицам присваивается порядковый номер и название, которые помещаются над таблицей слева, с

красной строки. При переносе части таблицы на другой лист заголовок не повторяется. А над таблицей слева пишется «Продолжение таблицы» с указанием её номера.

В текст допустимо включать иллюстрации, которые выполняются на отдельных листах или совмещаются с текстом. Поясняющие данные к рисунку располагаются под названием рисунка, нумерация рисунков сквозная, с красной строки. Например, Ри.1 Обзорная карта района работ.

Заголовки и подзаголовки выполняются прописными буквами симметрично тексту, не подчеркиваются, точка в конце заголовка не ставится. Все разделы имеют сквозную нумерацию, подразделы нумеруются в пределах раздела.

2 ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

2.1 Общие сведения о районе работ

Географическое месторасположение месторождения или площади. Возможно иллюстрация-обзорная карта района работ.



Рис. 1 Обзорная карта района работ

2.2 Горно – геологические условия бурения

Необходимо указать какими породами сложен разрез скважины, указать возраст горных пород слагаемых разрез проектируемой скважины, условия залегания, мощность, стратиграфическое подразделение, литологическую характеристику разреза скважины с кратким описанием горных пород. данная информация будет использована при проектировании способа бурения, выбора ПРИ и КНБК, а также для выбора конструкции скважины. Геологические данные для дальнейшей работы можно представить в виде таблиц.

Таблица 1

Стратиграфический разрез проектируемой скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение	Индекс	Элементы залегания (падения) пластов		Коэффициент каверн озност и
От (верх)	До (низ)			Угол, град	Азим ут, град	
0	30	Четвертичная система	Q	0		1,3
30	230	Некрасовская свита	P _{3nk}	0		1,3
230	300	Чеганская свита	P _{g 2-3cg}	0		1,3
300	450	Люлинворская свита	P _{g 2ll}	0		1,3
450	490	Талицкая свита	P _{g 2 tl}	0		1,3
490	568	Ганькинская свита	K _{2gn}	0		1,3
568	618	Славгородская свита	K _{2sl}	0		1,3
И так далее по всему разрезу скважины.						

Данные по стратиграфическому разрезу и литологической характеристики берутся из материалов практики, а именно из индивидуального или группового рабочего проекта на скважину.

По данным проектов и документов с практики определяются интервалы возможных осложнений: осыпей и обвалов, поглощений промывочной жидкости, ГНВП.

Таблица 2

Литологическая характеристика разреза проектируемой скважины

Индекс стратиг- рафичес- кого подразд- е ления	Интервал		Горная порода		Стандартное описание горной породы
	От (верх)	До (низ)	Краткое название	% в интер- вале	
Q	0	30	Глины Суглинки Пески супеси	40 40 10 10	Отложения четвертичной системы представлены песками, темно – серыми, серыми, мелкосреднезернистыми, реже более крупнозернистыми, иногда глинистыми, суглинками и глинами буровато - серыми
P _{3nk}	30	230	Пески глины	70 30	Некрасовская свита сложена песками светло – серыми, с подчиненными прослоями глин, коричневатого – серых, бурых, с обильными растительными остатками.
P _{g 2-3cg}	230	300	Глины пески	90 10	Чеганская свита представлена глинами зеленовато – серыми и голубовато- зелеными, плотными, жирными на ощупь с пропластками и линзами песков

Таблица 3

Осложнения при бурении скважины (пример)

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид возможного осложнения	Характеристика осложнения и условия возникновения
	от	до		
Q - P _г 2-3сг	0	300	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности бурового раствора против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления
K ₁₋₂ pk	838	1691	Осыпи и обвалы	Осыпание стенок скважины в ствол скважины. Некачественный буровой раствор. Уменьшение плотности и увеличение водоотдачи бурового раствора
J ₁₋₂ tm	3127	3141	НГВП (нефть)	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение плотности против проектной. Перелив бурового раствора
Pz (палеозой)	3155	3300	Прихватоопасная зона	Перепад давления. Потеря подвижности буровой колонны. Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной.

3 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

3.1 Выбор и обоснование конструкции скважины

При выборе конструкции скважины должно учитываться следующее:

- глубина скважины и вскрываемых продуктивных горизонтов;
- назначение скважины;
- пластовое давление и давление гидроразрыва горных пород.

При проектировании конструкции скважины в первую очередь выбирается число обсадных колонн и глубина их спуска, исходя из предотвращения несовместимых условий бурения отдельных интервалов скважины.

Для выбора количества обсадных колонн (зон крепления) используется совмещенный график изменения пластового давления, давления гидроразрыва пород и гидростатического давления столба бурового раствора, построенный на основании исходных данных в прямоугольных координатах - глубина и эквивалент градиента давления.

Например, $P_{пл} = 320 \text{ кгс/см}^2$, глубина скважины (L) 3300 м

Промежуточные замеры:

$L_1 - 500 \text{ м}$

$P_{пл} - 50,5 \text{ кгс/см}^2$

$L_2 - 2500 \text{ м}$

$P_{пл} - 260 \text{ кгс/см}^2$

$L_3 - 3300 \text{ м}$

$P_{пл} - 375 \text{ кгс/см}^2$

Определяем градиент давления пластового для характерных глубин.

1. Для устья градиент пластового давления принимается равным 0,1

2. Для интервала глубины 500 м

$$P_{пл} = P_{пл} / L_1 = 50,5 / 500 = 0.101 \text{ кгс/см}^2 \cdot \text{м}$$

3. Для интервала 501 – 2500 м

$$P_{пл} = P_{пл} / L_2 = 260 / 2500 = 0.104 \text{ кгс/см}^2 \cdot \text{м}$$

4. Для интервала 2501-3300(забой)

$$P_{пл} = P_{пл} / L_1 = 355 / 3300 = 0.107 \text{ кгс/см}^2 \cdot \text{м}$$

Данные о давлении гидроразрыва горных пород берется из данных рабочего проекта на бурение скважины в таблице «Температура и давление по разрезу скважины». Расчет градиента давления гидроразрыва рассчитывается также как и градиент пластового давления. Градиента давления гидроразрыва горных пород для глубины спуска кондуктора принимается равным 0,2 без расчета. Для остальных величины берутся по данным групповых или индивидуальных рабочих проектов.

$P_{грп} = P_{грп} / L = 375 / 2500 = 0.15 \text{ кгс/см}^2 \cdot \text{м}$. и так далее по интервалам бурения.

Глубина спуска кондуктора принимается с учетом геолого – технических и экологических условий бурения, но не менее полученной по расчету (формула 2)

$$H_k = 1,05 * P_y * L / 0,95 * P_{грп} * L - 1,05 * (P_{пл} - P_y), \text{ м} \quad (2)$$

Пластовое ($P_{пл}$) и устьевое (P_y) давление и глубину скважины (L) нужно смотреть в листе задания (исходные данные) или в рабочем проекте.

$$H_k = 1,05 * 74 * 3300 / 0,95 * 0,103 * 3300 - 1,05 * (375 - 74) = 256410 / 310,95 = 824,6 \text{ м}$$

Исходя из опыта работ башмак кондуктора устанавливается в плотные непроницаемые породы, например, глины. (обязательно указать свиту).

Эксплуатационная колонна спускается до проектной глубины (забоя), её диаметр зависит от ожидаемого дебита скважины.

Порядок построения графика совмещенных давлений

Исходными данными для проектирования конструкции скважины являются: цель бурения и назначение скважины, проектный горизонт и глубина скважины, пластовое давление и давление гидроразрыва горных пород стратиграфических горизонтов, способы заканчивания скважины и её эксплуатация, профиль скважины, характеристика пород по крепости. При выборе конструкции скважины учитывается продолжительность бурения каждой зоны крепления, интенсивность износа кондуктора и промежуточных обсадных колонн, а также геологическая изученность района буровых работ.

Для выбора числа обсадных колонн и глубины их спуска строят совмещенный график изменения пластового давления, давления гидроразрыва пород и гидростатического давления столба бурового раствора в координатах «глубина – эквивалент градиента давления». Под эквивалентом градиента давления понимается плотность жидкости, столб которой в скважине на глубине определения создаёт давление равное пластовому или давлению гидроразрыва.

В интервалах залегания пород, в которых возможно нарушение пристволенной зоны скважины, где плотность бурового раствора выбирается с учетом горного давления, вместо пластового давления на график может быть нанесено горное давление. В интервалах интенсивных поглощений бурового раствора на график вместо давления гидроразрыва может быть нанесено давление, при котором начинается интенсивное поглощение.

Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления скважин обсадными колоннами, число их соответствует числу обсадных колонн. Глубину спуска обсадной колонны принимают на 10-20 м выше окончания зоны крепления (зоны совместимых условий), но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий.

Под совместимостью условий бурения понимается такое их сочетание, когда созданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала не вызовут осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной.

График совмещенных давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора. График строится на основании горно-геологических условий. При недостатке фактических данных они могут быть получены эмпирическим путем (прогнозные данные).

График совмещенных давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по графику совмещенных давлений решается вопрос о необходимости промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины

спуска.

Градиент пластового давления – отношение пластового давления в рассматриваемой точке пласта к глубине этой точки.

Градиент давления гидроразрыва – отношение давления гидроразрыва в рассматриваемой точке пласта к глубине этой точки.

Градиент гидростатического столба бурового раствора – отношение давления гидростатического столба БР в рассматриваемой точке скважины к глубине этой точки.

Под эквивалентом градиента давления понимают плотность жидкости, столб которой в скважине на глубине определения создает давление, равное пластовому или давлению гидроразрыва.

Последовательность действий.

1. Для интервалов по п. 1 находят значения эквивалентов градиентов пластовых давлений и давлений гидроразрыва слагающих пород.

2. На совмещенный график наносят точки эквивалентов и строят кривые эквивалентов градиентов давлений.

3. Параллельно оси ординат проводят линии АВ, EF, KL, ОР касательно крайних точек эквивалентов градиентов пластового давления и линии CD, GH, MN, QS - касательно крайних точек кривой эквивалентов градиентов давления гидроразрыва.

4. Зоны ABCD, EFGH, KLMN, OPQS являются зонами совместимых условий бурения.

5. Линии определяют граничные условия по пластовым давлениям для соответствующих интервалов разреза, а линии CD, GH, MN, QS – по давлениям гидроразрыва.

Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления скважины обсадными колоннами. Количество зон крепления соответствует количеству обсадных колонн.

6. Глубина спуска обсадной колонны (установки башмака) принимается на 10- 20 м выше окончания зоны крепления (зоны совместимых условий), но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий.

7. Плотность бурового раствора, применяемого при бурении в данной зоне крепления, должна находиться в пределах зоны совместимых условий и отвечать следующим требованиям: для скважин глубиной до 1200 м гидростатическое давление в скважине, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое на 10-15 процентов, а для скважин глубиной > 1200 м – на 5-10%. Отклонения от установленной плотности промывочной жидкости для ее значений до 1,45 г/см³ не допускаются больше чем на 0,02 г/см³, а для значений выше 1,45 г/см³ – не более чем на 0,03 г/см³ (по замерам бурового раствора, освобожденного от газа).

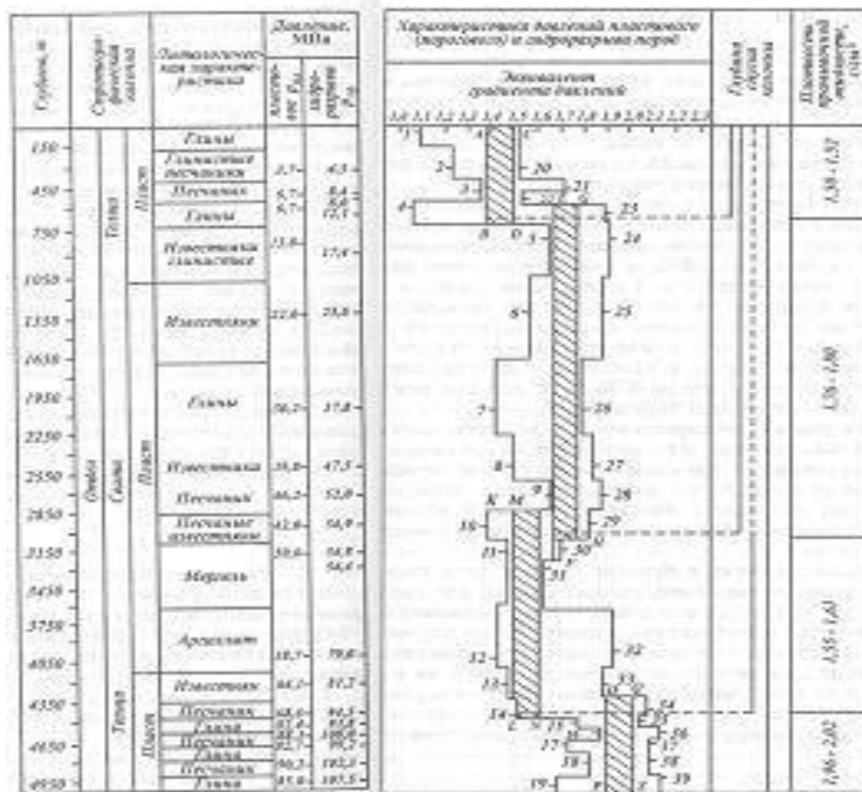


Рис. 2 Пример построения графика совмещенных давлений

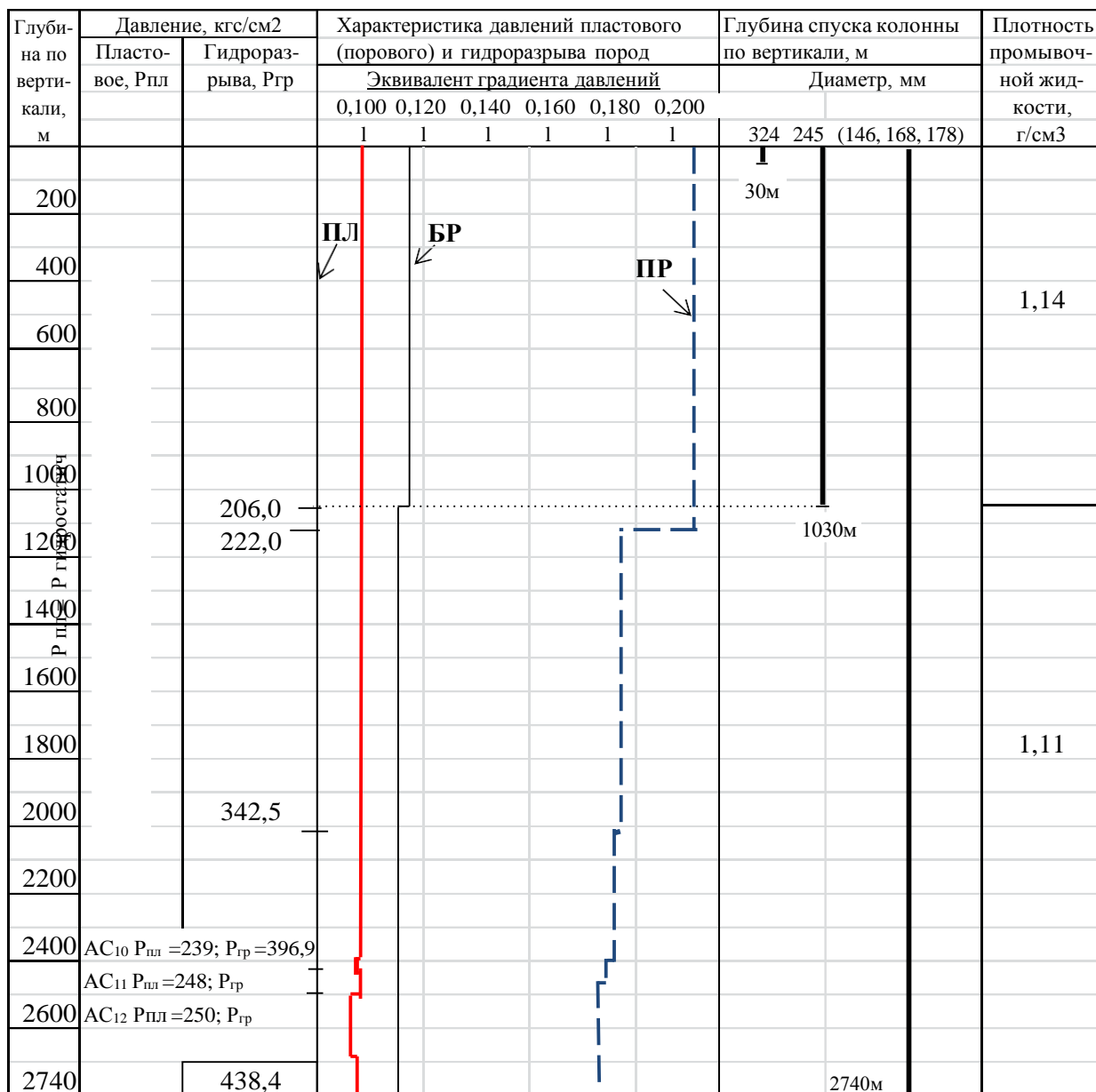


Рис.3 График совмещенных давлений (построенный)

Таблица 4

Глубина спуска и характеристика обсадной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название обсадной колонны	Наружный диаметр обсадной колонны, мм	Интервал спуска по стволу скважины, м		Диаметр ствола скважины, мм	Назначение обсадной колонны
			от	до		
1	направление	323,9	0	50	393,7	Предупреждения размыва устья скважины.
2	кондуктор	244,5	0	824,6	295,3	Перекрытие верхних неустойчивых отложений и изоляции водоносных горизонтов, содержащих пресные хозяйственного значения. Предотвращение ГНВП при дальнейшем углублении скважины на кондуктор устанавливается ПВО
3	Эксплуатационная	168,3	0	3300	215,9	Для создания газогидродинамической связи устья скважины с продуктивным пластом и создания долговечной крепи скважины.

3.2 Выбор и обоснование профиля скважины

В зависимости от категории скважины выбираем профиль проектируемой скважины. Как правило при проектировании разведочной, оценочно – поисковой скважин профиль скважины выбирается вертикальным. Допустимое отклонение от вертикали точки вскрытия кровли продуктивного пласта - 50м.

При проектировании наклонно – направленных скважин, наклонных с

горизонтальным окончанием рассчитывается и строится профиль скважины.

Проектный профиль ствола скважины выбирается с учётом следующих условий и требований:

А) Профиль должен быть технически выполним при использовании существующих технических средств;

Б) Для обеспечения проходимости УЭЦН 500 максимальная интенсивность изменения зенитного угла на участке набора и корректировки зенитного угла не должна превышать 1 градус на 10 м;

В) Максимальный угол при входе скважины в продуктивный пласт не должен превышать 10 градусов.

Проектный тип профиля включает в себя несколько интервалов (например, семь):

Бурение под кондуктор.

1) Вертикальный участок (интервал): 0-100 м по вертикали.

2) Участок (интервал) увеличения (набора) зенитного угла: 100-474 м по вертикали, 100-507 м по стволу; интенсивность набора угла $1,00^{\circ}$ на 10 м, набирается зенитный угол $40,37^{\circ}$.

3) Участок (интервал) стабилизации с ростом зенитного угла: 474-1030 м по вертикали, 507-1258 м по стволу зенитный угол изменяется с $40,37^{\circ}$ до $44,12^{\circ}$.

Бурение под эксплуатационную колонну.

4) Участок (интервал) стабилизации с ростом зенитного угла: 1030-1347 м по вертикали, 1258-1708 м по стволу, зенитный угол изменяется с $44,12^{\circ}$ до $46,37^{\circ}$.

5) Участок (интервал) снижения (уменьшения) зенитного угла: 1347-2200 м по вертикали, 1708-2688 м по стволу, зенитный угол снижается с $46,37^{\circ}$ до $10,99^{\circ}$.

6) Участок стабилизации со снижением зенитного угла (интервал установки центробежных насосов): 2200-2400 м по вертикали, 2688-2892 м по стволу, зенитный угол снижается с $10,99^{\circ}$ до $9,96^{\circ}$.

7) Участок (интервал) снижения (уменьшения) зенитного угла: 2400-2740 м по вертикали, 2892-3235 м по стволу, зенитный угол снижается с $9,96^{\circ}$ до $5,49^{\circ}$.

Исходные данные для расчёта профиля наклонно-направленной скважины и результаты расчёта её профиля приведены в таблицах рабочих проектов. Для каждой конкретной наклонно-направленной скважины профиль рассчитывается по исходным данным, имеющимся в рабочем проекте. Проектный профиль ствола каждой конкретной наклонно-направленной скважины выбирается с учётом требований указанных в пунктах А-В (см. выше).

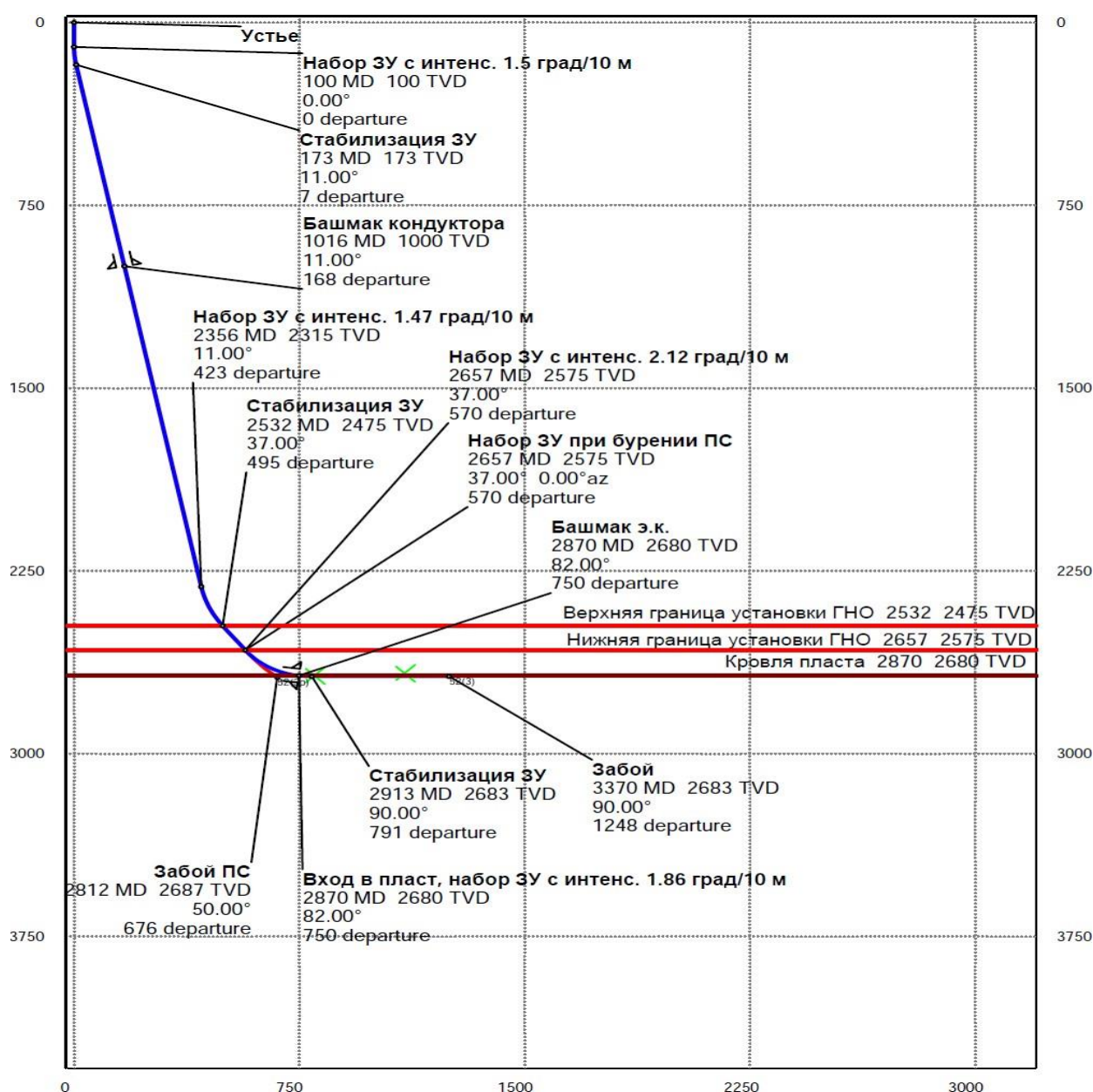


Рис. 4 Пример построения профиля наклонно – направленной скважины

3.3 Выбор и обоснование способа бурения скважины

Выбирается способ бурения в зависимости от горно – геологических условий бурения по интервалам бурения скважины. Выбор способа бурения должен обеспечивать:

- качественное вскрытие продуктивного пласта;
- достижение высокого качества ствола скважины;
- высоких механических скоростей и проходок на долото.

Рекомендуется составить таблицу по интервалам бурения .

Таблица 5
Способы бурения скважины

Интервал бурения	Тип обсадной колонны	Тип бурения
0-50	направление	роторный
50-60	кондуктор	ВЗД
60-293	кондуктор	турбинный
293-824,6	кондуктор	ВЗД
824,6-2024	эксплуатационная колонна	турбинный
2024-2548	эксплуатационная колонна	ВЗД
2548-3300	эксплуатационная колонна	ВЗД

3.4 Выбор ПРИ и бурильной колонны по интервалам скважины

Выбор долот

Для выбора типа размеров долот необходимо геологический разрез разделить на нормативные пачки, имеющие в своем составе незначительно различающиеся на 1-2 единицы по твердости и абразивности. Это необходимо для определения средней твердости и абразивности с целью выбора породоразрушающего инструмента по классификационной таблице ВНИИБТ.

Таблица 6
Усредненный геологический разрез и тип ПРИ

Интервал		Наименование преобладающих пород	Твердость кгс/мм ²	Абразивность мг	Нормативные пачки	Тип ПРИ
от	до					
0	30	Суглинки	3.5	4.0	I	393.7 МГВУР227
30	762	Глина	5. 0	5.5	II	295.3 ЕТS13GLK
762	1169	Алеврит	4. 0	4.0	III	215,9 МСЗГНУ-R37
1169	2253	Песчаники	4. 0	4.0	IV	215.9 МЗГВР155
2253	3300	Аргиллит	6. 0	8.0	V	215.9 DSX613M-D5

Выбор БК и её технологическая оснастка

Колонна бурильных труб обеспечивает подвод гидравлической мощности буровых насосов к долоту, забойному двигателю и забою скважины, передачу осевого усилия к долоту; доставку различного рода механизмов и устройств в заданные интервалы глубин при проведении геофизических исследований, аварийных работах и др. Она подвергается действию различных статических и динамических воздействий, при восприятии которых должна быть гарантирована безопасность и надежность ведения различных технологических процессов при строительстве скважин.

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб (УБТ), стальных (СБТ) или легко-сплавных бурильных труб (ЛБТ), ведущей бурильной трубы, резьбовых переводников, центраторов и калибраторов. По интервалам бурения и проработки ствола скважины возможно составить таблицу или привести компоновки БК и КНБК в виде рисунков.

Таблица 7
Компоновка низа бурильной колонны (КНБК)

Условный номер КНБК	Типоразмер, шифр или краткое название	Интервал, м (по стволу)		Назначение КНБК
		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5
1	III 393.7 VU- КПТГ-R- 2278К- 393.7 МС УБТС-203 УБТС-178 ПК-127х9.19 Е	0	50	Бурение под направление. Шаблонирование ствола скважины
2	БИТ 295.3 ВТ 419 В 2ТСШ-240РС УБТС-203 УБТС-178 ПК-127х9.19 Е	50	100	Бурение вертикального участка подкондуктор.
3	БИТ 295.3 ВТ 419 В 8К-295.3 МС ТО2-240 Телесистема ЗТС-И УБТС-203 УБТС-178 ПК-127х9.19 Е	100	173	Бурение интервала под кондуктор с набором ЗУ.
4	БИТ 295.3 ВТ 419 В 2ТСШ-240РС УБТС-203 УБТС-178 ПК-127х9.19 Е	173	1016	Бурение под кондуктор со стабилизацией ЗУ. Шаблонирование ствола скважины.
5	БИТ 220.7 ВТ 613 ТВ ДЗ-172 УБТС-178 ПК-127х9.19 Е	1016 2532	2356 2657	Бурение под эксплуатационную колонну со стабилизацией ЗУ Шаблонирование ствола скважины
6	БИТ 220.7 ВТ 613 ТВ ДЗ-172 Телесистема ЗТС-И УБТС-178 ПК-127х9.19 Е	2356 2657	2532 2870	Бурение под эксплуатационную колонну с набором ЗУ
7	БИТ 146,0 ВТ 613 Н Д-106 Sperry-Sun: Positive Pulse (DIR) ПН-89х9.35 Е	2870	3370	Бурение под хвостовик

	УБТС-121 ГУМ-127 УБТС-121 ПН-89х9.35 Е			
8	БИТ 146,0 ВТ 613 Н КС-146 Д-106 ПН-89х9.35 Е УБТС-121 ГУМ-127 УБТС-121 ПН-89х9.35 Е	2870	3370	Шаблонирование ствола скважины перед спуском хвостовика

3.5 Выбор промывочной жидкости по интервалам бурения скважины

Промывочная жидкость при бурении скважины должна обеспечивать:

- удаление выбуренной породы из-под долота, транспортировать её вверх по кольцевому пространству между бурильной колонной и стволом скважины;
- удержание частиц выбуренной породы во взвешенном состоянии при остановке циркуляции раствора;
- охлаждение долота и облегчение разрушения породы в призабойной зоне;
- создание давления на стенки скважины для предупреждения ГНВП;
- оказание физико – химического воздействия на стенки скважины, предупреждая их обрушение;
- передачу энергии гидравлическому забойному двигателю;
- обеспечение сохранения проницаемости продуктивного пласта при его вскрытии.

Используемая промывочная жидкость и химические реагенты, применяемые для его обработки, должны быть малотоксичные с точки зрения охраны окружающей природной среды. система очистки бурового раствора должна обеспечивать эффективную очистку его от выбуренной породы, в том числе избыточного содержания коллоидной глинистой фракции.

Таблица 8
Тип и параметры промывочной жидкости

Интервал бурения, м	Тип промывочной жидкости	Параметры бурового раствора				
		Плотность, г/см ³	Вязкость, с	СНС сек	Показатель фильтрации (водоотдача)	Содержание песка, %
0-824.6 под кондуктор	Глинистый раствор ингибированный	1.16-1,18	50	9-10	6-8	3%
824,6 – 2900 до вскрытия продуктивного пласта	полимерглинистый	1.16-1,18	40	6-16	6-8	3%
2900-3000 Вскрытие продуктивного пласта	полимерглинистый	1,14	40	6-16, 9-30	6-8	3%
3000-3300 Вскрытый палеозой	полимерглинистый	1,14	40	6-16, 9-30	6-8	3%

В этом подразделе можно также привести систему очистки бурового раствора от выбуренной породы, механизмы приготовления бурового раствора применяемые в организации, где проходила производственная практика или по данным рабочих проектов. Возможно дать характеристику химическим реагентам для поддержания заданных параметров бурового раствора (промывочной жидкости) в зависимости от горно – геологических условий проектируемой скважины.

3.6 Выбор и обоснование способа цементирования

В настоящее время существует 6 способов цементирования скважин: одноступенчатый; двухступенчатый; манжетный; манжетно-селективный; обратный и встречными потоками.

Наиболее широко применимы и отработаны одно- и двухступенчатые способы цементирования.

Одноступенчатый применяется в не осложненных геологических условиях при максимальной глубине скважин до 3000 м.

Двухступенчатый применяется в осложненных геологических условиях. Например, при различном градиенте гидроразрыва верхней и нижней частях скважины, или сильно различающихся температурных градиентах выше названных интервалов. "Для его реализации на заданной глубине устанавливаются муфты ступенчатого цементированья (МСЦ-1).

Манжетный способ цементированья используется при вскрытии скважин с низкопроницаемым коллектором или пластов с АНДП. Для его реализации над кровлей такого пласта в обсадную колонну устанавливают пакер, например ПДМ.

Способ встречными потоками в основном применяется при цементировании кондуктора, при недоподъеме цементного раствора из-за его поступления в поглощающий горизонт. Анализ геологического разреза показывает, что в нем отсутствуют разнотемпературные интервалы и температуры с разными градиентами гидроразрыва.

Требование к крепи скважины:

Под крепью скважины понимают обсадную колонну с сформировавшимся вокруг нее тампонажным камнем. Крепление скважины предназначено для:

- сохранения формы и размеров проектного поперечного сечения на весь период эксплуатации;
- разобщение пластов с целью испытания межпластовых перетоков и флюидопроявления как в процессе строительства, так и в период эксплуатации;
- надежной охраны недр. Качество крепления определяют:
- толщина и группа прочности стали труб обсадной колонны;
- состав, количества и расположение технической оснастки на обсадной колонне;
- тип и количество буферной жидкости и тампонажного раствора;
- способ и технико-технологические условия цементированья.

Гидравлическая программа цементированья обсадных колонн

Способ цементированья выбирается в зависимости от величины

коэффициента безопасности K_6 :

$$K_6 = \frac{P_\phi}{P_{cp}} = \frac{437.5}{433.3} = 1.00 \quad (3)$$

где P_ϕ -расчетное давление в конце цементировании у башмака спущенной колонны, кгс/см².

P_{cp} -давление гидроразрыва пластов на той же глубине, кгс/см²:

Если $K_6 \geq 1.00$, то цементирование производится в две ступени с использованием заколонного изолирующего пакера или муфты ступенчатого цементировании;

При $0.95 \leq K_6 \leq 1.00$ цементирование производится с обязательным выполнением специального комплекса мероприятий по превращению гидроразрыва пластов;

При $K_6 \leq 0.95$, проведение цементировании производится в нормальном режиме.

Прогнозное значение давления гидроразрыва (давления поглощения тампонажного раствора) у башмака обсадной колонны составляет, кгс/см²:

$$P_{г.р.} = \text{град.} P_{г.р.} \times H = 0.17 \times 433.3 \times 3150 = 232 \text{ кгс/см}^2 \quad (4)$$

Значение P_ϕ определяется по формуле:

$$P_\phi = P_{с.з.} + \Delta P = 397.8 + 39.7 = 437.5 \text{ кгс/см}^2 \quad (5)$$

где $P_{с.з.}$ -гидростатическое давление в затрубном пространстве в конце цементировании на глубине спуска колонны (по вертикали), кгс/см²:

$$P_{с.з.} = H \times \frac{\rho_u}{10} = 3150 \times \frac{0.46}{10} = 397.8 \text{ кгс/см}^2 \quad (6)$$

ΔP -гидравлические потери давления при движении жидкостей в затрубном пространстве в конце цементировании (по длине ствола L), кгс/см²:

$$\begin{aligned} \Delta P &= 0.1 \times \lambda \times \gamma_{cp} \times \frac{V^2}{2g} \times \frac{L_c}{D_k - D} = 0.1 * 0,035 * 1,13 * \frac{1,5}{2 * 9,8} * \frac{3150}{215,9 - 168} \\ &= 39.7 \text{ кгс/см}^2 \end{aligned}$$

Во избежание поглощения тампонажного раствора и гидроразрыва пластов

при цементировании кондуктора, наряду с цементным раствором нормальной плотности, предусматривается применение облегченной тампонажной смеси. Подъем тампонажного раствора за кондуктором до устья.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием башмака кондуктора на 200 м. Во избежание поглощения тампонажного раствора и гидроразрыва пластов цементирование эксплуатационной колонны производится двухступенчатым способом.

3.7 Выбор противовыбросового оборудования (ПВО)

Критериями выбора ПВО являются максимальное давление, возникающее на устье скважины при полном замещении промывочной жидкости пластовым флюидом при закрытом превенторе и диаметры проходных отверстий превенторов, позволяющих нормально вести углубление скважины или проводить в ней любые работы. Противовыбросовое оборудование устья скважины выбирается исходя из следующего условия:

$$P_{\text{прв.}} > (P_y)_{\text{max}},$$

где $P_{\text{прв}}$ - рабочее давление превенторов, МПа ;

$(P_y)_{\text{max}}$ - максимально ожидаемое давление на устье скважины при газонефтеводопроявлении, МПа.

Величина максимального устьевого давления $(P_y)_{\text{max}}$ рассчитывается по формуле:

$$(P_y)_{\text{max}} = P_{\text{пл}} - \rho \cdot g \cdot H$$

где $P_{\text{пл}}$ - пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа ;

ρ - плотность флюида, кг/м³ (=831 кг/м³ см. табл. 1.2.6.);

g - ускорение свободного падения, м/с²;

H - глубина залегания кровли продуктивного пласта, м ($H=2980$).

$$(P_y)_{\text{max}} = 25,91 - 831 \cdot 9,81 \cdot 2980 \cdot 10^{-6} = 4,96 \text{ МПа.}$$

Ожидаемое давление на устье проектной скважины не превышает 35 МПа, тогда на устье скважины предусматривается установка комплекта ПВО марки ОП-230/80*35. В комплект этого оборудования входят 2 плашечных превентора, 1

универсальный превентор и крестовина. ОП 5 - 280/80×35 (280-диаметр проходного отверстия, мм; 80-диаметр проходного отверстия манифольда, мм; 35-рабочее давление, МПа). В проекте при освоении скважины принимается оборудование устья скважины малогабаритной превенторной установкой типа ППР 180 21. Монтаж противовыбросового оборудования следует осуществлять согласно типовой схеме, выполненной в соответствии с ГОСТ 13862. Типовая схема должна разрабатываться буровым подрядчиком, согласовываться с заказчиком, территориальными органами Ростехнадзора, ВЧ ООО «Газобезопасность» и утверждаться техническим руководителем подрядчика.

Схемы необходимо пересматривать один раз в три года и в случае технологических и конструкторских изменений согласовывать и утверждать в установленном порядке.

3.8 Выбор буровой установки

В соответствие с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности тип и размеры фундаментов определяется с учетом фактических действующих нагрузок на грунт основания, допустимой удельной нагрузки на грунт и коэффициента запаса прочности для грунта, используемого для устройства основания.

Расчет фундаментов под комплектное буровое оборудование сводится к определению фактических действующих нагрузок на грунт основания, создаваемых в процессе строительства скважин.

В соответствии с паспортными характеристиками, техническими условиями на монтаж и схемой расположения оборудования наибольшее давление на грунт основания создает вышечно-лебедочный блок.

При расчете давления на грунт основания, кроме веса оборудования, учтены дополнительные нагрузки от веса обсадной колонны при проектной глубине скважины и веса бурового раствора для долива. Принято, что общая масса вышечно-лебедочного блока и дополнительная нагрузка равномерно

распределены на фундамент площадью 100 м².

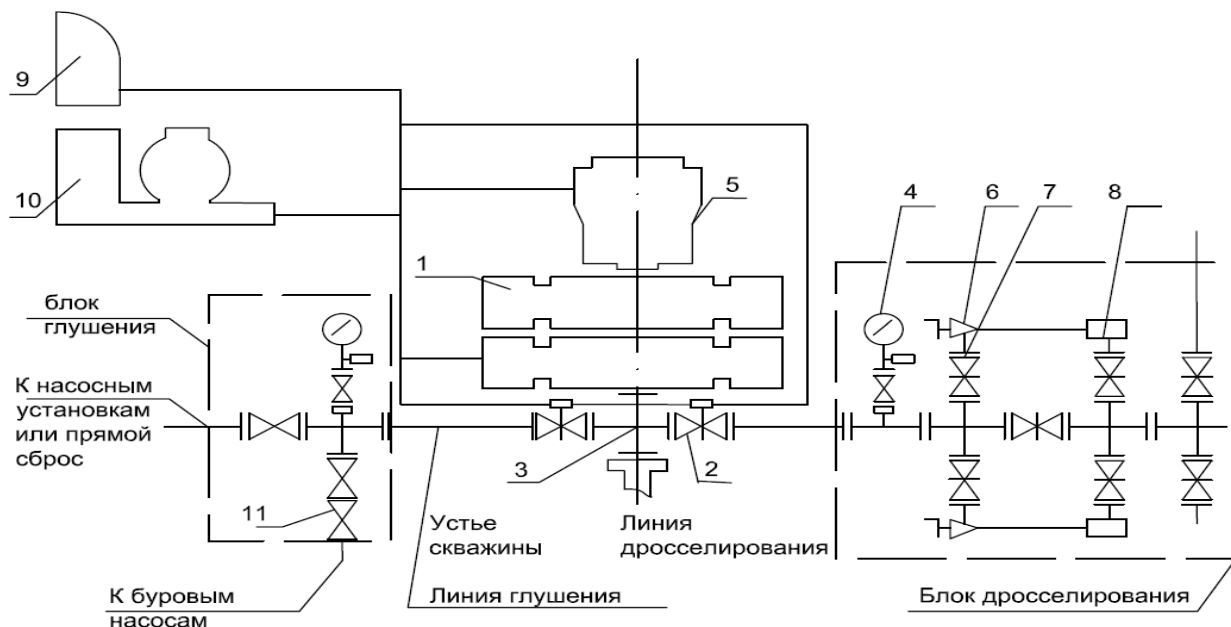


Рис. 5 Схема обвязки противовыбросового оборудования
 1- плащечный превентор; 2- задвижка с гидравлическим управлением;
 3- устьевая крестовина; 4- манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 5- кольцевой превентор; 6- дроссель регулируемый с ручным управлением; 7- задвижка с ручным управлением; 8- гаситель потока; 9- вспомогательный пульт; 10- станция гидропривода; 11- обратный клапан.

Таблица 9
 Характеристика буровой установки

Глубина скважины, м	Максимальная масса обсадной колонны, т	Максимальная масса бурильной колонны, т	Коэффициент (п.2.5.6 ПБ 08-624-03)	Допустимая нагрузка на крюке, т		Тип буровой установки	Грузоподъемность буровой установки, т
1	2	3	4	5	6	7	8
3300	117,8		0,9		180	БУ Уралмаш-ЗД	200
3300		75,4	0,6	120			

Расчетное давление на грунт основания:

$$P_p = 0.1 \cdot (Q_{\text{вбл}} + K_{\text{п}} \cdot Q_{\text{бур.к}} + Q_{\text{бр}}) : F \quad (8)$$

$$0.1 \cdot (184.5 + 1.3 \cdot 117.2 + 10.0) : 1090 = 0,347 \text{ кгс/см}^2$$

где: $Q_{\text{вбл}}$ – вес вшечно-лебедочного бока, т;

$K_{\text{п}}$ – коэффициент, учитывающий возможность прихвата; $Q_{\text{б.к}}$ – вес

бурильной колонны, т;

$Q_{бр}$ – вес бурового раствора для долива, т;

F – площадь опорной поверхности фундамента, м².

$$P < P_0;$$

где P_0 – нормальное давление на грунт, сложенный суглинком, $P_0 = 1,0$ кгс/см²

Фундаменты под геофизическое оборудование устраиваются на подготовленной площадке основания. Принято, что вся масса геофизического оборудования передается на грунт от задних осей подъемника.

Допускается устройство фундамента из бетонных дорожных плит или хлыстов круглого леса, укладываемых сплошным настилом.

4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

В расчетной части расчет производится согласно заданию на курсовое проектирование. Примеры возможных расчетов:

Расчет параметров режима бурения

Проектирование режима бурения по интервалам

Основными параметрами режима бурения являются:

- осевая нагрузка, $G(\text{кН})$;
- частота вращения долота, $h(\text{об/мин})$;
- количество прокачиваемой жидкости в единицу времени, $Q(\text{л/с})$

Осевая нагрузка определяется рекомендациями завода изготовителя в зависимости от типа выбранного долота.

Частота вращения для интервалов роторным способом бурения определяется исходя из технологической характеристики буровой установки, частота вращения долот с использованием забойных двигателей, с учетом технологической характеристики двигателей.

Обоснование осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Осевая нагрузка, как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрения элементов долота в горную породу. С повышением осевой нагрузки, увеличивается эффективность разрушения, а наиболее эффективный процесс разрушения горной породы наблюдается в том случае, когда осевая нагрузка обеспечивает напряжение на контакте долота с горной породой превышающее значение ее твердости.

Осевая нагрузка для всех интервалов рассчитывается по статическому методу, затем расчётное значение сравнивается с допустимой нагрузкой по паспорту долота и принимается осевая нагрузка в пределах вычисленных величин.

Осевая нагрузка на долото G_{oc} для каждого интервала бурения рассчитывается по формуле:

$$G_{oc} = g_o \cdot D_d \quad (9)$$

где: g_o - удельная нагрузка на 1 см диаметра долота, кгс/см ;

D_d - диаметр долота, (см.выбор ПРИ или Компоновка низа бурильной колонны)

Значения удельных нагрузок:

- для пород категории М, $g_0 = 250$ кгс/см;
- для пород категории МС, $g_0 = 700$ кгс/см;
- для пород категории С, $g_0 = 850$ кгс/см.

Расчётное значение осевой нагрузки не должно превышать 80 % от ($G_{\text{доп}}$) допустимой по паспорту долота. Данное условие проверяем из неравенства:

$$G_{\text{ос}} < 0,8 \cdot G_{\text{доп}} \quad (10)$$

В интервале бурения под направление от 0 до 910 метров осевая нагрузка на долото рассчитывается по формуле (9), здесь удельная нагрузка (g_0) принимается 250 кгс/см.

$$G_{\text{ос}} = 250 \cdot 29,53 = 7382,5 = 7,4 \text{ тс},$$

остальные интервалы рассчитываются аналогично. Результаты заносятся в таблицу.

Расчёт частоты вращения долота

Частота вращения шарошечных долот рассчитывается для всех типоразмеров долот по следующим трём показателям:

- рекомендуемой линейной скорости на периферии долота;
- продолжительности контакта зубьев долота с горной породой;
- стойкости опор долота.

Расчёт по рекомендуемой окружной скорости на периферии долота

Расчётная частота вращения долота рассчитывается по формуле:

$$n = (60 \cdot V_{\text{окр}}) / (\pi \cdot D_d), \text{ об/мин} \quad (11)$$

где: n - расчётная частота вращения долота, об/мин;

$V_{\text{окр}}$ - окружная скорость для шарошечных долот, м/с;

D_d - диаметр долота, м.

Окружная скорость выбирается в зависимости от твёрдости горной породы:

- для пород категории М, $V_{окр} = 2,8 - 3,4$ м/с;
- для пород категории С, $V_{окр} = 1,8 - 2,8$ м/с;

На интервале бурения от 0 до 910 метров, для долота III 295,3 СЗ-ГВ окружная скорость ($V_{окр}$) принимается равной 3,4 м/с. Расчётная частота вращения долота рассчитывается по формуле (11):

$$n = (60 \cdot 3,4) / (3,14 \cdot 0,2953) = 194,1 = 220 \text{ об/мин}$$

Для остальных интервалов частота вращения подсчитывается аналогично.

Частоту вращения окончательно выбираем при выборе турбобура.

Таблица 10

Параметры бурения по интервалам

Интервал, м	Осевая нагрузка, тс		Частота вращения, об/мин	
	расчетная	рекомендуемая	расчетная	рекомендуемая
0 - 910	7,4		220	
910- 1740	15,1		248	
1740-3300	18,4		159	

Расход промывочной жидкости определяем с учетом заданной скорости восходящего потока обеспечивающего сохранение стенок скважины и условий, предупреждающих прихваты.

$$Q = 0,785 * \eta * (D_d - d_{бт}) * V_v \quad (12)$$

где: η - коэффициент, учитывающий твердость пород при бурении скважин. В мягких породах $\eta = 1,3$, в твердых или крепких $\eta = 1,05$;

D_d - диаметр долота, м

$d_{бт}$ -наружный диаметр бурильных труб, м

V_v – скорость восходящего потока, м/сек (рекомендуемая скорость в мягких породах - 1,5 м/сек, для средних - 1,2 м/сек, для твердых – 1,0 м/сек

Для долот пачки I 393.7 С-ЦГВУР167 расход промывочной жидкости составляет:

$$Q = 0,785 * 1,3 * (0,393^2 - 0,147^2) * 1,5 = 0,2 \text{ л/с.}$$

Для долот пачки II 295.3 ETS13GLK расход промывочной жидкости

составляет:

$$Q = 0,785 * 1,3 * (0,295^2 - 0,147^2) * 1,5 = 0,1 \text{ л/с.}$$

Для долот пачки III 215.9 DSX 146VW расход промывочной жидкости составляет:

$$Q = 0,785 * 1,05 * (0,215^2 - 0,147^2) * 1,5 = 0,02 \text{ л/с.}$$

Для долот пачки IV 215.9 DSX 146VW расход промывочной жидкости составляет:

$$Q = 0,785 * 1,05 * (0,215^2 - 0,147^2) * 1,5 = 0,02 \text{ л/с.}$$

Для долот пачки V 215.9 DSX 146VW расход промывочной жидкости составляет:

$$Q = 0,785 * 1,05 * (0,215^2 - 0,147^2) * 1,5 = 0,02 \text{ л/с.}$$

Таблица 11

Сводная таблица результатов

Интервал		Тип ПРИ	Количество раствора прокачиваемого в единицу времени Q л/с
ОТ	ДО		
0	50	393.7 С-ЦГВYR167	0,2
50	762	295.3 ETS13GLK	0,1
762	1164	215.DSX 146VW	0,02
1164	2253	215.DSX 146VW	0,02
2253	3300	215.9 DSX 146VW	0,02

Обоснование типа промывочной жидкости под кондуктор

Разрез скважины в интервале установки кондуктора 0-1000 сложен набухающими глинами, песками, т.е. неустойчивыми породами, поэтому для бурения этого интервала применяют ингибированный глинистый раствор со следующими основными показателями:

- плотность, ρ – 1,18-1,16 г/м³;
- вязкость, η – 60-90 с/л;
- статическое напряжение сдвига, СНС – 5-15;13-25;

(СНС – это способность жидкости загустевать с образованием структуры в состоянии покоя. Чем СНС больше, тем лучше удерживающая

способность промывочной жидкости. Измеряется два раза, через 1 и 10 минут. Отношение СНС 10 к СНС 1 характеризует интенсивность упрочнения во времени);

- содержание песка до 5%

(в буровом растворе должно быть минимально, особенно при бурении ГЗД, для качественной работы и меньшего износа их ступеней)

Контроль указанных параметров должен производиться инженером по растворам с периодичностью в 30-40 минут.

Обоснование типа промывочной жидкости при бурении до кровли продуктивного пласта

Интервал бурения 1164-3050 сложен алевролитами, глинами, песчаниками, которые относятся к группе устойчивых пород, поэтому в качестве промывочной жидкости используют полимерглинистый раствор со следующими показателями:

- плотность, $\rho - 1,13 \text{ г/м}^3$;
- водоотдача, $15 \text{ см}^3/30\text{мин}$;
- статическое напряжение сдвига, СНС – 14;15;
- показатель фильтрата пласта, 6-8 мл/30 мин;
- рН – 9,5

Тип промывочной жидкости для вскрытия продуктивного пласта

С целью снижения негативного воздействия на продуктивный пласт используем полимерглинистый раствор, имеющий следующие показатели:

- плотность, $\rho - 1,10 \text{ г/м}^3$;
- водоотдача, $15 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$;
- статическое напряжение сдвига, СНС – 8;15
- показатель фильтрата пласта, 6-8 мл/30мин
- рН – 8,5

Расчет плотности бурового раствора

Расчет пластового давления:

$$P_{\text{пл}} = \alpha_{\text{пл}} * L \quad (13)$$

где: $\alpha_{пл}$ - градиент пластового давления на глубине L,

L - текущая глубина скважины, м.

При бурении скважины до глубины 1200 м, превышение гидростатического давления над пластовым (суммарная репрессия) должно составлять не менее 10 %:

$$P_p = 0.10 * P_{пл} \quad (14)$$

При бурении скважины ниже глубины 1200 м, превышение гидростатического давления над пластовым (суммарная репрессия) должно составлять не менее 5 %:

$$P_p = 0.05 * P_{пл} \quad (15)$$

Максимальное противодействие (репрессия) на горизонты при бурении скважины до глубины 1200 м - 15 кгс/см .

Максимальное противодействие (репрессия) на горизонты при бурении скважины ниже глубины 1200 м - 25+30 кгс/см².

Расчет плотности бурового раствора:

$$\gamma = (P_{пл} + P_p) / (0.1 * L), \text{ г/см}^3 \quad (16)$$

Бурение под направление и кондуктор (интервал 0 - 1000м):
принимается репрессия 15,0%, при этом превышение гидростатического давления над пластовым составляет 15.2 кгс/см;

$$\gamma = (P_{пл} + P_p) / (0.1 * L) = (101 + 15.2) / (0.1 * 1000) = 1.16 \text{ г/см}^3$$

Бурение под эксплуатационную колонну (интервал 1000- 1200м):
принимается репрессия 12.0%, при этом превышение гидростатического давления над пластовым составляет 14.5 кгс/см;

$$\gamma = (P_{пл} + P_p) / (0.1 * L) = (121.2 + 14.5) / (0.1 * 1200) = 1.13 \text{ г/см}^3.$$

(интервал 1200- 2600м):

принимается репрессия 11,0%, при этом превышение гидростатического давления над пластовым составляет 29,2 кгс/см;

$$\gamma = (P_{пл} + P_p) / (0.1 * L) = (265,2 + 29,2) / (0.1 * 2600) = 1.13 \text{ г/см}^3.$$

(интервал 2600-3150м):

принимается репрессия 7,0 %, при этом превышение гидростатического

давления над пластовым составляет 22,0 кгс/см;

$$\gamma = (P_{пл} + P_p) / (0.1 * L) = (314,2 + 22,7) / (0.1 * 3150) = 1.10 \text{ г/см}^3$$

Гидравлический расчёт промывки скважины

Целью составления гидравлической программы бурения, определение рационального режима промывки скважины, обеспечивающего наиболее эффективную отработку буровых долот при соблюдении требований и ограничений, обусловленных геологическими особенностями вскрываемого интервала, энергетическими, техническими и эксплуатационными характеристиками применяемого оборудования и инструмента.

Гидравлический расчет проводим в следующем порядке:

Исходные данные для расчета:

1.	Глубина бурения скважины L, м.	2200
2.	Глубина залегания кровли пласта с max градиентом пластового давления, Lк, м.	1200
3.	Пластовое давление с max градиентом пластового давления, Рпл, МПа	16,67
4.	Глубина залегания подошвы пласта с min градиентом гидроразрыва (поглощения) Lп, м	1650
5.	Давление гидроразрыва Рг.р., МПа	
6.	Механическая скорость бурения Vм, м/с	
7.	Момент турбобура, необходимый для разрушения породы Мр,	1800
8.	Минимальная скорость подъема жидкости в затрубном пространстве, обеспечивающая вынос шлама Vк, м/с	0,85
9.	Динамическое напряжение сдвига, τ 0, Па	20
10.	Пластовая вязкость, η, Па x с	0,027
11.	Тип бурового насоса	У8- 6М
12.	Число буровых насосов	2
13.	Диаметр скважины d скв., м.	0,218

Элементы бурильной колонны:

УБТ С1- 178

длина L, м	141
наружный диаметр d_n , м	0,178
внутренний диаметр d_v , м	0,08

УБТ С1- 146

длина L, м	8
наружный диаметр d_n , м	0,146
внутренний диаметр d_v , м	0,074

ТБПК

длина L, м	250
наружный диаметр d_n , м	0,127
внутренний диаметр d_v , м	0,109
наружный диаметр замкового соединения , d_m , м	0,170

Элементы наземной обвязки:

Условный размер стояка, мм.	140
Диаметр проходного сечения, мм.	
бурового рукава	102
вертлюга	70
ведущей трубы	85

Расчет

1. Определение потерь давления в бурильных трубах. Вычислим потери давления внутри бурильных труб. Для этого определяем значение критических чисел Рейнольдса в бурильной колонне по формуле:

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 [p \times d_{в}^2 \times \tau_0 / \eta^2]^{0.58} \quad (17)$$

где η – пластическая вязкость промывочной жидкости, Па·с.,

τ_0 – динамическое напряжение сдвига, Па.

p – плотность промывочной жидкости, кг/м³.

$d_{в}$ – внутренний диаметр бурильных труб, м.

В ЛБТ $Re_{кр} = 2100 + 7,3 [1130 \times 0,125^2 \times 20 / 0,027^2]^{0.58} = 16579,03$

В ТБПВ $Re_{кр} = 2100 + 7,3 [1130 \times 0,109^2 \times 20 / 0,027^2]^{0.58} = 14452,04$

В УБТ С1- 178 $Re_{кр} = 2100 + 7,3 [1130 \times 0,080^2 \times 20 / 0,027^2]^{0.58} = 10727,97$

В УБТ С1 – 146 $Re_{кр} = 2100 + 7,3 [1130 \times 0,074^2 \times 20 / 0,027^2]^{0.58} = 3179,72$

Вычислим действительные числа Рейнольдса жидкости в трубах по формуле:

$$Re_{т} = 4 \times p \times Q / \pi \times d_{в} \times \eta \quad (18)$$

где Q – расход жидкости, м³/с

В ЛБТ $Re_{т} = 4 \times 1130 \times 0,03 / 3,14 \times 0,125 \times 0,027 = 12795,47$

В ТБПВ $Re_{т} = 4 \times 1130 \times 0,03 / 3,14 \times 0,109 \times 0,027 = 14673,7$

В УБТ С1- 178 $Re_{т} = 4 \times 1130 \times 0,03 / 3,14 \times 0,080 \times 0,027 = 19992,92$

В УБТ С1 – 146 $Re_{т} = 4 \times 1130 \times 0,03 / 3,14 \times 0,074 \times 0,027 = 21613,97$

В бурильной колонне везде $Re_{т} > Re_{кр}$, следовательно потери давления определяются по формуле Дарси- Вейсбаха. Рассчитываем значения коэффициентов гидравлического сопротивления по формуле:

$$\lambda = 0,1 (1,46 K / d_{в} + 100 / Re_{т}) \quad (19)$$

где K – коэффициент шероховатости стенок, принимаем для

ЛБТ = $2,0 \times 10^{-4}$ м, ТБПВ = 3×10^{-4} м, УБТ = 3×10^{-4} м.

λ В ЛБТ $\lambda = 0,1 (1,46 \times 2 \times 10^{-4} / 0,125 + 100 / 12795,47)^{0.25} = 0,03174169$

В ТБПВ $\lambda = 0,1 (1,46 \times 3 \times 10^{-4} / 0,109 + 100 / 14673,7)^{0.25} = 0,03226189$

$$\text{В УБТ С1- 178 } \lambda = (1,46 \times 3 \times 10^{-4} / 0,080 + 100 / 19992,92)^{0,25} = 0,031993139$$

$$\text{В УБТ С1 – 146 } = (1,46 \times 3 \times 10^{-4} / 0,074 + 100 / 21613,97)^{0,25} = 0,032045522$$

Вычислим потери давления внутри бурильной колонны по формуле :

$$\Delta p_T = \lambda \times 8 \times p \times Q^2 l / \pi^2 \times d^5 \text{., МПа} \quad (20)$$

$$\text{В ЛБТ } \Delta p_T = 0,03174169 \times 8 \times 0,03^2 \times 1803 \times 1300 / 3,14^2 \times 0,125^5 = 1,78 \text{ МПа}$$

$$\text{В ТБПВ } \Delta p_T = 0,03226189 \times 8 \times 0,03^2 \times 1130 \times 250 / 3,14^2 \times 0,109^5 = 0,435 \text{ МПа}$$

$$\text{В УБТ С1- 178 } \Delta p_T = 0,031993139 \times 8 \times 0,03^2 \times 1130 \times 141 / 3,14^2 \times 0,080^5 = 0,1136 \text{ МПа}$$

$$\text{В УБТ С1 – 146 } \Delta p_T = 0,032045522 \times 8 \times 0,03^2 \times 1130 \times 8 / 3,14^2 \times 0,074^5 = 0,095 \text{ МПа}$$

Местными потерями давления в приваренных замках ТБПВ пренебрегаем.

2. Вычислим потери давления в наземной обвязке по формуле:

$$\Delta p_0 = (a_c + a_{ш} + a_v + a_k) \times p Q^2 \text{., МПа}$$

где a_c , $a_{ш}$, a_v , a_k – коэффициенты гидравлических сопротивлений различных элементов обвязки (справочные значения)

$$\Delta p_0 = (1,1 + 0,93 + 0,9 + 0,9) \times 10^5 \times 1130 \times 0,03^2 = 0,389 \text{ МПа.}$$

3. Определим потери давления в затрубном пространстве. Определим критическое значение числа Рейнольдса промывочной жидкости $Re_{кр}$, при котором происходит переход от ламинарного режима к турбулентному.

За ЛБТ

$$0 - 410 \text{ м } Re_{кр} = 2100 + 7,3 [1130 (0,320 - 0,147)^2 \times 20 / 0,027^2]^{0,58} = 23208,79$$

$$410 - 2200 \text{ м } Re_{кр} = 2100 + 7,3 [1130 (0,218 - 0,147)^2 \times 20 / 0,027]^{0,58} =$$

9612.48

За ТБПВ

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 [1130 (0,218 - 0,127)^2 \times 20 / 0,027]^{0.58} = 12118,708$$

За УБТ С1- 178

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 [1130 (0,218 - 0,178)^2 \times 20 / 0,027]^{0.58} = 5961,12$$

За УБТ С1- 146

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 [1130 (0,218 - 0,146)^2 \times 20 / 0,027]^{0.58} = 9735,359$$

За турбобуром

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 [1130 (0,218 - 0,195)^2 \times 20 / 0,027]^{0.58} = 4132,02$$

Вычисляем действительные числа Рейнольдса при течении жидкости в кольцевом пространстве:

$$Re_{кп} = 4p \times Q / \pi \times (d_c \times d_n) \eta \quad (22)$$

За ЛБТ

$$0 - 410 \quad Re_{кп} = 4 \times 1130 \times 0,03 / 3,14 (0,320 + 0,147) \times 0,027 = 3425,1$$

$$410 - 2200 \quad Re_{кп} = 4 \times 1130 \times 0,03 / 3,14 (0,218 + 0,147) \times 0,027 = 4416,94$$

За ТБПВ

$$Re_{кп} = 4 \times 1130 \times 0,03 / 3,14 (0,218 + 0,127) \times 0,027 = 4637,48$$

За УБТ С1- 178

$$Re_{кп} = 4 \times 1130 \times 0,03 / 3,14 (0,218 + 0,178) \times$$

$$0,027 = 4038,973 \text{ а УБТ С1- 146}$$

$$Re_{кп} = 4 \times 1130 \times 0,03 / 3,14 (0,218 + 0,146) \times 0,027 = 4394,049$$

За турбобуром

$$Re_{кп} = 4 \times 1130 \times 0,03 / 3,14 (0,218 + 0,195) \times 0,027 = 3872,72$$

Для ЛБТ, ТБПВ, УБТ $Re_{кп} < Re_{кр}$, значит движение жидкости происходит при ламинарном режиме, определим числа Сен- Венана по формуле:

$$S_{кп} = \pi \times \tau_0 (d_c - d_n)^2 (d_c + d_n) / 4 \eta \times Q, \quad (23)$$

За ЛБТ

$$0 - 410 \text{ м.}$$

$$S_{\text{кп}} = 3,14 \times 20 (0,320 - 0,147)^2 (0,320 + 0,147) / 4 \times 0,027 \times 0,03 = 72,4$$

410- 2200 м.

$$S_{\text{кп}} = 3,14 \times 20 (0,218 - 0,147)^2 (0,218 + 0,147) / 4 \times 0,027 \times 0,03 = 35,66$$

3а ТБПВ

$$S_{\text{кп}} = 3,14 \times 20 (0,218 - 0,127)^2 (0,218 + 0,127) / 4 \times 0,027 \times 0,03 = 12,28$$

3а УБТ С1 – 178

$$S_{\text{кп}} = 3,14 \times 20 (0,218 - 0,178)^2 (0,218 + 0,178) / 4 \times 0,027 \times 0,03 = 12,28$$

3а УБТ С1- 146

$$S_{\text{кп}} = 3,14 \times 20 (0,218 - 0,146)^2 (0,218 + 0,146) / 4 \times 0,027 \times 0,03 = 36,57$$

4. Рассчитаем потери давления по длине кольцевого пространства по формуле:

$$\Delta p_{\text{кп}} = 4 \times \tau_0 \times l / \beta_{\text{кп}} (d_c - d_n), \text{ МПа} \quad (24)$$

ЛБТ

$$0- 410 \quad \Delta p_{\text{кп}} = 4 \times 20 \times 410 / 0,58(0,320 - 0,147) = 0,139729 \text{ МПа}$$

$$410- 2200 \quad \Delta p_{\text{кп}} = 4 \times 20 \times 1790 / 0,58(0,218 - 0,147) = 0,3477416 \text{ МПа}$$

ТБПВ

$$\Delta p_{\text{кп}} = 4 \times 20 \times 250 / 0,7(0,218 - 0,127) = 0,1549186 \text{ МПа}$$

УБТ С1- 178

$$p_{\text{кп}} = 4 \times 20 \times 147 / 0,55(0,218 - 0,178) = 0,0511272 \text{ МПа}$$

УБТ С1- 146

$$p_{\text{кп}} = 4 \times 20 \times 8 / 0,55(0,218 - 0,146) = 0,05916 \text{ МПа}$$

турбобур

$$\Delta p_{\text{кп}} = 4 \times 20 \times 25 / 0,35(0,218 - 0,195) = 0,0248447 \text{ МПа}$$

$$\Sigma \Delta p_{\text{кп}} = 0,7811234 \text{ МПа.}$$

5. Определяем потери давления от замков в кольцевом пространстве по формуле:

$$\Delta p_{\text{мк}} = l / l_m (d_c^2 - d_n^2 / d_c^2 - d_n^2 - 1)^2 \times p_{\text{вкп}}^2, \text{ мПа} \quad (25)$$

где l_m – средняя длина трубы, м., d_n – наружный диаметр муфты, м

ЛБТ

0–410м.

$$\Delta p_{\text{мк}} = 410/12 \times (0,320^2 - 0,147^2 / 0,320^2 - 0,172^2 - 1)^2 \times 1130 \times 0,907^2 =$$

0,0039099 МПа.

410- 2200

$\Delta p_{mk} = 1790 / 12 \times (0,218^2 - 0,147^2 / 0,218^2 - 0,172^2 - 1)^2 \times 1130 \times 0,907^2 = 0,004462 \text{ МПа.}$

ТБПВ

$\Delta p_{mk} = 250 / 12 \times (0,218^2 - 0,127^2 / 0,218^2 - 0,170^2 - 1)^2 \times 1130 \times 0,907^2 = 0,009105 \text{ МПа.}$

$\Sigma \Delta p_{mk} = 0,017476 \text{ МПа}$

6. Определим перепад давления в турбобуре по формуле:

$$\Delta p_{тур} = \Delta p_{тн} \times p \times Q^2 / p_c \times Q_{тн}^2, \text{ МПа} \quad (26)$$

где $\Delta p_{тн}$, $Q_{тн}$ – справочные данные турбобура при номинальном режиме его работы на жидкости известной плотности p_c

$$\Delta p_{тур} = 5 \times 10^{-6} \times 1130 \times 0,03 / 1000 \times 0,03_{тн}^2 = 5,65 \text{ МПа}$$

7. Определим потери давления в промывочных каналах породоразрушающего инструмента. Для лопастного долота потери давления найдем по формуле :

$$\Delta p_d = 1,389 \times p \times Q^2 \times 10^{-16} / M_d^2 \times f^2, \text{ МПа} \quad (27)$$

где Q - расход промывочной жидкости.,

M_d – коэффициент расхода промывочных отверстий гидромониторного долота $M_d = 0,9- 0,95$

f - суммарная площадь промывочных каналов, m^2 .

$$\Delta p_d = 1,389 \times 1130 \times 1944^2 \times 10^{-16} / 0,95^2 \times 0,000448255^2 = 3,184 \text{ МПа}$$

Таким образом суммарные потери давления во всей циркуляционной системе:

$$P = \Sigma \Delta p_t + \Delta p_0 + \Sigma \Delta p_{кп} + \Sigma \Delta p_{mk} + \Delta p_{тур} + \Delta p_d, \text{ МПа} \quad (28)$$

$$\Sigma \Delta p_t = 1,78 + 0,435 + 0,1136 + 0,095 = 24 \text{ кгс/см}^2$$

$$\Sigma \Delta p_{кп} = 0,7811234 \text{ МПа} = 7,81 \text{ кгс/см}^2$$

$$\Delta p_0 = 0,389 \text{ МПа} = 3,89 \text{ кгс/см}^2$$

$$\Sigma \Delta p_{mk} = 0,017476 \text{ МПа} = 0,17 \text{ кгс/см}^2$$

$$\Delta p_{тур} = 5,65 \text{ МПа} = 56,5 \text{ кгс/см}^2$$

$$\Delta p_d = 3,184 \text{ МПа} = 31,84 \text{ кгс/см}^2$$

$$P = 7,81 + 3,89 + 0,17 + 56,5 + 31,84 = 100,21 \text{ кгс/см}^2$$

Поскольку наибольшая гидравлическая мощность развиваемая

буровым насосом должна быть передана на турбобур и долото при условии:

$$\Delta P_d + \Delta P_{тур} \geq 2/3 P_n \quad (29)$$

Тогда потери давления в системе циркуляции могут быть записаны в общем виде:

$$\sum \Delta p_t + \sum \Delta p_{кп} + \sum \Delta p_{мк} + \Delta p_0 = 1/3 P_n \quad (30)$$

В нашем случае эти условия выполнены, что означает : насос У8 – 6МА2 выбран правильно и по своим техническим характеристикам удовлетворяет этим условиям.

Характеристика работы насоса У8 – 6МА2:

- | | | |
|----|--|-------|
| 1. | Интервал бурения 410 – 2200 метров. | |
| 2. | Удельная гидравлическая мощность, кВт /см ² | 1,393 |
| 3. | Диаметр цилиндрических втулок, мм | 170 |
| 4. | Допустимое давление, кгс / см ² | 145 |
| 5. | Коэффициент заполнения, | 0,9 |
| 6. | Число двойных ходов, в мин. | 66 |
| 7. | Производительность, л / сек. | 30,0 |

Гидравлическая программа цементирования

В настоящее время существуют 6 способов цементирования скважин: одноступенчатый, двухступенчатый, манжетный, манжетно-селективный, обратный, встречными потоками.

Наиболее широко применимы и технологически отработаны одно- и двухступенчатый способы цементирования.

Одноступенчатый способ цементирования применяется в неосложненных геологических условиях при максимальной глубине скважины до 3500 метров.

Двухступенчатый способ цементирования применяется в осложненных геологических условиях, например при различном градиенте гидроразрыва верхних и нижних частей скважины или сильно различающихся температурных градиентах в выше названных интервалах скважины. Для его реализации на заданной глубине устанавливают муфту двухступенчатого цементирования

(МСЦ-1), позволяющую цементировать отдельно верхний и нижний интервал скважины.

Манжетный способ цементирования используется при вскрытии скважиной низкопроницаемых коллекторов или пластов с АНПД. Для его реализации над кровлей продуктивного пласта в обсадную колонну устанавливают пакер (например ПДМ - пакер для двойного и манжетного цементирования).

Манжетно-селективный способ цементирования применяется в аналогичных условиях, но при близко расположенных подошвенных водах. Для его осуществления в обсадной колонне на уровне подошвы продуктивного пласта устанавливают пакер типа ПЗМ - пакер заколонный модульный.

Обратный способ цементирования применяется редко, в связи с отсутствием надежных технических средств контроля входа цементного раствора в обсадную колонну на заданную высоту.

Способ цементирования скважины встречными потоками в основном применяется при цементировании кондукторов, при недоподъеме цементного раствора из-за его поступления в поглощающий горизонт.

Анализ геологического разреза Приобского месторождения показывает, что в нем отсутствуют интервалы с разными градиентами температур и градиентами гидроразрыва пород. Таким образом, экономически целесообразно применить одноступенчатый способ цементирования, как наиболее дешевый и технологически простой.

Расчет параметров и технологии цементирования

Объем тампонажной смеси и количество составных компонентов:

Объем тампонажной смеси определяется объемом затрубного пространства, подлежащего цементированию и объемом цементного стакана (рис.6). Из рисунка видно, что объем тампонажной смеси состоит из трёх частей и определяется по формуле:

$$V_{mc} = (V_{\text{зп}}^{\text{ч}} + V_{\text{см}}) + V_{\text{гц}} \quad (31)$$

где $V_{\text{зп}}^{\text{ч}}$ - объем чистого цементного раствора в затрубном пространстве, м³;

$V_{\text{см}}$ - объём цементного стакана, м^3 ;

$V_{\text{гц}}$ - объём гелцементного раствора в затрубном пространстве, м^3 .

Объём чистого цементного раствора в затрубном пространстве определяется по формуле:

$$V^{\text{зн}}_{\text{пр}} = \pi \cdot ((r_{\text{с}} \cdot K_{\text{к}})^2 - r_{\text{ок}}^2) \cdot h_{\text{цр}}, \quad (32)$$

где $r_{\text{с}}$ - радиус скважины, м;

$r_{\text{ок}}$ - радиус обсадной колонны, м;

$K_{\text{к}}$ - коэффициент кавернозности, соответствующий интервалу цементирования (см. табл. в геологическом разделе);

$h_{\text{цр}}$ - высота столба чистого цементного раствора за колонной, (принимается равной 220 м, во избежание межпластовых перетоков) м;

$$V^{\text{зн}}_{\text{цр}} = 3,14 \cdot ((0,10795 \cdot 1,25)^2 - 0,073^2) \cdot 220 = 9 \text{ м}^3$$

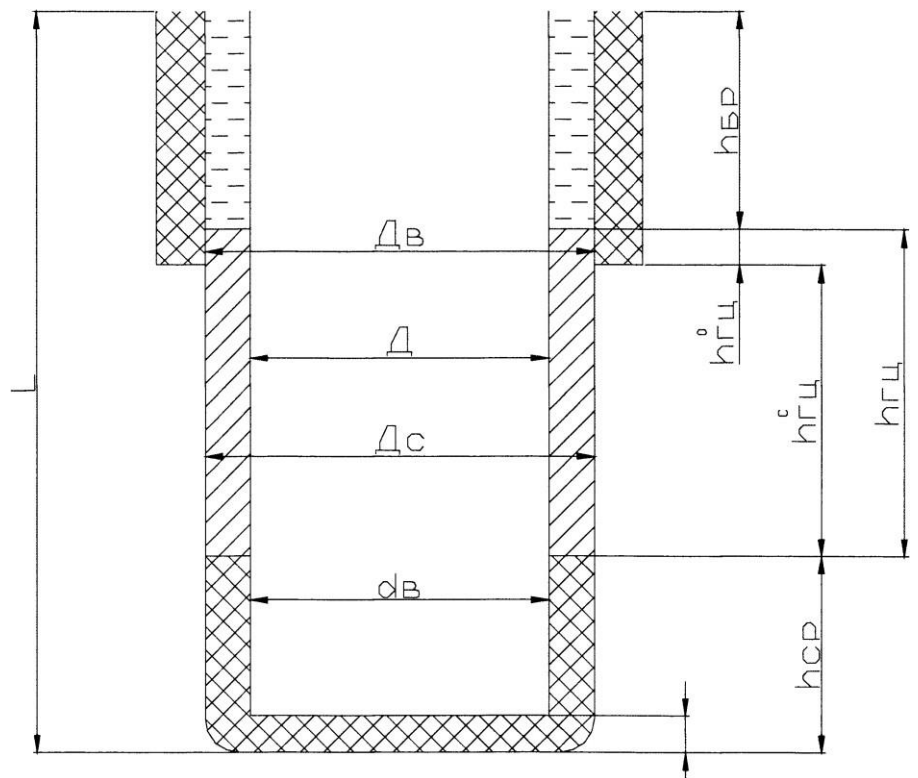


Рис.6 Распределение тампонажной смеси в скважине
Объём гелцементного раствора в затрубном пространстве
определяется по формуле:

$$V_{\text{гц}} = \pi/4 [((D_{\text{с}} \cdot K_{\text{к}})^2 - D^2) \cdot h^{\text{с}}_{\text{цр}} + (D_{\text{в}}^2 - D^2) \cdot h^{\text{о}}_{\text{гц}}], \quad (33)$$

где L - глубина скважины, м;

$D_{\text{в}}$ - внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны; D - наружный диаметр

обсадной колонны;

D_c - диаметр скважины;

d_B - внутренний диаметр обсадной колонны;

$h_{бр}$ - расстояние от устья до уровня тампонажной смеси в затрубном пространстве, м; $h_{цр}$ - высота столба цементного раствора, м;

$h_{гц}^o$ - высота столба гелцементного раствора в затрубном пространстве вобсаженном стволе;

$^c h_{гц}$ - высота столба гелцементного раствора в затрубном пространстве в необсаженном стволе;

$h_{см}$ - высота цементного стакана.

$$V_{гц} = 3,14/4 \cdot [((0,2159 \cdot 1,25)^2 - 0,46^2) \cdot 1951 + (0,2287^2 - 0,146^2) \cdot 125] = 82 \text{ м}^3$$

Рассчитываем объём цементного стакана по формуле:

$$V_{ст} = \pi/4 \cdot d_B^2 \cdot h_{см}, \quad (34)$$

где d_B - внутренний диаметр обсадной колонны, м;

$h_{см}$ - высота цементного стакана, м;

$$V_{ст} = 3,14/4 \cdot 0,132^2 \cdot 25 = 0,34 \text{ м}^3$$

Тогда по формуле (31):

$$V_{мс} = 9 + 0,34 + 82 = 91,34 \text{ м}^3$$

Количество составных компонентов

Расход цемента на 1 м³ раствора составит:

$$g'_{ц} = \frac{\gamma_{цр}}{1 + m}, \quad (35)$$

где m - водоцементное отношение ($m = 0,5$);

$\gamma_{цр}$ - плотность цементного раствора, кг/м³;

$$g'_{ц} = \frac{1830}{1 + 0,5} = 1220 \text{ кг} / \text{м}^3$$

Расход воды на 1 м³ раствора составит:

$$g'_в = m \cdot g'_{ц} \quad (36)$$

где m - водоцементное отношение ($m = 0,5$); $g'_{ц}$ - расход цемента на 1 м³ раствора, кг/м³; $g'_в = 0,5 \cdot 1220 = 610 \text{ кг/м}^3$

Количество цемента, требуемое для приготовления всего объёма цементного раствора, определяется по формуле:

$$G'_{\text{ц}} = V_{\text{цр}} \cdot g'_{\text{ц}} \cdot K, \quad (37)$$

где $V_{\text{цр}}$ - объём тампонажного раствора, м³; $g'_{\text{ц}}$ - расход цемента на 1 м³ раствора, кг/м³ ;

K - коэффициент неизбежных потерь цемента при затворении, ($K=1,05$).

$$G'_{\text{ц}} = (9 + 0,34) \cdot 1220 \cdot 1,05 = 11964 \text{ кг}.$$

Количество воды, требуемое для приготовления цементного раствора определяется по формуле:

$$G'_{\text{в}} = m \cdot G'_{\text{ц}}, \quad (38)$$

где m - водоцементное отношение;

$G'_{\text{в}}$ - количество цемента необходимое для приготовления всего цементного раствора, кг.

$$G'_{\text{в}} = 0,5 \cdot 11964 = 5982 \text{ кг}$$

Расход цемента на 1 м³ гелцементного раствора составит:

$$g'_{\text{ц}} = \frac{\gamma_{\text{гц}}}{1 + M + B}, \quad (39)$$

где M - водоцементное отношение; B - глиноцементное отношение;

$\gamma_{\text{гц}}$ - плотность гелцементной смеси, кг/м³;

$$g'_{\text{ц}} = \frac{1470}{1 + 1,6 + 0,5} = 470 \text{ кг} / \text{м}^3$$

Расход воды на 1 м³ гелцементного раствора определяют по формуле:

$$g'_{\text{в}} = M \cdot g'_{\text{ц}} \quad (40)$$

где: M - водоцементное отношение;

$g'_{\text{ц}}$ - расход цемента на 1 м³ раствора, кг/м ;

$$g'_{\text{в}} = 1,6 \cdot 470 = 750 \text{ кг/м}^3$$

Расход глинопорошка на 1 м³ раствора определяется по формуле:

$$g_{\text{н}} = B \cdot g_{\text{ц}} \quad (41)$$

где B - глиноцементное отношение;

$g_{\text{ц}}$ - расход цемента на 1 м³ раствора, кг/м³ .

Общее количество цемента для приготовления гелцементной смеси находится по формуле:

$$G_{\text{ц}} = V_{\text{гц}} \cdot g_{\text{ц}} \cdot K, \quad (42)$$

где $V_{гц}$ - объём гелцементного раствора, $м^3$; $g_{ц}$ - расход цемента на $1 м^3$ раствора, $кг/м^3$;

K - коэффициент неизбежных потерь цемента при затворении, ($K = 1,05$).
 $G_{ц} = 82 \cdot 470 \cdot 1,05 = 40467 \text{ кг}$

Количество воды, требуемое для приготовления гелцементного раствора, находится по формуле:

$$G_{в} = M \cdot G_{ц}, \quad (43)$$

где M - водоцементное отношение;

$G_{ц}$ - количество цемента необходимое для приготовления гелцементного раствора, $кг$.

$$G_{в} = 1,6 \cdot 40467 = 64747 \text{ кг}$$

Количество наполнителя находим по формуле:

$$G_{н} = Б \cdot G_{ц}, \quad (44)$$

где $Б$ - глиноцементное отношение;

$G_{ц}$ - количество цемента необходимое для приготовления гелцементного раствора, $кг$.

$$G_{н} = 0,5 \cdot 40467 = 20233 \text{ кг}$$

На весь объём цементирования скважины суммарное количество цемента составит

$$\Sigma G_{ц} = G'_{ц} + G_{ц}, \quad (45)$$

где $G_{ц}$ - количество цемента необходимого для приготовления чистого цементного раствора, $кг$;

$G_{ц}$ - количество цемента необходимого для приготовления гелцементного раствора, $кг$.

$$\Sigma G_{ц} = 11964 + 40467 = 52431 \text{ кг.}$$

Суммарное количество сухого порошка (цемента + наполнитель) находят по формуле:

$$\Sigma G = \Sigma G_{ц} + G_{н}, \quad (46)$$

где $\Sigma G_{ц}$ - общее количества цемента, $кг$; $G_{н}$ - количество наполнителя, $кг$.

$$\Sigma G = 52431 + 20233,5 = 72664,5 \text{ кг.}$$

Компонент	Масса, кг.
$G'_{\text{ц}}$ (количество цемента, требуемое для приготовления цементного раствора)	11964
$G'_{\text{в}}$ (количество воды, требуемое для приготовления цементного раствора)	5982
$G_{\text{ц}}$ (общее количество цемента для приготовления гелцементной смеси)	40467
$G_{\text{в}}$ (количество воды, требуемое для приготовления гелцементного раствора)	64747
$G_{\text{н}}$ (количество наполнителя)	20233
ΣG (суммарное количество сухого порошка)	72664,5

Объём продавочной жидкости определяется по формуле:

$$V_{\text{пж}} = \left[\sum_{i=1}^n \left(\frac{\pi \cdot d_i^2}{4} \cdot l_i \right) \cdot K' \right], \quad (47)$$

где d_i - внутренний диаметр i - ой секции обсадной колонны, м;

l_i - длина i - ой секции обсадной колонны (без учёта высоты цементного стакана нижней секции), м;

K' - коэффициент, учитывающий сжатие пузырьков воздуха в продавочной жидкости и деформацию обсадной колонны, ($K' = 1,03$).

$$V_{\text{пж}} = \left(\frac{3,14 \cdot 0,132^2}{4} \cdot 250 + \frac{3,14 \cdot 0,133^2}{4} \cdot 2043 + \frac{3,14 \cdot 0,132^2}{4} \cdot 237 + \frac{3,14 \cdot 0,1306^2}{4} \cdot 245 + \frac{3,14 \cdot 0,129^2}{4} \cdot 151 \right) \cdot 1,03 = 41,5 \text{ м}^3$$

Объём буферной жидкости

Практикой установлено, что минимальная необходимая высота столба буферной жидкости должна составлять ориентировочно 100 м на каждые 1000 м цементируемого интервала.

Минимальный объём буферной жидкости составляет:

$$V_{\text{бж}}^{\text{мин}} = \pi/4 \cdot ((D_{\text{с}} \cdot K_{\text{к}})^2 - D^2) \cdot h_{\text{бж}}^{\text{мин}}, \quad (48)$$

где $D_{\text{с}}$ - диаметр скважины, м;

D - наружный диаметр обсадной колонны, м;

$K_{\text{к}}$ - коэффициент кавернозности ($K_{\text{к}} = 1,25$ согл. 1.1);

$h_{\text{бж}}^{\text{мин}}$ - минимально необходимая высота столба буферной жидкости в затрубном пространстве, м;

$$V_{\text{бж}}^{\text{мин}} = 3,14/4 \cdot ((0,2159 - 1,25)^2 - 0,146^2) \cdot 2926/10 = 9,3 \text{ м}^3$$

Во избежание выброса вследствие снижения гидростатического давления, так как $\gamma_{\text{бр}} > \gamma_{\text{бж}}$ необходимо найти максимальное количество закачиваемой в скважину буферной жидкости из условия отсутствия выброса по формуле:

$$V_{\text{бж}}^{\text{макс}} = \pi /4 \cdot ((D_c \cdot K_k)^2 - D^2) \cdot h_{\text{бж}}^{\text{макс}}, \quad (49)$$

где D_c - диаметр скважины, м;

D - наружный диаметр обсадной колонны, м;

K_k - коэффициент ковернозности ($K_k = 1,25$ согл. данным геологического раздела)

$h_{\text{бж}}^{\text{макс}}$ - максимальная высота столба буферной жидкости в затрубном пространстве, м, определяется по формуле:

$$h_{\text{бж}}^{\text{макс}} = \frac{0,01 \cdot L \cdot \gamma_{\text{бр}} - P_{\text{пл}}}{0,01 \cdot (\gamma_{\text{бр}} - \gamma_{\text{бж}})}, \quad (50)$$

где L - глубина скважины, м; $P_{\text{пл}}$ - пластовое давление, МПа;

$\gamma_{\text{бр}}$ - плотность бурового раствора, кг/м³; $\gamma_{\text{бж}}$ - плотность буферной жидкости, кг/м³;

$$h_{\text{бж}}^{\text{макс}} = \frac{0,01 \cdot 2700 \cdot 1080 - 25,5}{0,01 \cdot (1080 - 1000)} = 6059 \text{ м}$$

По формуле (49):

$$V_{\text{бж}}^{\text{макс}} = 3,14/4 \cdot ((0,2159 \cdot 1,25)^2 - 0,146^2) \cdot 6059 = 245 \text{ м}^3$$

Номинальный объем буферной жидкости должен находиться в пределах между минимальным и максимальным значением:

$$V_{\text{бж}}^{\text{макс}} > V_{\text{бж}} > V_{\text{бж}}^{\text{мин}},$$

$$V_{\text{бж}} = 0,2 \cdot (91 + 41,5) = 26,5 \text{ м}^3$$

Так условие (51) выполняется, то принимаем объем буферной

жидкости $V_{\text{бж}} = 26,5 \text{ м}^3$.

Таблица 13

Параметры цементирования

Параметр	Объем, м ³
$V_{\text{цр}}^{\text{зп}}$ (объем чистого цементного раствора в затрубном пространстве)	9
$V_{\text{гц}}$ (объем гелцементного раствора в затрубном пространстве)	82
$V_{\text{ст}}$ (объем цементного стакана,)	0,34
$V_{\text{мс}}$ (объем тампонажной смеси)	91,34
$V_{\text{пж}}$ (объем продавочной жидкости)	41,5
$V_{\text{бж}}$ (объем буферной жидкости)	26,5

Тип цементировочных агрегатов

Цементировочный агрегат должен обеспечивать следующее давление:

$$P_{\text{ца}} \geq P_{\text{цг}}/0,8, \quad (52)$$

где $P_{\text{ца}}$ - давление, развиваемое цементировочным агрегатом, МПа;

$P_{\text{цг}}$ - максимальное давление на цементировочной головке, МПа;

Максимальное давление на цементировочной головке находится по следующей формуле:

$$P_{\text{цг}} = \Delta P_{\text{цг}} + P_{\text{гд}} + P_{\text{см}}, \quad (53)$$

где $\Delta P_{\text{цг}}$ - гидростатическое давление, возникающее из-за разностей плотности жидкости внутри колонны и в затрубном пространстве, МПа;

$P_{\text{гд}}$ - давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений при движении жидкости внутри колонны и в затрубном пространстве, МПа;

$P_{\text{см}}$ - дополнительное давление возникающее при посадке продавочной пробки на "стоп" - кольцо ($P_{\text{см}} = 2,5 \text{ МПа}$).

Разность давлений от составного столба жидкости за колонной $P_{\text{гс}}^{\text{зп}}$ и внутри колонны $P_{\text{гс}}^{\text{гп}}$ равна гидростатическому давлению $\Delta P_{\text{гс}}$ и находится по формуле:

$$\Delta P_{\text{гс}} - P_{\text{гс}}^{\text{зп}} - P_{\text{гс}}^{\text{гп}} = 0,01 \cdot (L - h_{\text{бр}} - h_{\text{см}}) \cdot (\gamma_{\text{гс}} - \gamma_{\text{бр}}), \quad (54)$$

$$\Delta P_{\text{гс}} = 0,01 \cdot (2700 - 810 - 25) \cdot (1830 - 1080) = 14,8 \text{ МПа}$$

Гидродинамические сопротивления $P_{\text{гд}}$ определяются по формуле:

$$P_{гд} = P_{гд}^{тр} + P_{гд}^{зп}, \quad (55)$$

$$P_{гд} = 6,18 + 1,37 = 7,55 \text{ МПа}$$

Определяем максимальное давление на цементирующей головке по формуле (53): $P_{гг} = 14,8 + 7,55 = 22,35 \text{ МПа}$

По формуле (52):

$$P_{ца} \geq 22,35 / 0,8 = 27,9 \text{ МПа}$$

Такое давление обеспечит цементирующий агрегат типа АЦ - 32У, который имеет следующие технические характеристики:

1 Полезная мощность, кВт	108,0
1. Частота вращения вала двигателя, с ⁻¹ (об/мин)	35(210)
2. Насос поршневой цементирующий НПЦ-32	
-давление максимальное, Мпа	32
-подача максимальная, л/с	23
3. Насос водяной ЦНС-38- 154	
-давление максимальное, МПа	15
-подача максимальная, л/с	10
5. Ёмкость мерного бака, м ³	6,4
6. Ёмкость бака для затворения цемента, м ³	0,25
7. Габариты, мм	10400x26500x3200
8. Масса, кг	15230

Выбор состава тампонажной смеси

В качестве жидкости затворения используют техническую воду, удельный вес которой составляет 1000 кг/м³. В качестве вяжущего вещества используем портландцемент тампонажный бездобавочный для умеренных температур марки ПЦТ -1 - 100, плотность цемента равна 3120 кг/м³. В качестве наполнителя используем глинистый порошок плотностью 2800 кг/м³.

Значение плотности гелцементного раствора находится в пределах 1320 - 1510 кг/м³. Выбираем плотность гелцементного раствора 1470 кг/м³ и принимаем значение глиноцементного отношения равным 0,5.

$$\gamma_{цр} = \frac{(1 + 0,5)3120 \cdot 1000}{(1000 + 0,5 \cdot 3120)} = 1830 \text{ кг} / \text{м}^3,$$

В качестве продажной жидкости используют буровой раствор.

В качестве буферной жидкости используем двухпроцентный водный раствор триполифосфата натрия (ТПФН). Удельный вес буферной жидкости составляет 1000 кг/м³.

Выбор цементирующего оборудования и оснастки

Количество цементирующих агрегатов

Число цементирующих агрегатов должно обеспечить необходимую производительность закачки и продавки тампонажной смеси. В свою очередь необходимая производительность цементирования задаётся из двух условий: из условия создания требуемой скорости восходящего потока в затрубном пространстве и условий заданного времени цементирования.

Общепризнанно, что скорость восходящего потока является одним из главных факторов, определяющих качество цементирования, связанное со степенью вытеснения бурового раствора из затрубного пространства, а соответственно и степенью заполнения его тампонажной смесью. Экспериментально установлено, что степень замещения достаточно высока при малых скоростях восходящего потока (0,2- 0,3 м/с), с повышением скорости степень замещения вначале снижается, а затем увеличивается, достигая максимального значения при высоких скоростях (1,5 - 2,5 м/с). Поэтому единого мнения о требуемой величине скорости восходящего потока пока нет, однако руководящие документы рекомендуют при цементировании эксплуатационных колонн скорость восходящего потока равную 1,8 - 2,0 м/с.

Чтобы обеспечить рекомендуемую скорость, суммарная производительность цементирующих агрегатов должна составлять:

$$\Sigma Q = S_{\text{зп}} \cdot V_{\text{вп}}, \quad (56)$$

где $S_{\text{зп}}$ - площадь затрубного пространства, м² ;

$V_{\text{вп}}$ - скорость восходящего потока в затрубном пространстве, м/с.

$$\Sigma Q = 0,045 \cdot 1,9 = 0,09 \text{ м}^3/\text{с}$$

Требуемое число агрегатов определяется по формуле:

$$n_{\text{ца}} = \frac{\Sigma Q}{g_{\text{IV}}} + 1, \quad (57)$$

где ΣQ - суммарная производительность насосных агрегатов, м³/с;

g^{IV} - производительность одного агрегата на 4 скорости при диаметре втулок,обеспечивающих необходимое давление, m^3/c ;

1 - резервный агрегат.

$$n_{ца} = \frac{0,09}{0,0145} + 1 = 7,2$$

Принимаем число цементируемых агрегатов $n_{ца} = 8$. Исходя из условия заданного времени цементирования, найдем потребную суммарную производительность цементируемых агрегатов по формуле:

$$\sum Q = \frac{V_{мс} + V_{пж}}{0,75 \cdot T_{заг}^H - T_{доп}}, \quad (58)$$

где $V_{мс}$ - объем тампонажной смеси, м;

$V_{пж}$ - объем продажной жидкости, м;

$T_{доп}$ - дополнительное время необходимое для вывода смесительной машины на рабочий режим и освобождение верхней продажной пробки ($T_{доп} = 900$ с), с;

$T_{заг}^H$ - время от затворения тампонажной смеси до начала её загустевания (для цемента ПЦТ-1 - 100 $T_{заг}^H = 6300$ с), с;

$$\sum Q = \frac{91 + 41,5}{0,75 \cdot 6300 - 900} = 0,034 m^3 / c$$

Выбор смесительных машин:

Выбираем цементосмесительную машину типа УС6-30, которая имеет следующие характеристики:

- | | |
|---|-------|
| 1. Вместимость бункера по сухому цементу, т | 30 |
| 2. Тракторная грузоподъемность, т | 15-20 |

По производительности смесительная машина УС6-30 может обеспечить работу двухцементируемых агрегатов, то есть:

$$n_{см} = \frac{n_{ца}}{2}, \quad (59)$$

где $n_{ца}$ - число цементируемых агрегатов. $n_{см} = 7/2 = 3,5$

По количеству необходимого сухого порошка, затариваемого в смесительные машины, их количество находится по формуле:

$$n_{\text{см}} = \Sigma G / G_i, \quad (60)$$

где ΣG - суммарное количество сухого порошка, необходимого для проведения цементирования.

G_i - грузоподъемность одной смесительной машины, т.

$$n_{\text{см}} = \frac{11,96 + 40,46 + 20,23}{18} = 4$$

Принимаем $n_{\text{см}} = 4$. Таким образом, необходимое число смесительных машин составляет 4 машин.

Определение требуемого количества материалов для цементирования обсадных колонн

Тампонажные материалы для цементирования обсадных колонн выбирают в зависимости от температуры среды, плотности бурового раствора, пластового давления, давления гидроразрыва пород, наличия солевых отложений, вида флюида и необходимости обеспечения высоты подъема тампонажного раствора.

Плотность тампонажного раствора не должна превышать плотности бурового раствора более чем на 0,2 г/см³.

После выбора тампонажного материала и необходимой плотности тампонажного раствора $\rho_{\text{т.р}}$ проводят лабораторное испытание и подбор рецептуры раствора. По значениям $\rho_{\text{т.р}}$ и подобранного водотвердого отношения (В/Т) предварительно определяют среднюю плотность твердой фазы $\rho_{\text{т}}$ тампонажного раствора:

$$\rho_{\text{т}} = \frac{\rho_{\text{т.р.}}}{1 - \frac{B}{T} \left(\frac{\rho_{\text{т.р.}}}{\rho_{\text{в}}} - 1 \right)} \quad (61)$$

где $\rho_{\text{т}}$ - плотность жидкости затворения, определяемая в процессе подбора рецептуры, г/см³.

Масса тампонажного материала (т), необходимая для приготовления 1 м³ раствора,

$$G = \rho_{\tau} \frac{\rho_{\tau.p} - \rho_{\text{в}}}{\rho_{\tau} - \rho_{\text{в}}} \quad (62)$$

Необходимый объем тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны определяется по формуле:

$$V_{\text{тр}} = (F - 0.785 \cdot d^2 H) + 0.785 d_0^2 h \quad (63)$$

где F - средняя площадь поперечного сечения ствола в интервале цементирования, определяемая по данным профилометрии, м^2 ;

d - средний наружный диаметр обсадной колонны в интервале цементирования, м ;

H - высота подъема тампонажного раствора, м ;

d_0 - внутренний диаметр обсадных труб в зоне цементного стакана, м ;

h - высота цементного стакана, м .

Общая масса сухого тампонажного материала для приготовления требуемого объема тампонажного раствора

$$G_{\text{сух}} = K_{\text{ц}} G V_{\text{т.р.}}, \quad (64)$$

где $K=1,03 \div 1,05$ - коэффициент, учитывающий потери тампонажного материала при погрузочно-разгрузочных работах.

Расход сухого тампонажного материала на 1 м^3 воды затворения (т)

$$G_1 = \rho_{\text{в}} T / V \quad (65)$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (м^3)

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} G_{\text{сух}} / G_1, \quad (66)$$

где $K_{\text{в}} = 1,08 \div 1,10$ - коэффициент, учитывающий потери воды.

Количество химических реагентов (в л - для жидких и в кг - для сухих веществ), необходимое для обработки 1 м^3 воды затворения, определяется по формуле:

$$Q_{\text{х.р.}} = 10 G_1 a, \quad (67.)$$

где a - содержание химических реагентов по отношению к массе сухого тампонажного материала (определяется лабораторными

испытаниями), %

Общее количество химических реагентов для обработки всего объема воды затворения:

$$G_{x.p} = q_{x.p} \cdot V_v \quad (68)$$

Необходимый объем продавочной жидкости (m^3) определяется по формуле:

$$V_{пр} = \Delta \left(\sum_{i=1}^n \frac{\pi d_i^2}{4} l_i - \frac{\pi d_0^2}{4} h \right), \quad (69)$$

где $\Delta = 1,02 \div 1,04$ - коэффициент, учитывающий сжимаемость продавочной жидкости;

n - число секций обсадной колонны, различающихся по внутреннему диаметру;

d_i, l_i - соответственно внутренние диаметры и длины каждой секции труб, м.

Гидравлический расчет цементирования

Гидравлический расчет цементирования обсадных колонн проводят для определения необходимой суммарной подачи цементировочных агрегатов Q из условия обеспечения максимально возможной скорости восходящего потока бурового и тампонажного растворов в затрубном пространстве v , допустимого давления на цементировочной головке и забое скважины p_3 (в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва), а также выбора цементировочного оборудования и определения продолжительности процесса цементирования $t_{ц}$. При этом принимаются следующие граничные условия:

$$p_r \leq p_y / 1,5; \quad (70)$$

$$p_3 \leq \frac{P_{г.р.}}{1,2 - 1,5}; \quad (71)$$

$$t_{ц} = t_{заг} + t_{пр} + 10 \leq 0,75 t_{заг}, \quad (72)$$

где p_y - допустимое давление на устьевое цементировочное оборудование (цементировочная головка, обвязка, насосы ЦА), МПа;

$p_{г.р.}$ - давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва, МПа;

$t_{зат}$ - затраты времени на приготовление и закачивание тампонажного

раствора, мин;

$t_{\text{пр}}$ - затраты времени на продавливание тампонажного раствора, включая время на получение давления "стоп", мин;

$t_{\text{заг}}$ - время загустевания тампонажного раствора, определяемое консистометром.

Гидравлический расчет цементировании скважин проводят в следующем порядке:

Исходя из конкретных геолого-технических условий и практики цементировании скважин в данном районе выбирают предполагаемую максимально возможную скорость восходящего потока бурового и тампонажного растворов в скважине v к моменту окончания продавки, когда имеются наиболее благоприятные условия гидроразрыва пород.

Максимальное ожидаемое давление на цементировочной головке рассчитывают по формуле:

$$p_r = p_{г.с.} + p_r + p_k, \quad (73)$$

где $p_{г.с.}$ - максимальная ожидаемая разность гидростатических давлений в трубах и затрубном пространстве в конце процесса цементировании, МПа;

p_r , p_k - гидравлические сопротивления соответственно в трубах и в затрубном пространстве при принятом значении v , МПа.

Разность гидростатических давлений определяют по формуле:

$$p_{uc} = 0,1g[(L'-H')(\rho_{бр}-\rho_{пр})+(H'-h')(\rho_{бр}-\rho_{пр})]$$

где L' - глубина скважины по вертикали, м;

H' - высота подъема тампонажного раствора от башмака колонны по вертикали, м;

h' — высота цементного стакана в колонне по вертикали, м;

g - ускорение свободного падения;

$\rho_{пр}$ - плотность продавочной жидкости.

Гидравлические сопротивления в трубах и затрубном пространстве находят соответственно по формулам:

$$p_{\tau} = 8,26 \lambda \rho_{\tau.p.} \frac{Q^2 L}{d_0^5}, \quad (75)$$

$$p_{\kappa} = 8 \sigma 26 \lambda \rho_{\tau.p.} \frac{Q^2 L}{D_c^5 - d^5}, \quad (76)$$

где λ - коэффициент гидравлических сопротивлений, для практических расчетов принимается равным 0,035;

D_c, d, d - соответственно средний диаметр скважины, наружный и внутренний диаметры обсадных труб, см;

Q - производительность закачки раствора, л/с;

L - длина обсадной колонны, м.

Производительность закачки цементного и бурового растворов

$$Q = 0,0785 (D^2 - d^2) v \quad (77)$$

Максимальное ожидаемое давление на забое скважины:

$$p_3 = p'_{\tau.c} + p_{\kappa}, \quad (78)$$

где

$$p'_{\tau.c} = 0,1 g [(L' - H') \rho_{\sigma.p.} + H' \rho_{\tau.p.}] \quad (79)$$

По вычисленным p_{τ} и p_3 проверяют условия (70.) и (71). Если одно из этих условий не выполняется, то корректируют v и повторно рассчитывают эти параметры до выполнения ограничений.

По расчетным значениям Q и p_3 выбирают тип цементируемых агрегатов (ЦА), количество которых определяется из соотношения:

$$n = Q / q \quad (80)$$

где q — производительность одного ЦА при давлении $\geq p_{\tau}$

Требуемое количество цементосмесительных машин m определяется в зависимости от соотношения расчетного объема тампонажного раствора $V_{\tau.p.}$ и внутреннего объема обсадной колонны $V_{B.K.}$

При $V_{\tau.p.} \geq V_{B.K.}$

$$m = Q' / q_{\text{см}} \quad (81)$$

где $Q' = nq$ - суммарная производительность ЦА при закачке тампонажных растворов, л/с;

$q_{\text{см}}$ - производительность одной цементосмесительной машины, л/с.

При $V_{т.р.} < V_{в.к.}$

$$m = G / G_{\sigma} \quad (82)$$

где G - требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т;

G_{σ} - вместимость бункера смесителя, т.

Время закачки тампонажного раствора в обсадную колонну определяется из выражения:

$$t_{зак} = \frac{1000 V_{т.р.}}{60 \sum q}, \quad (83)$$

где $\sum q$ - суммарная производительность одновременно работающих ЦА при закачке тампонажного раствора, л/с.

Продавливание тампонажного раствора обычно начинают на максимальной скорости работы ЦА. По мере роста высоты подъема тампонажного раствора за колонной давление на цементировочной головке возрастает, что вынуждает снижать скорость продавливания. Вследствие этого в глубоких скважинах продавливание заканчивают, как правило, на второй или первой скорости работы ЦА.

Общее время продавливания тампонажного раствора определяют по формуле:

$$t_{пр} = \sum V_{при} / Q_i \quad (84)$$

где $V_{при}$ - объемы продавочной жидкости, заканчиваемые на i -й скорости работы ЦА, м³;

Q_i - суммарная производительность ЦА на i -й скорости, м³/мин.

Для определения $V_{при}$ следует вычислить расстояние от устья скважины до уровня тампонажного раствора внутри обсадной колонны для каждой скорости работы ЦА:

$$l_i = L + \frac{10 F_2 (p_i - p_{\tau} - p_{\kappa})}{(F_1 + F_2)(\rho_{т.р.} - \rho_{с.р.})} - \frac{V_{т.р.}}{F_1 + F_2}, \quad (85)$$

где p_i - допустимое давление на ЦА при работе его на i -й скорости;

F_1, F_2 - средние площади поперечного сечения соответственно

внутреннего пространства обсадной колонны и кольцевого пространства скважины.

По l_i для каждой скорости работы ЦА определяют $V_{\text{при}}$, затем $t_{\text{при}}$ и общее время цементирование скважины.

Расчет УБТ

Диаметр УБТ определяется исходя из условий обеспечения наибольшей жесткости сечения в данных условиях бурения, а длину исходя из нагрузки на долото. Отношение диаметра УБТ к диаметру скважины должно быть (0,75- 0,85) для долот диаметром 295,3 мм и для долот свыше 295,3 мм (0,65- 0,75)

Диаметр основной ступени УБТ должен быть соответствующим диаметру долота по условию:

$$D_{\text{убт}} = (0,75- 0,85) \times D_{\text{д}} \quad (86)$$

где $D_{\text{д}}$ – диаметр долота, мм. Интервал 0 – 410 м.

$$D_{\text{убт}} = (0,75 - 0,85) \times 215,9 = 161,9- 183,9 \text{ мм}$$

$$\text{Принимаем } D_{\text{убт}} = 178 \text{ мм,}$$

выбираем УБТ С1- 178dv = 80 мм, $q = 156$

кг / м.

Жесткость на изгиб для УБТ должна быть не меньше жесткости колонны

$$(EJ)_{\text{о1}} \geq (EJ)_{\text{ок}} \quad (87)$$

где E – модуль упругости материала труб, кгс / мм²

J – осевой момент инерции сечения тела трубы, мм⁴

$$D_{\text{о1}} / D_{\text{ок}} \geq \sqrt[4]{1 - [(D_{\text{ок}} - 2 \delta_{\text{ок}}) / D_{\text{ок}}]^4 / 1 - (d_{\text{о1}} / D_{\text{о1}})^4}, \quad (88)$$

где $D_{\text{о1}}$ и $d_{\text{о1}}$ – наружный и внутренний диаметр основной ступени УБТ, мм.

$D_{\text{ок}}$ и $\delta_{\text{ок}}$ – наружный диаметр и толщина стенки обсадной колонны, мм

$$178 / 168 \geq \sqrt[4]{1 - [(168 - 16) / 168]^4 / 1 - (80 / 178)^4}$$

$$1,059 \geq 0,766 - \text{условие не соблюдается.}$$

Проектируем переход от УБТ к колонне бурильных труб. Наружный диаметр бурильных труб первой секции принимаем согласно рекомендациям $D_1 = 127$ мм. Для обеспечения плавного перехода по жесткости от УБТ к КБТ

должно быть выполнено условие:

$$D_{\text{оп}} \leq 1,33 D_1, \quad (89)$$

$D_{\text{оп}}$ - диаметр последней ступени УБТ мм = 178 мм,

D_1 – диаметр бурильных труб первой секции = 127 мм

$178 \geq 169$ мм – условие не выполняется, следовательно компоновка УБТ должна быть ступенчатой

Определяем диаметр и длину дополнительных ступеней УБТ. Требованиям к УБТ второй ступени удовлетворяет УБТ С1- 146 с $D_{02} = 146$ мм , $q_{02} = 103$ кг/ м. Принимаем длину этой ступени $l_{02} = 8$ метров.

Рассчитываем длину основной ступени УБТ и КНБК:

$$l_{01} = 1 / q_{01} \cos \alpha \times [K_d \times Q_d / 1 - \gamma_{\text{ж}} / \gamma_0 - (Q_{\text{зд}} + Q_c + \sum_{i=e}^n q_{oi} \times l_{oi}) \cos \alpha], \quad (90)$$

где Q_d – осевая нагрузка на долото, кгс.

q_{01} – вес одного метра основной ступени

УБТ, K_d – коэффициент нагрузки на долото, -

$1,175 \gamma$ удельный вес материала УБТ ,гс / см³

$\gamma_{\text{ж}}$ – удельный вес промывочной жидкости ,гс /

см³ $Q_{\text{зд}}$ – вес забойного двигателя, кгс

Q_c – суммарный вес КНБК за исключением забойного двигателя и УБТ, кгс.

l_{oi} – длина i-ой секции ступени УБТ, м

q_{oi} – вес одного метра первой переходной ступени УБТ, кгс /м.

α – зенитный угол скважины на участке расположения КНБК.

$l_{01} = 1 / 156 \times 0,9914 \times [1,175 \times 20000 / 1 - 1,13 / 7,85 - (4850 + 103 \times 8) \times 0,9914] = 141$ м

Принимаем $l_{01} = 141$ метр.

Тогда общий вес УБТ в воздухе:

$$Q_0 = \sum_{i=e}^n q_{oi} \times l_{oi} \quad (91)$$

$Q_0 = 156 \times 97 + 103 \times 8 = 15956$ кгс,

Общий вес КНБК в скважине:

$$Q_{\text{кн}} = (Q_{\text{зд}} + Q_0) \times (1 - 1,13/7,85), \quad (92)$$

$$Q_{\text{кн}} = (4850 + 15956) \times (1 - 1.13/7,85) = 24304,63 \text{ кг}$$

Общая длина КНБК:

$$l_{\text{кн}} = l_{01} + l_{02} + l_{3д}, \quad (93)$$

$$l_{\text{кн}} = 141 + 8 + 25.3 = 174.30 \text{ м}$$

Расчет колонны бурильных труб (КБТ)

Определяем тип БТ, их диаметр и тип замковых соединений по секциям. Из условия плавного перехода от колонны УБТ и КБТ удовлетворяют стальные бурильные трубы типа ТБПВ 127 х 9,19, группы прочности «Д».

Исходя из опыта работы на данной площади принимаем длину первой ступени КБТ $l_1 = 250$ метров. С целью облегчения колонны БТ вторую секцию проектируем из труб ЛБТ–147 х 11.

Рассчитываем на прочность первую секцию КБТ.

Определяем допускаемое напряжение (G) для стали прочности „Д,, $G_T = 38,0 \text{ кгс} / \text{мм}^2$. Нормативный запас прочности $n = 1,35$

$$Q_{\text{н}}^{\text{I}} = Q_{\text{кн}} (\mu \times \sin \alpha + \cos \alpha) \quad (94)$$

$$Q_{\text{н}} = 6506 (0,3 \times \sin 9 + \cos 9) = 6731.226 \text{ кгс}$$

$$Q_n = 24304.63 (0.3 \times \sin 9 + \cos 9) = 251460.01 \text{ кгс}$$

Изгибающий момент (M_n) бурильной колонны определяется по формуле:

$$M_n = E \times I / 100 \times R \quad (95)$$

где E – модуль упругости материала труб, кгс / мм²

I – осевой момент инерции сечения тела трубы,

см⁴ R – радиус кривизны бурильной колонны, м

$$M_n = 2,1 \times 10^4 \times 584,1 / 100 \times 250 = 490,6 \text{ кгс} \times \text{м}$$

Следовательно $G_n = M_n / W_n$

$$G_n = 490,6 / 91,98 = 5,33 \text{ кгс} \times \text{мм}^2$$

Напряжение растяжения G_p на верхней границе искривленного участка приподъеме БК определяется по формуле:

$$G_p = Q / F \quad (96)$$

где Q – осевое усилие в рассматриваемом сечении, кгс

F – площадь поперечного сечения тела трубы, мм² $F = 3336 \text{ мм}^2$, $(l_1) = 250 - 40 = 210 \text{ м}$

$$(Q_{\delta 1})_n = \sum_{i=1}^m q_i \times (l_1) (1 - \gamma_{ж} / \gamma_i) \quad (97)$$

где: m – число ступеней КБТ до рассматриваемого сечения,

$$(Q_1)_n = 30,4 \times 210 \times (1 - 1,13 / 7,85) = 5465,03 \text{ кгс}$$

$$[G] = G_m / n, \quad (98)$$

где: G_m – предел текучести при растяжении, кгс / мм²

n – запас прочности.

$$[G] = 38 / 1.35 = 28 \text{ кгс} / \text{мм}^2$$

Действующие эквивалентные напряжения G_3 в верхнем сечении первой секции КБТ на верхней границе искривленного участка при подъеме БК определяется:

$$G_3 = G_p + G_n \quad (99)$$

где: G_p – напряжение растяжения, кгс / мм²;

G_n – напряжение изгиба, кгс / мм².

В нашем случае осевой момент сопротивления сечения бурильной трубы ТБПВ –127 х 9.

l_i – длина 1-ой секции, м

$\gamma_{ж}$ - удельный вес бурового раствора, гс / мм²;

γ_i - удельный вес материала трубы i – ой секции, гс/ мм²;

q_i - приведенный вес одного метра трубы i – ой секции, кгс / м.

$$Q = 30,4 \times 250 (1 - 1,13/ 7,85) = 6505,98 \text{ кгс}$$

$$G_p = 6506 / 3336 = 1,95 \text{ кгс / мм}^2$$

Усилие, обусловленное весом и силами трения колонны в прямолинейном участке и в наклонном участке определяется по формуле:

$$Q_n = \sum_{i=1}^{K_n} Q_{\delta i}(\mu_i \times \sin \alpha_i + \cos \alpha_i) , \quad (100)$$

где K_n – число наклонных прямолинейных участков ,

α_i – зенитный угол скважины на i- ом участке, град.;

μ - коэффициент трения БК о стенки скважины = 0,3.

Растягивающая нагрузка в наклонной скважине определяется по формуле:

$$Q_p = K(Q_v + Q_n + Q_{и} + Q_{\text{кн}}^{\setminus}) + \Delta p \times F_k, \quad (101)$$

где Q_v - вес КБТ, находящейся в вертикальном участке ствола, кгс;

Q_n - усилие обусловленное весом и силами трения колонны на прямолинейных участках ствола скважины, кгс;

$Q_{и}$ - усилие, обусловленное весом и силами трения колонны на искривленных участках ствола, кгс;

$Q_{\text{кн}}^{\setminus}$ - усилие создаваемое в колонне за счет веса и сил трения КНБК, кгс;

K –коэффициент, учитывающий силы трения, силы инерции, силы сопротивления промывочной жидкости = 1,15

Δp – перепад давления в забойном двигателе и долоте F_k – площадь поперечного сечения канала трубы.

$$F_k = 4983 \text{ мм}^2$$

$$Q_p = 1,15 (6731,226 + 25146,001) + 0,78 \times 4983 = 40545,54 \text{ кгс}$$

$$G_p = Q_p / F \quad (102)$$

$$G_p = 40545,54 / 3336 = 12,54 \text{ кгс / мм}^2$$

$$G_3 = G_p + G_{и} = 12,154 + 5,33 = 17,48 \text{ кгс / мм}^2$$

$$G_3 < [G] \Rightarrow 17,48 < 28$$

Эквивалентные напряжения меньше допустимых, а фактический запас статической прочности:

$$n = G_m / G_3 \quad (103)$$

где G_m - предел текучести материала труб, кгс / мм² G_3 – эквивалентное напряжение, кгс / мм²

$$n = 38 / 17,48 = 2,17$$

Фактический запас прочности больше нормативного $2,17 > 1,15$. Следовательно, первая секция КБТ выдержит статические нагрузки в опасном сечении.

Проверяем условие прочности первой секции КБТ на избыточное давление.

Сравниваем действующее давление и допускаемое наружное избыточное давление P_n на тело трубы по условию :

$$P_n = P_{кр} / n , \quad (104)$$

Для условий расчета нормативный запас прочности $n = 1,15$, критическое наружное давление $P_{кр} = 3,92$.

$$\text{Отсюда: } P_n = 3,92 / 1,15 = 3,4 \text{ кгс/мм}^2$$

Следовательно, действующее давление меньше допускаемого, а фактический запас прочности на избыточное давление $n = 3,92 / 2,0 = 1,96 \text{ кгс / мм}^2$

Таким образом, первая секция КБТ имеет достаточный запас прочности на избыточное давление. Проводим проверку прочности замковых соединений первой секции КБТ.

По условию действующие осевые усилия Q_p в опасном сечении должны быть меньше допускаемой нагрузки на замковые соединения P_{max} .

$$\text{Для замков ЗП – 127 } P_{max} = 235.8 \text{ тс при } n = 1,3 \text{ и смазке } P = 402.$$

$$Q_p = 32678 \text{ кгс}$$

$$Q_p < Q_{max} \Rightarrow 32.678 < 235.8$$

Значит, действующие осевые усилия доступны для замковых соединений

первой секции колонны бурильных труб.

Рассчитываем наибольшую глубину спуска первой секции КБТ, ($l_{к1}$) в клиновом захвате ПКР- 560 (при длине клиньев $l_k = 400$) по формуле:

$$l_{к1} = Q_{mk}^0 / n - \sum_{i=1} Q_{G1} - Q_{кн} / q_1(1 - \gamma_{ж} / \gamma_1), \quad (105)$$

где γ_1 – удельный вес материала бурильных труб первой секции, гс/см³_ж

γ – удельный вес бурового раствора, гс/ см³

q_1 – вес одного метра трубы первой секции, кгс/м

n – нормативный запас прочности трубы в клиновом захвате, $n=1,1$

В нашем случае предельная осевая нагрузка на трубу $Q_{mk}^0=107$ т.с а коэффициент охвата $c=0,9$ из этого следует:

$$Q_{тк}^c = Q_{mk}^0 \times c, \quad (106)$$

$$Q_{тк}^c = 107 \times 0,9 = 96,3 \text{ т.с.}$$

$$l_{к1} = 96300 / 1,1 - (6505 - 25146) / 30,4(1 - 1,13 / 7,85) = 2147,8 \text{ м}$$

Так как $l_{к1} = 2147,8$ метров, значительно больше принятой $l_1=250$ метров, то вся первая секция КБТ может быть спущена с использованием ПКР- 560.

Рассчитываем на прочность вторую секцию КБТ, состоящую из ЛБТ- 147 х 11, для этого необходимо рассчитать длину второй секции КБТ. Наибольшую допустимую длину второй секции l_2 КБТ определяем по формуле:

$$l_2 = Q_{p \max} / K_{\tau} - K(\sum Q_{G2} + Q_{кн}) - \Delta p \times F_k / K \times q_2(1 - \gamma_{ж}/\gamma_2) \quad (107)$$

Максимально допустимую растягивающую нагрузку $Q_{p \max}$ на тело труб второй секции определяют по формуле:

$$Q_{p \max} = G_m \times F / n, \quad (108)$$

$$Q_{p \max} = 33 \times 4700 / 1,35 = 114889 \text{ кгс.}$$

Из этого следует:

$$l_2 = 114889 / 1 - 1,15(6505 + 25146) - 0,6 \times 12272 / 1,15 \times 16,5(1 - 1,13/2,78) = 6315,7 \text{ м.}$$

Расчетная длина l_2 превосходит необходимую длину второй секции.

Расстояние по стволу скважины от забоя до устья l определяется из выражения:

$$l = l_b + l_n + l_n, \quad (109)$$

где $l_{и} = 0,017453 \times R \times \Delta Q$

Необходимая длина второй секции $l_2 = 2227 - l_{кн} - l_1 = 2227 - 174 - 250 = 1803$ м.

Рассчитываем запас прочности при статическом нагружении второй секции. Расчет проводится для двух случаев:

1. на верхней границе интервала искривления для момента окончания бурения наклонного участка и отрыва долота от забоя,
2. на устье скважины при отрыве долота от забоя.

Рассмотрим запас прочности для первого случая, допустимое напряжение определяется по формуле:

$$[G] = G_m / n . \quad (110)$$

$$[G] = 33,0 / 1,35 = 24,4 \text{ кгс} / \text{мм}^2$$

Напряжение изгиба $G_{и}$ определяем по формуле:

$$G_{и} = M_{и} / W_{и} , \quad (111)$$

Изгибающий момент определяем по формуле:

$$M_{и} = EJ / 100 R . \quad (112)$$

$$M_{и} = 0,72 \times 100^3 \times 1094 / 100 \times 250 = 315 \text{ кгс} \times \text{м}$$

$$\text{Следовательно } G_{и} = 315 / 148,8 = 2,212 \text{ кгс} / \text{мм}^2$$

Длина части второй секции КБТ, находящейся в наклонном участке $(l_2)_{и}$ равна: $(l_2)_{и} = 2087 - (250 + 174) = 1663$ м, а ее вес:

$$(Q_{G2})_{и} = 16,5 \times 1663 \times (1 - 1,13 / 2,78) = 16286 \text{ кгс}$$

Условия, обусловленные весом и силами трения для этой части второй секции определяем из выражения:

$$Q_{и} = \sum_{i=1}^{K_{и}} Q_{G2} (\mu \times \sin Q_2 + \cos Q_2) \quad (113)$$

$$Q_{и} = 16286(0,3 \times 0,15643 + 0,98768) = 16849,05 \text{ кгс}$$

Условие обусловленное весом и силами трения колонны на участках увеличения зенитного угла скважины $Q_{и}$ определяется по формуле:

$$Q_{и} = \sum_{i=1}^{K_{и}} \mu_2 (1 - \gamma_{ж} / \gamma_2) [\pm 2 q_2 \times R (\cos Q_2^K - \cos Q_2^H) - q_2 R \times \Delta Q_2 \sin Q_2^K + (Q_2 \Delta Q_2) / (1 - \gamma_{ж} / \gamma_2) + \sum_{i=1}^{K_{и}} (1 - \gamma_{ж} / \gamma_2) q_2 R \times (\sin Q_2^K - \sin Q_2^H)] \quad (114)$$

Усилие второй секции КБТ в начале участка искривления Q_2 определяем из выражения:

$$Q_2 = Q_H + Q'_{KH}, \quad (115)$$

$$Q'_{KH} = Q_{KH}(\mu \times \sin Q_2 + \cos Q_2), \quad (116)$$

$$Q'_{KH} = 25146(0,3 \times 0,15643 + 0,98768) = 26015,8 \text{ кгс}$$

$$\text{Тогда } Q_2 = 16849,05 + 26015,8 = 42864,85 \text{ кгс}$$

$$Q_{И} = 03(1 - 1,13 / 2,78) \times [-2 \times 16,5 \times 250 \times (0,9876 - 1) - 16,5 \times 250 \times 0,15643 \times 0,157077 + 42864,85 \times 0,157077 / (1 - 1,13 / 2,78)] + (1 - 1,13 / 2,78)[16,5 \times 250(0,15643 - 0)] = 2411,5 \text{ кгс}$$

Растягивающую нагрузку Q_p определяем по формуле:

$$Q_p = K \times (Q_B + Q_{И} + Q_H + Q_{KH}), \quad (117)$$

$$Q_p = 1,15 (45276,35) + 0,6 \times 12272 = 59431 \text{ кгс}$$

$$\text{Следовательно } G_p = 59431 / 3336 = 17,81 \text{ кгс/мм}^2, \text{ тогда } G_{\Sigma} = 17,81 + 2,212 = 20,02 \text{ кгс/мм}^2$$

$$20,02 < 24,4 \text{ кгс / мм}^2 - \text{условие прочности соблюдается.}$$

Фактический запас прочности при статическом нагружении второй секции КБТ.

$$n = 33,01 / 20,02 = 1,648.$$

Таким образом, вторая ступень КБТ выдержит всестатические нагрузки в опасном сечении.

При расчете запаса прочности на устье скважины, к растягивающему усилию, действующему в начале участка искривления Q_p , добавляются Q_B , равное весу бурильных труб на вертикальном участке.

$$(Q_{G2})_B = \sum_{i=1}^{K_6} Q_{G2}, \quad (118)$$

$$(Q_{G2})_B = [16,5 \times 100 \times (1 - 1,13 / 2,78)] = 979 \text{ кгс}$$

$$\text{Тогда } Q_p = [1,15(979 + 2411,5 + 26015,8 + 16849)] + 0,6 \times 12272 = 60556,8 \text{ кгс}$$

$$G_p = 60556,8 / 3336 = 18,153 \text{ кгс / мм}^2$$

$$\text{Из этого следует : } G_{\Sigma} = G_p = 18,153 \text{ кгс/мм}^2 < [6] = 24,4 \text{ кгс/мм}^2$$

Фактический запас прочности будет равен: $n = 33,01 / 18,153 = 1,82$

Переходим к расчету второй секции БК на прочность под действием избыточного давления.

Допустимое избыточное наружное давление P_n на тело трубы определяется по формуле:

$$P_n = P_{кр} / n, \quad (119)$$
$$P_{кр} = 3,07 \text{ кгс} / \text{мм}^2$$

Тогда:

$$P_n = 3,07 / 1,15 = 2,67 \text{ кгс} / \text{мм}^2$$

$$2,0 \text{ кгс} / \text{мм}^2 < 2,67 \text{ кгс} / \text{мм}^2, \text{ значит условие прочности соблюдается.}$$

Проверяем условие прочности замковых соединений (ЗС) второй секции КБТ.

Действующие осевые усилия Q_p в опасных сечениях должны быть меньше допускаемой нагрузки на (ЗС) P_{max} . Для замков ЗП- 172 $P_{max} = 224$ т.с. при смазке Р-416. Максимальное растягивающее усилие $Q_p = 55,6$ т.с. $55,6 < 224$

Условие прочности замковых соединений второй секции соблюдается.

Определим моменты затяжек замковых соединений второй секции КБТ.

Рекомендуемый момент затяжек замковых соединений $M_{з.т.} = 2016$ кгс х м. Для замковых соединений типа ЗЛ – 172 при смазке Р- 416. Проводим расчет наибольшей глубины спуска второй секции КБТ в клиновом захвате. Наибольшая глубина $l_{к2}$ спуска второй секции КБТ определяется:

$$l_{к2} = Q_{т.к.}^c / n - \sum_{i=1} Q_{G2} + Q_{кн} / q_2 (1 - \gamma_{ж} / \gamma_2), \quad (120)$$

Предельную осевую нагрузку с учетом сжатия в клиновом захвате определяется по формуле : тк

$$Q_{тк}^c = Q_{тк}^n \times c \quad (121)$$

где $Q_{тк}^n = 190,4$ т.с., $c = 0,9$

$$Q_{тк}^c = 190,4 \times 0,9 = 172 \text{ т.с.}$$

Значит :

$$l_{к2} = 172000 / 1,1 - (6506 + 24304,63 + 17265) / 16,5 (1 - 1,13 / 2,78) =$$

11057,6м

Фактическая глубина спуска второй ступени КБТ $l_2 = 1803$ метра.

Таким образом, вторую секцию КБТ и всю БК можно спускать в клиновом захвате ПКР-560.

Сводим данные в таблицу

Таблица Результаты расчета

Номер секции	Тип БТ	Длина, м	Вес, кг
1 ступень УБТ	ЗТСШ1-195	26	4850,0
	УБТ – 178×90	97	15132,0
2 ступень УБТ	УБТ – 146×74	8	824,0
1 секция БТ	ТБПК – 127×9,19	250	6505,0
2 секция БТ	ЛБТ - 147×11	1803	28429,5
Итого		2184	55740,5

5 МЕРОПЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ БУРЕНИИ

Разрабатываются основные мероприятия по защите работающих от воздействия вредных и опасных производственных факторов. Требования к рабочему персоналу, к рабочему инструменту и оборудованию, к рабочему месту, к СИЗ и специальной одежде. Защита работающих от шума и вибрации.

Мероприятия по электробезопасности при бурении, промывке, цементировании.

Мероприятия по раннему обнаружению ГНВП, и меры по предотвращению его.

Мероприятия по пожарной безопасности, требования к рабочим площадкам, местам курения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Это итоговая часть работы над курсовым проектом, в заключении описываются результаты проделанных действий, умозаключений, в нем содержатся аргументированные выводы по теме исследования. Начинается оно с обоснования актуальности, продолжается аргументированием цели, достижение которой стало результатом курсового проекта и заканчивается перечнем решенных задач, обозначенных во введении, которые удалось выполнить. Заключение тесно переплетено с основной частью и введением, но отличается от них по стилю и содержанию. Переход к нему является гармоничным продолжением работы, отражающим результат в краткой форме. В заключении содержатся выводы по проделанной работе, авторское мнение.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бабаян Э. В. Инженерные расчеты при бурении [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Э. В. Бабаян, А. В. Черненко. – Вологда : "Инфра-Инженерия", 2018. – 440 с. – Режим доступа : <https://e.lanbook.com/book/108648>
2. Журавлев Г. И. Бурение и геофизические исследования скважин [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Г. И. Журавлев, А. Г. Журавлев, А. О. Серебряков – 2-е изд., стер. – СПб : Лань, 2018. – 344 с. – Режим доступа : <https://e.lanbook.com/book/98237>
3. Заливин В. Г. Аварийные ситуации в бурении на нефть и газ [Электронный ресурс] : учеб. пособие / В. Г. Заливин, А. Г. Вахромеев. – Вологда : Инфра-Инженерия, 2018. – 508 с. – Режим доступа : <https://e.lanbook.com/book/108651>
4. Карпов К. А. Строительство нефтяных и газовых скважин [Электронный ресурс] : учеб. пособие / К. А. Карпов. – 2-е изд., стер. – СПб : Лань, 2018. – 188 с. – Режим доступа : <https://e.lanbook.com/book/107060>
5. Арбузов В. Н. Геология. Технология добычи нефти и газа. Практикум: практическое пособие для студ. учреждений сред. проф. учеб. заведений/ Е. В. Курганова. – М. : Юрайт, 2018. - 67 с.
6. Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебник для студ.учреждений нач. проф. образования / Ю. В. Вадецкий. – 7-е изд.,. –М: ИЦ Академия, 2013. – 352 с.
7. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин [Электронный ресурс] : учебник / Ю. В. Вадецкий. – 8-е изд.стер., – М. : ИЦ Академия, 2018. – 352 с. – (Начальное профессиональное образование). – Режим доступа : <http://www.academia-moscow.ru/reader/>
8. Войтенко В. С. Технология и техника бурения. В 2-х частях. Ч. 1 : учеб. пособие для студентов учреждений высшего образования/ В. С.Войтенко, А. Д. Смычкин, А. А. Тухто [и др.] ; под общ. ред. В. С. Войтенко. – СПб : Лань-Трейд, 2018. – 237 с.
9. Войтенко В. С. Технология и техника бурения. В 2-х частях. Ч. 2 :

учеб. пособие для студентов учреждений высшего образования/ В. С. Войтенко, А. Д. Смычкин, А. А. Тухто [и др.] ; под общ. ред. В. С. Войтенко. – СПб : Лань-Трейд, 2018. – 613 с.

10. Волохин А. В. Выполнение работ по исследованию скважин: учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / А. В. Волохин, Ю. В. Федоров, Е. А. Волохин. – М. : ИЦ Академия, 2017. – 176 с.

11. Геология нефти и газа : учебник для студ. учреждений высш. проф. учеб. заведений / В. Ю. Керимов, В. И. Ермолкин, А. С. Гаджи-Касумов, А. В. Осипов; под ред. В. Ю. Керимова. – М. : ИЦ Академия, 2015. – 288 с.

12. Караулов В. Б. Геология. Основные понятия и термины: справочное пособие / В. Б. Караулов, М.И. Никитина. – 6-е изд. – СПб : Лань-Трейд, 2018. – 152 с.

13. Милютин А. Г. Геология полезных ископаемых : учебник и практикум для студ. учреждений сред. проф. учеб. заведений / А. Г. Милютин. – М. : Юрайт, 2018. – 197 с.

14. Основы автоматизации производственных процессов нефтегазового производства: учеб. пособие для студ. учреждений высш. проф. образования / М. Ю. Прахова, Э. А. Шаловникова, Н. А. Ишинбаева [и др.] ; под ред. М. Ю. Праховой. – 2-е изд., испр. – М. : ИЦ Академия, 2014. – 256 с.

15. Серeda Н. Г. Основы нефтяного и газового дела : учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / Н. Г. Серeda. – СПб : Лань-Трейд, 2016. – 288 с.

16. Храменков В. Г. Автоматизация управления технологическими процессами бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для студ. учреждений сред. проф. образования. – М. : Юрайт, 2018. – 415 с.