

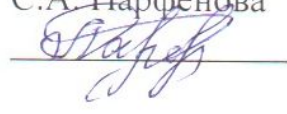
Минобрнауки России
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Югорский государственный университет»
Сургутский нефтяной техникум (филиал) Федерального государственного бюджетного
образовательного учреждения высшего образования
«Югорский государственный университет»

Рассмотрено
на заседании кафедры
нефтяных дисциплин
Зав. кафедрой С.А. Богатова


Протокол № 1 от 09.09.2016

Утверждаю
Заместитель директора по УР

С.А. Парфенова



10.09.2016г.

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ
КУРСОВОГО ПРОЕКТА
по «Технологии бурения и промывки нефтяных и газовых
скважин»
ПМ01 Выполнение буровых работ в соответствии с
технологическим регламентом**

ДЛЯ СПЕЦИАЛЬНОСТИ 21.02.02 БНГС

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения.....	3
2. Структура курсового проекта.....	3
3 Методические указания по выполнению курсового проекта.....	4
4 Оформление курсового проекта.....	39
5 Защита курсового проекта.....	39
6. Список литературы.....	42

1. Общие положения

1.1. Курсовой проект является заключительным этапом перед выполнением дипломного проекта.

1.2. Цель курсового проектирования приобрести навыки работы с производственными документами, технической и справочной литературой, закрепление теоретического курса полученного в процессе обучения.

Выполнение студентами курсового проекта будет способствовать формированию общих и профессиональных компетенций, таких как:

ПК 1.1. Выбирать оптимальный вариант проводки глубоких и сверхглубоких скважин в различных горно-геологических условиях.

ПК 1.2. Выбирать способы и средства контроля технологических процессов бурения.

ПК 1.3. Решать технические задачи по предотвращению и ликвидации осложнений и аварийных ситуаций.

ОК 1. Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес

ОК 2. Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество

ОК 3. Принимать решения в стандартных и нестандартных ситуациях и нести за них ответственность

ОК 4. Осуществлять поиск и использование информации, необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач, профессионального и личностного развития

ОК 5. Использовать информационно-коммуникационные технологии в профессиональной деятельности

ОК 6. Работать в коллективе и команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями

ОК 7. Брать на себя ответственность за работу членов команды (подчиненных), результат выполнения заданий

ОК 8. Самостоятельно определять задачи профессионального и личностного развития, заниматься самообразованием, осознанно планировать повышение квалификации

ОК 9. Ориентироваться в условиях частой смены технологий в профессиональной деятельности.

1.4. Выполнение курсового проекта проводится на материале собранном в процессе производственной практики.

1.5. Курсовой проект выполняют в сроки, предусмотренные учебным планом учебного заведения.

2. Структура курсового проекта

По объему проект должен быть не менее 40 страниц печатного текста.

По содержанию проект должен состоять:

1. Пояснительная записка:

Введение

1. Геологический раздел
2. Техничко-технологический раздел.
3. Охрана труда и пожарная безопасность
4. Охрана недр и окружающей среды.
5. Специальный вопрос (при необходимости).
6. Заключение.

2. Графический раздел.

3 Методические указания по выполнению курсового проекта.

3.1. Общее руководство и контроль за ходом выполнения курсового проекта осуществляет преподаватель специальной дисциплины «Бурение нефтяных и газовых скважин». На время курсового проектирования составляется расписание консультаций, где преподаватель разъясняет назначение и задачи, структуру и объем, принцип разработки и оформление курсового проекта, оказывает помощь в подборе литературы.

3.2. Курсовой проект должны содержать:

- Титульный лист
- Ведомость
- Задание
- Содержание
- Список литературы

3.3. Задание оформляется на отдельном листе, форма которого разрабатывается учебным заведением. В задании формируется название темы курсового проекта, содержание разделов проекта, перечень графических приложений, дата выдачи и срок сдачи проекта.

3.4. Содержание включает перечень всех разделов с указанием номеров страниц, на которых размещается начало материала разделов. Заголовки в содержании должны соответствовать заголовкам в тексте проекта. В содержании перечисляются все приложения, которые обозначаются заглавными буквами русского алфавита и с их заголовками. Например «Приложение А, Геолого-технический наряд».

Методические указания к выполнению раздела ВВЕДЕНИЕ.

Введение к курсовому проекту должно содержать следующие вопросы:

- Основные направления совершенствование техники и технологии бурения нефтяных и газовых скважин.
- Актуальность и новизна выбранной темы.

3.1 Методические указания к выполнению 1 ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

Курсовой проект практического характера должен содержать исходные данные и выполняться на приеме конкретного объекта разбуриваемого месторождения (площади), который характеризуется определенными параметрами.

1. Геологический раздел

- 1.1. Орогидрография района
- 1.2. Стратиграфия и литология пород
- 1.3. Зоны возможных осложнений
- 1.4. Газонефтеводоносность
- 1.5. Комплекс геофизических исследований

1.1. Орогидрография– дать краткое описание административного положения района, рельеф, год открытия месторождения, основные полезные ископаемые, значение нефтяной (газовой) промышленности для данного района.

1.2. Стратиграфия и литология– в данном разделе показать общую сводную стратиграфическую и литологическую колонку с указанием стратиграфических подразделений (свит, ярусов, подъярусов, горизонтов). Указывается, чем сложены пласты, с какими пластами связаны основная промышленная нефтегазоносность.

1.3. Осложнения при бурении– указать характеристику интервалов осложнений, методы борьбы.

1.4. Газонефтеводоносность– указать исходные данные по геолого-физической характеристике продуктивных пластов, тип коллекторские свойства пород (пористость, проницаемость и многое другое), начальные пластовые давления и температура.

Водоносность– дать характеристику водоносных горизонтов, химический состав пластовых вод.

1.5. Комплекс геофизических исследований– сведения из технического проекта.

Исходные данные каждого раздела могут быть приведены в таблицах или текстовом варианте.

2. Технико-технологический раздел

2.1. Выбор и проектирование конструкции скважин

2.2. Выбор диаметров обсадных колонн и долот инструмента технологических параметров углубления

2.3. Выбор и расчет профиля

2.4. Выбор бурового раствора по интервалам бурения

2.5. Выбор способа бурения

2.6. Выбор компоновки и расчет колонны бурильных труб

2.7. Выбор и расчет необходимого количества расхода бурового раствора

2.8. Расчет гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе

2.9. Выбор бурового насоса

2.10. Расчет обсадных колонн на прочность

2.11. Выбор способа спуска обсадной колонны и цементирование

2.12. Выбор тампонажного цемента по интервалам

- 2.13. Выбор буферной жидкости
- 2.14. Расчет цементирования
- 2.15. Выбор буровой установки
- 2.16. Вскрытие и опробование продуктивных пластов
- 2.17. Освоение скважин

3.2 Методические указания к выполнению раздела 2

2.1. Выбор и проектирование конструкции скважин: исходными данными для обоснования проектирования конструкции являются:

- Цель бурения и назначения
- Проектный горизонт, глубина
- Пластовые давления и давление поглощения геологический разрез с описанием слагающих горных пород.

Необходимо привести первоначальные данные, определяющие выбор конструкции. Произвести анализ условий бурения вниз, выявить крепление как интервалы, в пределах которых технологические условия проходки скважин не отличаются, но эти условия нельзя сохранить для проходки ниже и выше расположенных интервалов, поскольку приведет к серьезным осложнениям. При проектировании конструкции в первую очередь необходимо выбрать число обсадных колонн, глубину их спуска исходя из недопущения несовместимости условий бурения от дельных интервалов.

Для четкого определения глубины спуска обсадных колонн рекомендуется совмещенный график давления: пластового (Рпл), начала поглощения раствора, гидростатического столба бурового раствора, в координатах глубины Z , градиент давления – P .

График давления необходимо привести.

2.2. Выбор диаметров обсадных колонн и долот– диаметр эксплуатационной колонны зависит от цели бурения и определяется «Заказчиком», в

соответствии с проектом разработки месторождения. Диаметр долот для бурения под каждую обсадную колонну определяется требуемым зазором между колонной и стенкой скважины. Высота подъема раствора за обсадными колоннами выбирается с учетом требований ЕТП. На отдельном листе вычерчивается спроектированная конструкция скважины, и данные сводятся в таблицу

Таблица 1. Конструкция скважины.

Наименование	Интервал спуска, м	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм	Интервал цементирования, м

Для того, чтобы выбрать тип конструкции скважины, необходимо построить совмещённый график давлений в координатах глубина-эквиваленты градиентов давлений пластового и гидроразрыва.

1 Определяем эквиваленты градиентов пластовых давлений и давлений гидроразрыва:

$$K_n = \frac{P_{пл}}{0.01 * H}$$

$$K_{гр} = \frac{P_{гр}}{0.01 * H}$$

где:

$K_{пл}$ – градиент пластового давления,

$K_{гр}$ – градиент давления гидроразрыва,

H – глубина скважины, м,

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа,

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва, МПа.

$$K_{II} = \frac{6}{0,01 \cdot 600} = 1$$

$$K_{ГР} = \frac{13,2}{0,01 \cdot 600} = 2,2$$

Для остальных интервалов выполняем аналогичные расчеты. Результаты расчетов заносим в таблицу.

Таблица -Давления по интервалам бурения (пример таблицы)

Интервал		Пластовое давление, $P_{пл}$ (Мпа)	Давление гидроразрыва пород, $P_{Гр}$ (Мпа)	Градиент пластового давления, K_{II} (Мпа)	Градиент гидроразрыва пород, $K_{Г}$ (Мпа)
От	До				
0	600	6	13,2	1	2,2
600	1100	11	22	1	2
1100	1950	19,5	35,1	1	1,8
1950	2500	24,5	42,4	1	1,6
2500	2662	26,0	52	1,060	1,6
2662	2956	28,0	54	1,0	1,6

По данным таблицы строим совмещенный график давлений.

Строим совмещенный график давлений в координатах «глубина – эквивалент градиента давления»:

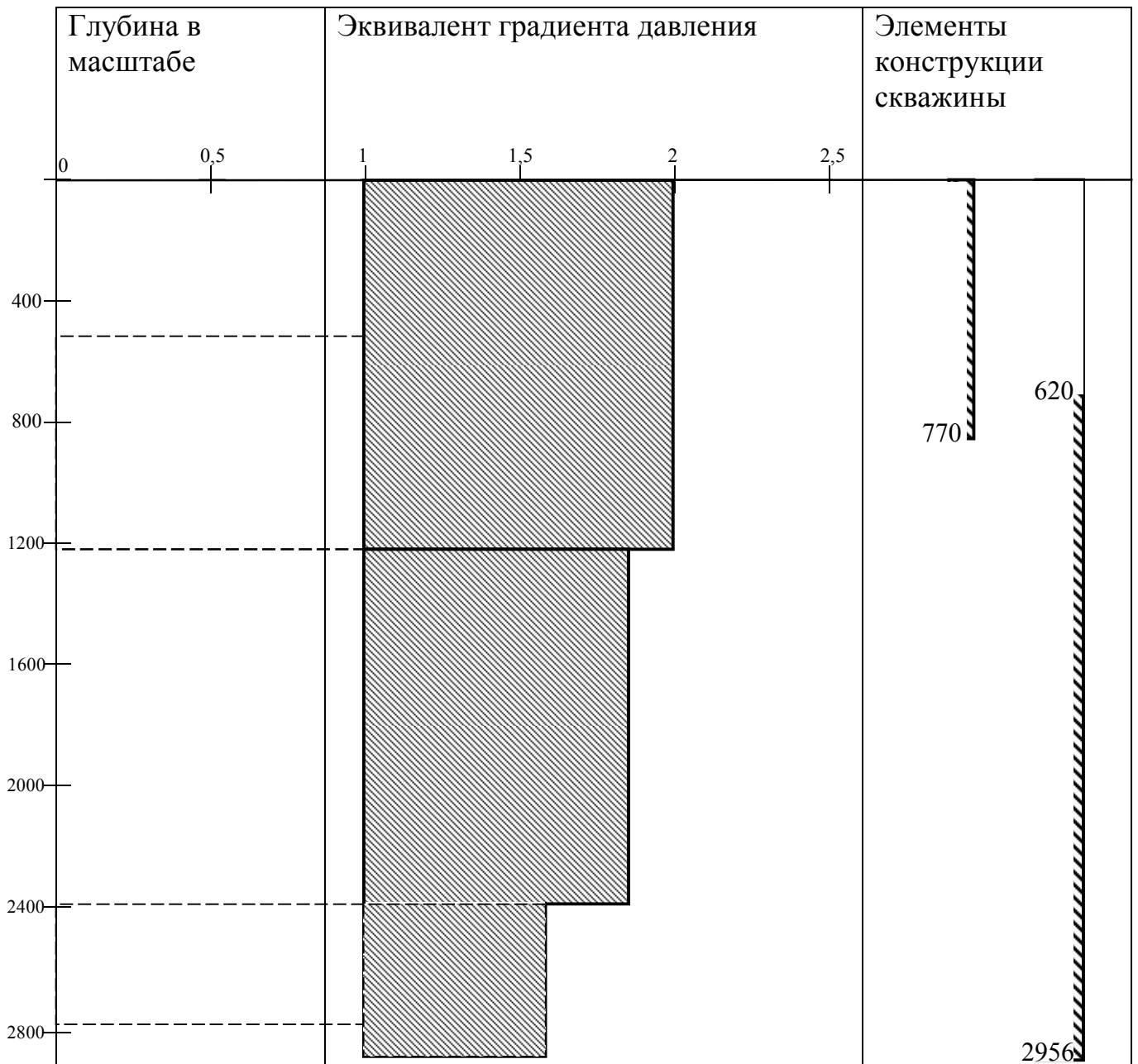


Рисунок 1 - Совмещенный график давлений (пример)

Вывод: так как на графике совмещенных давлений одна зона совместимых условий бурения, выбираем одноколонную конструкцию скважины, состоящую из кондуктора и эксплуатационной колонны.

Пример выбора диаметров долот и колонн.

3. Выбираем диаметры долот и колонн:

3.1 Диаметр эксплуатационной колонны задается заказчиком:

$$D_{\text{ЭК}} = 146 \text{ мм}$$

3.2 Определяем диаметр долота под эксплуатационную колонну:

$$D_{\text{дол.ЭК}} = D_{\text{м.ЭК}} + 2\delta, \text{ мм}$$

где:

δ - толщина стенки эксплуатационной колонны, мм,

$D_{\text{м.ЭК}}$ – диаметр муфты эксплуатационной колонны, мм.

$$D_{\text{м.ЭК}} = 166 \text{ мм}$$

$$D_{\text{дол.ЭК}} = 166 + 2 * 12 = 212 \text{ мм}$$

По ГОСТ 20692-75 принимаем: $D_{\text{дол.ЭК}} = 219,1 \text{ мм}$

3.3 Определяем диаметр кондуктора:

- внутренний:

$$d_{\text{к}} = D_{\text{дол.ЭК}} + 2 * 5, \text{ мм}$$

$$d_{\text{к}} = 219,1 + 10 = 229,1 \text{ мм}$$

- наружный:

$$D_{\text{к}} = 245 \text{ мм}$$

3.4 Определяем диаметр долота под кондуктор:

$$D_{\text{дол.к}} = D_{\text{м.к}} + 2\delta, \text{ мм}$$

где:

δ - толщина стенки кондуктора, мм,

$D_{\text{м.к}}$ – диаметр муфты кондуктора, мм.

$$D_{\text{дол.к}} = 269,9 + 2 * 20 = 309,9 \text{ мм}$$

По ГОСТ 20692-75 принимаем: $D_{\text{дол.к}} = 311,1 \text{ мм}$

4. Результаты расчета заносим в таблицу:

Таблица - Элементы конструкции скважины

Наименование	$D_{коль}$ мм	$D_{дол}$ мм	Интервал спуска	Интервал цементирования
Кондуктор	245	311,1	0-770	0-770
ЭК	146	219,1	0-2956	620-2956

2.3. Выбор и расчет профиля– обосновать выбор профиля скважины, произвести его расчет по методике, построить его вертикальную проекцию.

Данные для расчета:

Радиус дуги, по которой происходит плавный набор кривизны R_1

Длина горизонтальное смещение забоя A

Вертикальная проекция участка снижения зенитного угла h_4

Глубина скважины по вертикали H_0

Длина вертикального участка h_1

Радиус дуги, по которой происходит снижение зенитного угла R_2

1. Определяем величину зенитного угла

$$\alpha = \arccos \frac{R_1 * (R_1 - A) + H * \sqrt{H^2 + A^2 - 2 * A * R_1}}{(R_1 - A)^2 + H^2} \quad (1)$$

где Н-проекция 2, 3 и 4 участков ствола на вертикаль, м

$$H = H_0 - h_1 \quad (2)$$

R -радиус дуги, по которой происходит плавный набор кривизны, м

A -длина горизонтального смещения забоя, м

h_1 -длина вертикального участка, м

2. Определяем условную длину участка снижения зенитного угла

$$l_4^1 = \frac{h_4}{\cos \alpha} \quad (3)$$

где h_4 -вертикальная проекция участка снижения зенитного угла

3. Находим величину падения зенитного угла на участке снижения зенитного угла

$$a^1 = \frac{l_4^1}{0.01745 * R_2} \quad (4)$$

где R_2 -радиус дуги, по которой происходит снижение зенитного угла.

4. Определяем угол входа ствола в пласт

$$\alpha_k = \alpha - \alpha^1 \quad (5)$$

5. Определяем угол входа ствола в пласт с учетом того, что на участке 4 происходит снижение зенитного угла

$$\alpha_{\max} = \arctg * \frac{A - R_1 * (1 - \cos \alpha) - h_4 * \operatorname{tg} * \left(\frac{\alpha + \alpha_k}{2} \right)}{H' - R_1 * \sin \alpha} \quad (6)$$

$$H' = H - h_4 \quad (7)$$

6. Определяем горизонтальные и вертикальные проекции участков

6.1 Определяем горизонтальную проекцию второго участка

$$a_2 = R * (1 - \cos \alpha_{\max}) \quad (8)$$

6.2 Определяем вертикальную проекцию 2-го участка

$$h_2 = R_1 * \sin \alpha_{\max} \quad (9)$$

6.3 Определяем вертикальную проекцию 3-го участка

$$h_3 = H' - h_2 \quad (10)$$

6.4 Определяем горизонтальную проекцию 3-го участка

$$\alpha_3 = h_3 * \operatorname{tg} \alpha_{\max} \quad (11)$$

6.5 Определяем горизонтальную проекцию 4-го участка

$$a_4 = h_4 * \operatorname{tg}\left(\frac{\alpha_{\max} + \alpha_k}{2}\right) \quad (12)$$

7. Определяем фактический отход ствола скважины

$$A_{\phi} = a_2 + a_3 + a_4 \quad (13)$$

8. Расчет произведен верно, определяем длину ствола скважины.

8.1 Длина всего ствола скважины

$$L = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 \quad (14)$$

8.2 Длина 1-го участка

$$l_1 = h_1 = 50 \text{ м}$$

8.3 Длина 2-го участка

$$l_2 = 0.017545 * R_1 * \alpha_{\max} \quad (15)$$

8.4 Длина 3-го участка

$$l_3 = \frac{h_3}{\cos\left(\frac{\alpha_{\max} + \alpha_k}{2}\right)} \quad (16)$$

8.5 Длина 4-го участка

$$l_4 = \frac{h_4}{\cos\left(\frac{\alpha_{\max} + \alpha_k}{2}\right)} \quad (17)$$

9. Построение профиля ствола скважины по расчетным данным.

Расчёт выполнить на ЭВМ.

Расчет профиля скважины

Исходные данные

1.	Глубина скважины по вертикали, м	H0=	2849
2.	Смещение, м	A=	713,00
3.	Вертикальный участок, м	Hв=	45

4. Вертикальная проекция 4-го участка, м $h_4 = 546$
 $H = 2804$

2.4. Выбор бурового раствора – привести типы, параметры, компонентный состав, нормы расхода, потребность в растворе для бурения по интервалам глубин, оборудование для приготовления и очистки буровых растворов. Выбирается наиболее оптимальный вариант бурового раствора с учетом достижения наилучших технико-экономических показателей бурения. Данные свести в таблицу.

Таблица 3. Типы и параметры буровых растворов

Название (тип)	Интервал, м		Параметры бурового раствора						
	От (верх)	До (низ)	Плотность г/см ³	Условная вязкость	Фильтрация см ³ /30мин	СНС 1/10 Н/с м ³	Толщина корки мм	РН	Содержание твердой фазы %

2.5. Выбор способа бурения – выбирается наиболее эффективный способ бурения с учетом особенностей на основе бурения в данном районе. Данные, свести в таблицу. В качестве исходного материала используются данные по отработке долот по пробуренным скважинам на данной площади.

Таблица 4. способы, режимы бурения, применяемы долота

Интервал, м		Способ бурения	Тип, размер долота	Режим бурения		
от	до			Осевая нагрузка,	Скорость вращения	Расход бурового

				мн	об/мин	раствора л/с

2.6. Выбор компоновки и расчет колонных бурильных труб- определяется условиями проводки скважин. В курсовом (дипломном) проекте провести расчет бурильной колонны при бурении под эксплуатационную колонну, согласно методик расчета.

 Расчет бурильных труб при бурении гидравлическими забойными двигателями сводится к определению допустимой длины колонны с учетом веса двигателя, тяжелого низа и давления промывочной жидкости.

При бурении на бурильную колонну действуют динамическая и статическая нагрузки, перепады давлений, температура, агрессивные среды. Надёжность бурильной колонны в значительной степени определяет эффективность бурения (особенно при роторном бурении).

Расчет бурильной колонны производится снизу вверх.

1. Расчет УБТ.

Расчет сводится к определению длины УБТ. Диаметр УБТ определяет исходя из условий обеспечения наибольшей гибкости сечения в данных условиях бурения.

Длина УБТ определяется из нагрузки на долото.

$$L_{убт} = \frac{1,25P_d - G_m}{q_{убт}} \quad (23)$$

2. Бурильная колонна состоит из двух типов труб: ТБК 127x9,19.

Определяем длину труб ТБК 127x9,19

$$L_{тбк} = \frac{Q_p - K(Q_{убт} - G_m) \left(1 - \frac{P_{б.р}}{P_m}\right) - P_m F_k}{q_{тбк} K \left(1 - \frac{P_{б.р}}{P_m}\right)} \quad (24)$$

где Q_p - допустимая растягивающая нагрузка, МН

$$Q_p = \frac{Q_{np}}{n} \quad (25)$$

Q_{np} - предельная нагрузка, (1,25) МН

n - коэффициент запаса прочности

$n = 1.35$

$K = 1.15$

$\rho_{бр}$ - плотность бурового раствора

ρ_m - плотность материала труб

P_T - перепад давления в турбине, МПа

F_k - площадь поперечного сечения, м²

3. Расчет на прочность.

3.1 Растягивающие напряжения на устье.

$$\sigma_p = \frac{K(P_m + P_{u1} + P_u + P_e) \left(1 - \frac{P_{\delta.p}}{P_m}\right) + (P_\delta + P_m)F_k}{F_{mp}} \quad (26)$$

где P_T - усилие от веса долота, турбобура, УБТ, МН

$P_{и2}$ - дополнительное усилие через участок падения, МН

$P_{и1}$ - дополнительное усилие при движении колонны через участок набора зенитного угла, МН

P_n - дополнительные усилия при движении колонны по наклонно направленному участку, МН

P_B - вес колонны на вертикальном участке, МН

K - коэффициент сопротивления

F_k - площадь проходного сечения канала трубы,

$F_{тр}$ - площадь поперечного сечения гладкой части трубы,

$\mu = 0,25$

$$P_m = (G_{m/б} + G_d + Q_{убт}) * (\mu \sin \alpha_k + \cos \alpha_k) \quad (27)$$

$$P_{и2} = \mu(2qR_2(\cos \alpha_k - \cos \alpha_{max}) - 0,01745 qR_2 \Delta \alpha \sin \alpha_k + 0,01745 P_m \Delta \alpha) + (qR_2(\sin \alpha_k - \sin \alpha_{max}))$$

q -вес 1 м труб ТБПК, МН

Определим, какие трубы находятся на 4-м участке

$$L_{л\bar{b}т} = l_4 - l_m - l_{y\bar{b}т} - l_{m\bar{b}нк} \quad (28)$$

$$q = \frac{q_{m\bar{b}нк} + q_{л\bar{b}т}}{l_{m\bar{b}нк} + l_{л\bar{b}т}}$$

$$\Delta\alpha = \alpha_{\max} - \alpha_k \quad (29)$$

$$P_n = Q_{\bar{b}т} * (\mu \sin \alpha_{\max} + \cos \alpha_{\max})$$

$$Q_{л\bar{b}т} = q_{л\bar{b}т} * l_3 \quad (30)$$

$$P_{н2} = \mu(-2q_{л\bar{b}т} R_1(\cos \alpha_{\max} - \cos \alpha_0) - 0,01745 q_{л\bar{b}т} R_1 \Delta\alpha \sin \alpha_{\max} - 0,01745 P \Delta\alpha') + (2q_{л\bar{b}т} R_1(\sin \alpha_{\max} - \sin \alpha_0)) \quad (31)$$

где α_0 – зенитный угол в начале второго участка, град, $\alpha_0 = 0$

$$\Delta\alpha' = \alpha_{\max} - \alpha_0 \quad (32)$$

$$P = P_{u2} + P_n + P_m \quad (33)$$

$$P_s = q_{л\bar{b}т} * l_1 \quad (34)$$

4. Проверяем условие прочности $\sigma_p \leq [\sigma]$

$$[\sigma] = \frac{\sigma_m}{n} \quad (35)$$

где σ_m – предел текучести для СБТ, МПа

Расчет выполнить с использованием таблиц XL. Пример заполнения исходных данных.

Расчет бурильной колонны на прочность

ДАНО

Рд нагрузка на долото =	0,1	МН
Гт/б вес турбобура =	0,01284	МН
қубт вес 1 метра убт =	0,0012	МН
Гд вес долота =	0,00046	МН
рбр плотность бур. раствора =	1200	кг/м ³

L длина скважины по стволу =	2956	м
Lт/б длина турбобура =	8,71	м
ак угол входа в пласт =	6,040	град
αтах максимальный угол =	15,550	град
L3 длина 3-го участка =	2237,5	м

Результаты расчета сводятся в таблицу.

Таблица 5.Компоновка низа бурильной колонны.

Конструкция скважины	Тип бурильных труб	Диаметр, мм	Группа прочности стали	Толщина стенки, мм	Длина секции, м	Вес 1 погонного метра трубы, кг	Вес секции и м	Вес секции и с учетом веса УБТ, Мн
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

2.7. Выбор и расчет необходимого количества расхода бурового раствора— определить количество бурового раствора из условия обеспечения эффективного удаления частицу и охлаждения долота при заданных буровых насосах.

2.8. Расчет гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе складывается из потерь и перепадов давления в каждом ее элементе. Потери давления рекомендуется выбирать как функциональную зависимость от расхода промывочной жидкости, а затем по этой зависимости производить выбор типа, количества работы насосов. В проекте произвести расчет гидравлических сопротивлений при бурении под эксплуатационную колонну.

Данные для расчета:
Глубина скважины

Тип турбобура
 Диаметр долота
 Длина ТБПК 127x9,2
 Длина ЛБТВК 147x13
 Длина УБТ 178x80
 Плотность бурового раствора ρ_1
 Структура вязкости раствора бурового $\eta=0,01$ н/м²
 Динамическое напряжение сдвига $\tau_0=8,10$ н/м²

1. Выбираем диаметр втулок и число насосов.
 По шифру турбобура определяем необходимый расход промывочной жидкости по (т. 93) [6]

$$Q=32 \text{ дм}^3/\text{с}$$

Выбираем количество буровых насосов равным 1 и диаметр втулок для обеспечения необходимого расхода:

$$\begin{aligned}
 Q_{\text{нас}} &= 32 \text{ л/с} \\
 D_{\text{порш.}} &= 0,170 \text{ м} \\
 P_{\text{нас.}} &= 35 \text{ МПа}
 \end{aligned}$$

2. Определяем режим течения жидкости в циркуляционной системе:
 2.1 Определяем режим течения жидкости в бурильных трубах ЛБТ.

$$R_e = \frac{\rho_{\text{бр}} * V_{\text{тр}} * d}{\left(\eta + \frac{\tau_0 * d}{6 * V_{\text{тр}}} \right)} \quad (36)$$

где $\rho_{\text{бр}}$ – плотность бурового раствора, кг/м³
 $V_{\text{тр}}$ – средняя скорость течения жидкости в трубах, м/с

$$V_{\text{тр}} = \frac{4 * Q}{\pi * d^2} \quad (37)$$

Q - расход бурового раствора, м³/с
 d - внутренний диаметр бурильных труб, м
 η - структура вязкости раствора Н*с/м²
 τ_0 - динамическое напряжение сдвига Н/ м²

при $R_e \leq 2300$ ламинарный
 при $R_e \geq 2300$ турбулентный

$$d = D - 2 * \delta \quad (38)$$

2.2 Определяем режим течения жидкости в бурильных трубах ТБК.

$$R_e = \frac{\rho_{\text{бр}} * V_{\text{мп}} * d}{\left(\eta + \frac{\tau_0 * d}{6 * V_{\text{мп}}} \right)} \quad (39)$$

$$d = D - 2 * \delta \quad (40)$$

$$V_{\text{мп}} = \frac{4 * Q}{\pi * d^2} \quad (41)$$

2.3 Определяем режим течения жидкости в бурильных трубах УБТ.

$$R_e = \frac{\rho_{\text{бр}} * V_{\text{мп}} * d}{\left(\eta + \frac{\tau_0 * d}{6 * V_{\text{мп}}} \right)} \quad (42)$$

$$V_{\text{мп}} = \frac{4 * Q}{\pi * d^2} \quad (43)$$

2.4 Определяем режим течения жидкости в кольцевом пространстве: стенка скважины – турбобур.

$$R_e = \frac{\rho_{\text{бр}} * V_{\text{кп}} * (D_{\text{д}}^2 - D^2)}{\left(\eta + \tau_0 * \frac{D_{\text{д}} - D}{6 * V_{\text{кп}}} \right)}$$

где $D_{\text{д}}$ – диаметр долота скважины, м

D – наружный диаметр турбобура, м

$V_{\text{кп}}$ – средняя скорость течения жидкости по кольцевому пространству, м/с

$$V_{\text{кп}} = \frac{4 * Q}{\pi * (D_{\text{д}}^2 - D^2)} \quad (44)$$

2.5 Определяем режим течения жидкости в кольцевом пространстве: стенка скважины – УБТ.

$$R_e = \frac{\rho_{\text{бр}} * V_{\text{кп}} (D_{\text{д}}^2 - D^2)}{\left(\eta + \tau_0 * \frac{D_{\text{д}} - D}{6 * V_{\text{кп}}} \right)} \quad (45)$$

$$V_{\text{кп}} = \frac{4 * Q}{\pi * (D_{\text{д}}^2 - D^2)} \quad (46)$$

2.6 Определяем режим течения жидкости в кольцевом пространстве: стенка скважины – ТБПК.

$$R_e = \frac{\rho_{\text{бр}} * V_{\text{кп}} (D_{\text{д}}^2 - D^2)}{\left(\eta + \tau_0 * \frac{D_{\text{д}} - D}{6 * V_{\text{кп}}} \right)} \quad (47)$$

$$V_{\text{кп}} = \frac{4 * Q}{\pi * (D_{\text{д}}^2 - D^2)} \quad (48)$$

2.7 Определяем режим течения жидкости в кольцевом пространстве: стенка скважины – ЛБТ.

$$R_e = \frac{\rho_{\text{бр}} * V_{\text{кп}} (D_{\text{д}}^2 - D^2)}{\left(\eta + \tau_0 * \frac{D_{\text{д}} - D}{6 * V_{\text{кп}}} \right)} \quad (49)$$

$$V_{\text{кп}} = \frac{4 * Q}{\pi * (D_{\text{д}}^2 - D^2)} \quad (50)$$

3. Определяем коэффициенты гидравлических сопротивлений.

3.1 В бурильных трубах.

В ЛБТ турбулентный режим

$$\lambda_{\text{мп}} = \frac{0,08}{\sqrt[3]{R_e}} \quad (51)$$

В ТБПК турбулентный режим.

$$\lambda_{\text{мп}} = \frac{0,08}{\sqrt[3]{R_e}} \quad (52)$$

В УБТ турбулентный режим.

$$\lambda_{mp} = \frac{0,08}{\sqrt[7]{R_e}} \quad (53)$$

3.2 В кольцевом пространстве.

В ЛБТ ламинарный.

$$\lambda_{mp} = \frac{80}{R_e} \quad (54)$$

В ТБПК ламинарный.

$$\lambda_{mp} = \frac{80}{R_e} \quad (55)$$

В УБТ ламинарный

$$\lambda_{mp} = \frac{80}{R_e} \quad (56)$$

4. Определяем потери давления.

4.1 В ЛБТ:

$$P_{лбт} = 8,26 * \lambda_{лбт} * \frac{Q^2 * l_{лбт}}{\pi^2 * d_{лбт}^5} * \rho_{бр} \quad (57)$$

где $\lambda_{лбт}$ – коэффициент гидравлического сопротивления в ЛБТ

Q – подача насосов, м³/с

L_{лбт} – длина труб ЛБТ, м

d – внутренний диаметр ЛБТ, м

4.2 В ТБПК:

$$P_{тбпк} = 8,26 * \lambda_{тбпк} * \frac{Q^2 * l_{тбпк}}{\pi^2 * d_{тбпк}^5} * \rho_{бр} \quad (58)$$

4.3 В УБТ:

$$P_{убт} = 8,26 * \lambda_{убт} * \frac{Q^2 * l_{убт}}{\pi^2 * d_{убт}^5} * \rho_{бр} \quad (59)$$

4.4 В турбобуре:

$$P_{m/\bar{o}} = P_{\text{дво}} * \rho_{\text{ер}} \quad (60)$$

где $P_{\text{дво}}$ – потери давления в турбобуре при течении жидкости.

4.5 В кольцевом пространстве: стенка скважины – турбобур

$$P_{\text{кнт}/\bar{o}\text{ур}} = 8,26 * \lambda_{\text{кн}/\text{турб}} * \frac{Q^2 * l_{\text{кнт}/\bar{o}\text{ур}}}{\pi^2 * (D_{\text{o}} - D_{m/\bar{o}})^3 * (D_{\text{o}} + D_{m/\bar{o}})^2} * \rho_{\text{бр}} \quad (61)$$

где $l_{\text{кнт}/\bar{o}\text{ур}}$ – длина турбобура, м
 $D_{\text{т}/\bar{o}}$ – диаметр турбобура, м

4.6 В кольцевом пространстве: стенка скважины – УБТ.

$$P_{\text{кнт}/\bar{o}\text{ур}} = 8,26 * \lambda_{\text{кн}/\text{убт}} * \frac{Q^2 * l_{\text{кнт}/\text{убт}}}{\pi^2 * (D_{\text{o}} - D_{m/\bar{o}})^3 * (D_{\text{o}} + D_{m/\bar{o}})^2} * \rho_{\text{бр}} \quad (62)$$

4.7 В кольцевом пространстве: стенка скважины – ТБПК.

$$P_{\text{кнт}/\bar{o}\text{ур}} = 8,26 * \lambda_{\text{кн}/\text{тбпк}} * \frac{Q^2 * l_{\text{кнт}/\text{тбпк}}}{\pi^2 * (D_{\text{o}} - D_{m/\bar{o}})^3 * (D_{\text{o}} + D_{m/\bar{o}})^2} * \rho_{\text{бр}} \quad (63)$$

4.8 В кольцевом пространстве: стенка скважины – ЛБТ.

$$P_{\text{кнт}/\bar{o}\text{ур}} = 8,26 * \lambda_{\text{кн}/\text{лбт}} * \frac{Q^2 * l_{\text{кнт}/\text{лбт}}}{\pi^2 * (D_{\text{o}} - D_{m/\bar{o}})^3 * (D_{\text{o}} + D_{m/\bar{o}})^2} * \rho_{\text{бр}} \quad (64)$$

4.9 В обвязке БУ.

$$P_{\text{об}} = 8,26 * \lambda_{\text{лбт}} * \frac{Q^2 * l_{\text{об}}}{\pi^2 * d_{\text{лбт}}^5} * \rho_{\text{бр}} \quad (65)$$

4.10 Определяем сумму потерь давления.

$$P_{\text{сум}} = P_{\text{лбт}} + P_{\text{тбпк}} + P_{\text{убт}} + P_{m/\bar{o}} + P_{\text{кн}/\text{тб}} + P_{\text{кн}/\text{тбпк}} + P_{\text{кн}/\text{лбт}} + P_{\text{об}} + P_{\text{кн}/\text{убт}} \quad (66)$$

5. Определяем резерв давления для реализации в насадках долота.

$$P_{\text{o}} = P_0 - P_{\text{сум}} \quad (67)$$

$$P_0 = 0,9 * P_{пред} \quad (68)$$

6. Определяем диаметр насадок долота.

$$d_n = \sqrt[4]{\frac{8 * \rho_{бр} * Q^2}{\pi^2 * z^2 * \mu_p^2 * P_0}} \quad (69)$$

где z – число насадок долота

μ_p – коэффициент расхода насадок (0,92-0,95)

Расчет выполнить с использованием электронных таблиц XL. Пример заполнения исходных данных для расчета.

Гидравлический расчет промывки скважины.

Дано:

$\rho_{бр} =$ **1200** кг/м³

$L_{лбт} =$ **0** м

$L_{убт} =$ **20** м

$L_{тбпк} =$ **2927** м

$L_{т/б} =$ **8,71** м

$P_t =$ **6** МПа

2.9. Выбор бурового насоса. Для выбранных насосов устанавливается режим работы из условия возможно полного использования их мощности.

2.10. Расчет обсадных колонн на прочность– проведение при проектировании с целью выбора толщин стенок и групп прочности материалов обсадных колонн при заданной конструкции. Обсадные колонны рассчитывают с учетом избыточного наружного и внутреннего избыточного давления, запаса прочности на растяжение. При расчете необходимо пользоваться [2] стр.344. В проекте провести расчет эксплуатационной колонны, а компоновки промежуточных колонн взять из проекта, исходя из опыта бурения.

Результаты расчетов свести в таблицу.

Расчет эксплуатационной колонны на прочность

Обсадные колонны рассчитывают с учетом максимальных значений избыточных наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок (при бурении, опробовании, эксплуатации и ремонте скважин).

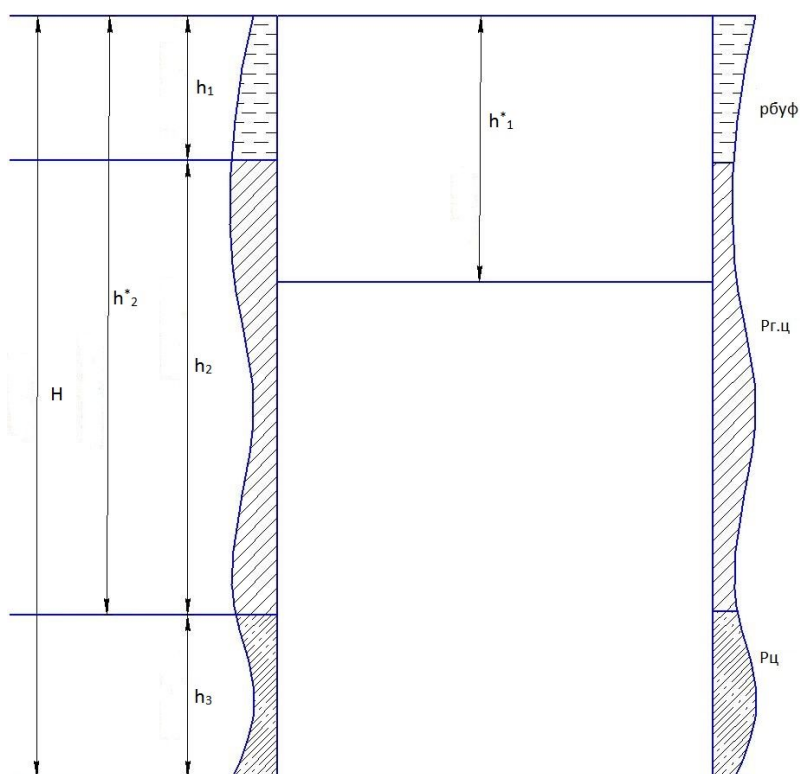


Рисунок 3-Схема эксплуатационной колонны

Исходные данные:

Глубина скважины по вертикали H , м

Глубина скважины по стволу L , м

Высота цементного раствора $H_{цр}$, м

Высота гелецментного раствора $H_{гцр}$, м

Высота цементного стакана $h_{ст}$, м

Плотность цементного раствора $\rho_{цр}$, кг/м³

Плотность гелцементного раствора $\rho_{гцр}$, кг/м³

Плотность нефти ρ_n , кг/м³

Пластовое давление $P_{пл}$

Плотность опрессовочной жидкости $\rho_{опр}$, кг/м³

1. Определяем избыточные наружные давления

1) $Z = 0$ $R_{ни1} = \rho_{\text{бр}} \cdot g \cdot z$ Па

2) $Z = h$ $R_{ни2} = \rho_{\text{бр}} \cdot g \cdot z$ Па

3) $Z = h + H_{гцр}$

$$R_{ни3} = \left(g \cdot (\rho_{\text{бр}} \cdot h + \rho_{\text{гцр}} \cdot (H - H_{\text{гцр}})) + (\rho_{\text{гцр}} - \rho_n) \cdot (H_0 - H - H_{\text{гцр}}) \right) (1 - k) \text{ Па}$$

4) $Z = H_0$

$$R_{ни4} = R_{ни2} + R_{ни3} + g \cdot (\rho_{\text{нр}} - \rho_n) \cdot H_{\text{гцр}} \cdot (1 - k) \text{ Па}$$

2. Определяем избыточные внутренние давления

A) $Z = 0$ $R_{ви A=1} = P_y$ или $R_{ви A} = P_{оп}$

$$P_y = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_0$$

Из двух значений принимаем большую величину и обозначаем её A :

B) $Z = h$ $R_{ви B} = A - g \cdot (\rho_{\text{бр}} - \rho_{\text{опр}}) \cdot h$ МПа

B) $Z = h + H_{гцр}$

$$R_{ви B} = (P_{ви B} + \rho_{\text{опр}} \cdot g \cdot H_{\text{гцр}} - \rho_{\text{гцр}} \cdot g \cdot H_{\text{гцр}}) \cdot (1 - \kappa)$$

Г) $Z = H_0$

$$R_{ви \Gamma} = (P_{ви B} + \rho_{\text{опр}} \cdot g \cdot H_{\text{гцр}} - \rho_{\text{гцр}} \cdot g \cdot H_{\text{гцр}}) \cdot (1 - \kappa)$$

3. Строим эпюры избыточных давлений.

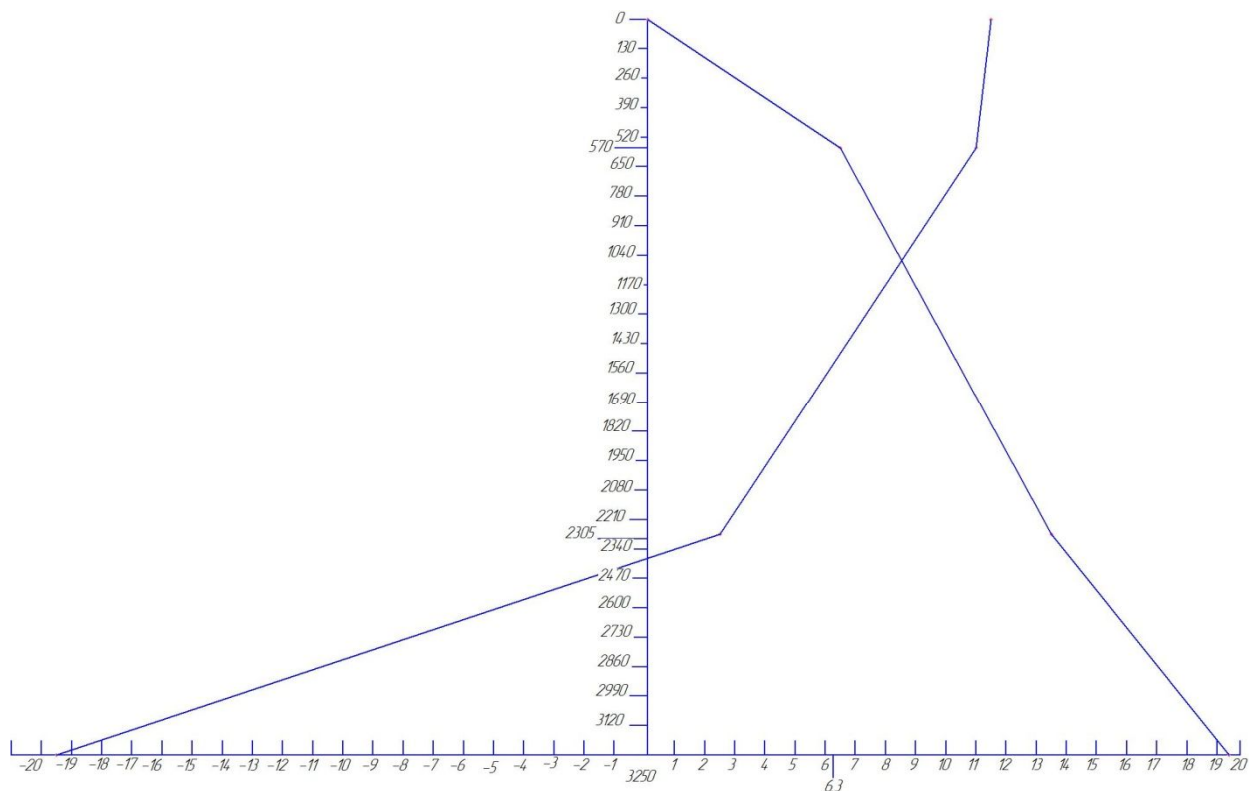


Рисунок 4- Эпюры внутренних и наружных избыточных давлений

4. Производим выбор труб по секциям.

4.1 Для первой секции выбираем трубы из условия:

$$P_{кр1} \geq n \cdot P_{нн4}$$

где $n=1.3$ - коэффициент запаса прочности

Выбираем толщины стенки и группу прочности трубы по таблице 111 (6).

4.2 Для второй секции выбираем менее прочные, для которых определяем критическое давление и по эпюре определяем на какой глубине могут быть установлены эти трубы.

4.3 Длина 1-й секции:

$$l_1 = L - l_1, \text{ м.}$$

По стволу это соответствует :

$$L1' = \frac{l_1}{\cos \alpha}, \text{ м}$$

Определяем вес первой секции Q1.

4,4. Длину 2-й секции определяем из условий на растяжение:

$$l_2 = \frac{P_{cmp2} / n_{cmp} - Q}{q_2} \text{ м}$$

$$n_{стр} = 1,3$$

По стволу это соответствует:

$$L2' = \frac{l_2}{\cos \alpha}$$

Принимаем $L_2' = L - L_1'$

Вес второй секции Q2, МН

Общий вес секций Q1+Q2, МН

Результаты расчёта сводим в таблицу:

Таблица – Секции эксплуатационной колонны (пример)

Номер секции	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес 1 м трубы, МН	Интервал установки, м	Вес одной секции, МН
1	8,9	635	0,000365	2411-3046	0,2
2	7,3	2411	0,0003016	2411-0	0,73

Итого:

3046

3046-0

0,93

2.11. Выбор способа спуска обсадной колонны и цементирование. Учесть опыт бурения на данном месторождении и рекомендации [2].

2.12. Выбор тампонажного раствора обусловлен геологической характеристикой разреза, температурой, давлением пластовым, видом флюидов и т.д. Учесть опыт бурения.

2.13. Выбор буферной жидкости— определяется ее эффективностью разделения тампонажного и бурового раствора, а также степенью вытеснения последнего из затрубного пространства. Учесть опыт бурения на данном месторождении.

2.14. Расчет цементирования обсадных колонн сводится к определению:

- Необходимого количество цементного раствора, сухого цемента и воды для приготовления раствора, буферной жидкости, продувочной жидкости.
 - Максимального давления в момент окончания цементирования.
 - Расчета режима цементирования.
 - Расчета времени цементирования.
 - Количества цементировочных агрегатов и цементно-смесительных машин.
- При расчете пользоваться методикой приведенной ниже.

В проекте привести расчет цементирования эксплуатационной колонны.

.....

Расчет цементирования эксплуатационной колонны

1 Определяем объем цементного раствора:

$$V_{ц} = 0.785 [(D_{скв}^2 - D_{эк}^2) \times l_3 + d_{эк}^2 \times h_{ст}], \text{ м}^3$$

2 Определяем объем гелцементного раствора:

$$V_{г.ц.} = 0.785 [(D_{скв}^2 - D_{эк}^2) \times (l_2 - 100) + (D_{квн}^2 - D_{эк}^2) \times 100], \text{ м}^3$$

3 Определяем массу сухого цемента:

$$G_u = \frac{1.05}{1 + m} * \rho_{цр} * V_{цр}, \text{ кг}$$

где:

m - водоцементное отношение ;

$\rho_{цр}$ - плотность цементного раствора, кг/м^3 ;

4 Определяем массу сухого геляцемента:

$$G_{гц} = \frac{1.05}{1 + m} * \rho_{гц} * V_{гц}, \text{ кг}$$

5 Определяем объем воды для затворения цемента:

$$V_{вц} = \frac{m_u * G_u}{\rho_в}, \text{ м}^3$$

6 Определяем объем воды для затворения геляцемента:

$$V_{\text{взц}} = \frac{m_{\text{зц}} * G_{\text{зц}}}{\rho_{\text{в}}}, \text{м}^3$$

7 Определяем суммарный объем цементного и гельцементного раствора:

$$V_{\text{общ}} = V_{\text{цп}} + V_{\text{зцп}}, \text{м}^3$$

8 Определяем общую массу цемента и гельцемента:

$$G_{\text{общ}} = G_{\text{ц}} + G_{\text{зцп}}, \text{кг}$$

9 Определяем общий объем воды:

$$V_{\text{в.общ}} = V_{\text{в.ц}} + V_{\text{в.зц}}$$

10 Определяем необходимый объем продавочной жидкости:

$$V_{\text{пр}} = 0.785 * d_{\text{сп}}^2 * (L - h_{\text{см}}) * \Delta, \text{м}^3$$

11 Определяем давление, возникающее за счет разности плотностей бурового и тампонажного растворов в колонне и за колонной:

$$P_{\rho} = g[(\rho_{\text{ср}} - \rho_{\text{нр}}) * (l_3 - h_{\text{см}}) + (\rho_{\text{ср}} - \rho_{\text{нр}}) * l_2] \text{ МПа}$$

12 Определяем давление, затрачиваемое на преодоление гидравлических сопротивлений:

$$P_{\Gamma} = 0.001L + 0.8 \text{ ,МПа} - \text{ для скважин } L < 1500\text{м}$$

$$P_{\Gamma} = 0.001L + 1.6 \text{ ,МПа} - \text{ для скважин } L > 1500\text{м}$$

13 Определяем давление на цементировочной головке в конце продавки:

$$P_{\kappa} = P_{\rho} + P_{\Gamma}, \text{ МПа}$$

14 По величине P_{κ} выбираем тип цементировочного агрегата из условия:

По величине P_{κ} выбираем ЦА – 320М с диаметром втулок – 127 мм.

Таблица 16 – Технические данные ЦА – 320М

Передача	Давление, МПа	Подача, м ³ /с
2	18,5	0,0049
3	10,7	0,0087
4	7,0	0,0133
5	4,7	0,02

$$\rho_{cp} = \frac{\rho_{цп} * l_2 + \rho_{цр} * l_2}{l_2 + l_3}, \text{ кг/м}^3$$

Если $3.69 < 4.7$, то весь цементный раствор закачивают на 5 скорости.

15 При закачке цементного раствора в скважину наступит такой момент, когда уровни цементного раствора в колонне и за колонной будут одинаковы:

$$h_0 = \frac{V_{общ}}{F + F_{кп}}, \text{ м}$$

$$l_0 = L - h_0, \text{ м}$$

$$\alpha_0 = \frac{h_0 - h_{см}}{P_p}, \text{ град}$$

$$F = \frac{\pi * d^2}{4}, \text{ мм}^2$$

$$F_{кп} = \frac{\pi(d_{ска}^2 - D_{э}^2)}{4}, \text{ мм}^2$$

16 Определяем высоту столбов и объемы продавочной жидкости, закачиваемые на различных скоростях:

Проводку начинаем на той скорости, на которой закончили закачку цементного раствора.

$$h^4_{np} = a_0(P_4 - P_5)$$

$$h^3_{np} = a_0(P_3 - P_4)$$

$$h^2_{np} = a_0(P_2 - P_3)$$

На эти высоты будут закачены соответствующие объемы продавочной жидкости.

$$V^5_{np} = F * h^5_{np} * \Delta$$

$$V^4_{np} = F * h^4_{np} * \Delta$$

$$V^3_{np} = F * h^3_{np} * \Delta$$

$$V^2_{np} = F * h^2_{np} * \Delta$$

17 Определяем время цементирования при условии работы одного цементировочного агрегата:

$$t_5 = \frac{V^5_{np} + V_{общ}}{Q_5}$$

$$t_4 = \frac{V^4_{np} + V_{общ}}{Q_4}$$

$$t_3 = \frac{V^3_{np} + V_{общ}}{Q_3}$$

$$t_2 = \frac{V_{np}^2 + V_{общ}}{Q_2}$$

При проведении процесса цементирования в расчетах принимается дополнительное время на прочие работы 10 – 15 мин.

Общее время цементирования:

$$T = t_5 + t_4 + t_3 + t_2, \text{ мин}$$

18 Необходимое количество цементосмесительных машин

$$m = \frac{\left(\frac{G_{общ}}{1000} \right)}{M_{\sigma}}, \text{ шт}$$

19 Количество цементировочных работающих агрегатов:

$$n = 4 \text{ шт}$$

Расчет цементирования эксплуатационной колонны выполнить на ЭВМ.

Расчет цементирования эксплуатационной колонны

Исходные данные:

Рртах максимальное давление =	17	МПа
Дэ.к. диаметр эксплуат. колонны =	0,146	м

Нцр высота столба цем. Раствора.=	1196	м
Ддол диаметр долота =	0,219	м
бэ стенка экс. колонны. =	0,0081	
бк стенка кондуктора =	0,0095	
hc цементный стакан =	20	м
Нгцр высота столба гелцементного раствора=	1140	м
Дкон диаметр кондуктора =	0,245	м
рпр плот. продав. жидкости =	1000	кг/м3
ргцр плотн. Гельцем.=	1500	кг/м3
рцр плотность цемента =	1840	кг/м3
рбр плотн. Бур. Раствора.=	1200	кг/м3
тц =	0,5	
тгц =	1	
Но глубина скв. По вертикали =	2849	м
h расстояние от устья до гелцемента =	620	м
L глубина скв. по стволу. =	2956	м
Нк длина кондуктора=	770	м

2.15. Выбор буровой установки– комплект бурового оборудования, дополнительное к нему оборудование, вышку и соответствующие им конструктивные узлы превышенных сооружений, выбирают в соответствии с требованиями технологии бурения, крепление скважин в зависимости от вида энергии и конструкции скважины.

2.16. Вскрытие и опробование продуктивных пластов– в данном разделе приводятся обоснование применяемого метода вскрытия пластов в зависимости от геологической характеристики, пластового давления, забойной температуры, конечного диаметра колонны, характера пластовых жидкостей и газов и других факторов. Данные взять из опыта бурения на данном месторождении.

2.17. Испытание скважины на продуктивность и вызов притока зависит от прочностной характеристики обсадных труб. Указать оборудование, устанавливаемое на устье скважины (тип колонной головки, арматуры, задвижек высокого давления на период перфорации колонны, а также

дополнительное наземное оборудование). Данные проводятся исходя их опыта бурения.

3.3. Охрана окружающей среды

- перечисляются мероприятия по охране водоемов, атмосферного воздуха от загрязнения сточными водами и промышленными сбросами, объемы работы по рекультивации земельных участков используемых при строительстве скважин.

3.4.Специальный вопрос

– является основной частью проекта и предусматривает творческое и самостоятельное решение практически важной данного района вопроса, связанного с технологией буровых работ. Необходимо провести анализ работ по данному вопросу на предприятии, положительные и отрицательные стороны решения данного вопроса, новые разработки, технологии, сделать выводы и рекомендации. Практическое применение рекомендаций.

3.5. Охрана труда и пожарная безопасность

Проводится информация по технике безопасности при ведении работ при бурении, а также связанных со специальной темой.

3.6. Заключение

Выводы, предложения по разработанной теме.

4 Оформление курсового проекта

Студент должен разрабатывать и оформлять работу в соответствии с требованиями ЕСТД и ЕСКД. Текст пояснительной записки к курсовому проекту выполняют на листах ГОСТ 2.105.2.104

Текстовые документы выполняют на одной стороне листа машинописным, чертежным шрифтом или с применением ЭВМ. В конце курсового проекта приводят список используемой литературы. Источники перечисляются в алфавитном порядке фамилий авторов, а при отсутствии на титульном листе фамилии автора – по алфавиту названия. Каждый источник (вместе с порядковым номером) записывают с абзаца в следующем порядке:

Автор – фамилия, инициалы, название книги, издательство, год издания.

5 Защита курсового проекта

По завершению студентом курсового проекта руководитель проверяет, подписывает ее и вместе с письменным отзывом передает студенту для ознакомления. Защита курсового проекта – это устное краткое изложение сути проекта перед руководителем. Доклад студента следует рассчитывать на время не более 10 минут – он должен содержать основные принципиальные положения работы:

- Актуальность темы
- Цель и задачи работы, уровень разработанности проблемы в теории и практике
- Полученные конечные результаты

По завершении доклада преподавателем задаются вопросы по существу выполненного проекта.

Курсовой проект оценивается по пятибалльной системе.

Составляющие оценки:

.....

- Содержание (отзыв) преподавателя
 - Оформление курсового проекта
 - Доклад
 - Ответы на вопросы
-

6 СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1) Технология и техника бурения. В 2-х ч. Ч. 1. Горные породы и буровая техника: учебное пособие / В.С. Войтенко.- Москва: ИНФРА-М; Минск: Новое знание, 2013
<http://znanium.com/bookread2.php?book=405029>
- 2) Технология и техника бурения. В 2-х ч. Ч. 2. Горные породы и буровая техника: учебное пособие / В.С. Войтенко.- Москва: ИНФРА-М; Минск: Новое знание, 2013.
<http://znanium.com/bookread2.php?book=412195>
- 3) Технология бурения нефтяных и газовых скважин в 5 томах: Т.1: учебник.- Тюмень: ТюмГНГУ, 2014.
<https://e.lanbook.com/reader/book/64514/#1>
- 3) Технология бурения нефтяных и газовых скважин в 5 томах: Т.2: учебник.- Тюмень: ТюмГНГУ, 2014.
<https://e.lanbook.com/reader/book/64515/#1>
- 4) А.А. Челноков, Охрана труда: учебник. – Минск: Высшая школа, 2013.
<http://znanium.com/catalog.php?bookinfo=508239>
- 5) М.В. Гальперин, Экологические основы природопользования: учебник. – Москва: «Форум»: ИНФРА-М, 2017.
<http://znanium.com/catalog.php?bookinfo=753367>

