

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Двоеглазов Семен Иванович
Должность: Директор
Дата подписания: 30.06.2025 15:26:03
Уникальный программный ключ:
2cc3f5fd1c09cc1a69668dd98bc3717111a1a535



МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Старооскольский филиал
федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования
**«Российский государственный геологоразведочный университет имени
Серго Орджоникидзе»**
(СОФ МГРИ)

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

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

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

Рекомендовано Ученым советом СОФ МГРИ

Старый Оскол, 2022 г.

УДК 622.23

ББК 33.13

Б 91

Составитель: ст. преп. Мелентьев С.Г.

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

Бурение нефтяных и газовых скважин: Методические указания по выполнению курсового проекта для студентов очной и заочной форм обучения направления подготовки 21.05.03 – «Технология геологической разведки» специализации «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых» /сост.: С.Г. Мелентьев. – Старый Оскол : СОФ МГРИ, 2022. – 35 с.

Методические указания содержат расчетные методики и задания для написания курсового проекта по дисциплине «Бурение нефтяных и газовых скважин». Методические указания предназначены для студентов очной и заочной форм обучения специальности 21.05.03 – «Технология геологической разведки» специализация «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых».

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

© С.Г. Мелентьев, 2022 г.

© СОФ МГРИ, 2022 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1.Требование к курсовому проекту	5
2.Общее содержание курсового проекта	6
3.Методика написания курсового проекта	7
4. Список литературы	32
5. Приложения	33

ВВЕДЕНИЕ

В курсовом проекте студент должен на основании выданного ему индивидуального задания спроектировать технологический процесс бурения нефтяной или газовой скважины. В процессе проектирования требуется выбрать конструкцию скважины, рассчитать диаметры породоразрушающего инструмента под каждую обсадную колонну, на основании физико-механических свойств горных пород, слагающих разрез проектируемой скважины, выбрать тип породоразрушающего инструмента и рассчитать технологические параметры режима бурения под каждую обсадную колонну. Для этого - подобрать диаметр и длину утяжеленных бурильных труб, произвести необходимые проверочные расчеты, а также подобрать диаметр бурильных труб и их длину, произвести необходимые проверочные расчеты; выполнить гидравлические расчеты и на их основании выбрать тип и количество буровых насосов; произвести расчет цементирования обсадной эксплуатационной колонны и рассчитать необходимое количество цементируемых и смесительных агрегатов. Исходя из веса самых тяжелых обсадных колонн и глубины скважины, выбрать тип буровой установки. На основании результатов расчетов составить геолого-технический наряд (далее ГТН) и оформить его в виде таблицы на листе формата А1 с помощью автоматизированной системы черчения. По результатам написания курсового проекта составить небольшой доклад (стр.2-3) и произвести защиту курсового проекта с помощью ГТН на листе формата А1 и доклада.

1.ТРЕБОВАНИЕ К КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ

Курсовое проектирование является обязательным видом учебной деятельности в рамках изучения дисциплины - Бурение нефтяных и газовых скважин.

Текст печатается шрифтом Times New Roman, 14 размера, через 1.5 интервала. Поля – 2см сверху и снизу; 3 см слева, 2 см справа. Титульный лист оформляется по образцу (см.приложение). Все страницы должны быть пронумерованы, номер на титульном листе и оглавлении не ставится. Первой страницей, на которой ставится номер, является введение (номер страницы 3).

Оценка является комплексной – сначала оценивается сама работа, а при защите курсового проекта в форме собеседования выставляется окончательная оценка, которая может быть ниже выставленной за письменную часть проекта.

Использованная в процессе написания курсового проекта литература должна быть оформлена в соответствии с требованием ГОСТ.

2. ОБЩЕЕ СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Курсовой проект должен содержать в себе следующие разделы:

Введение.

1. Целевое назначение скважин.
2. Физико-механические свойства горных пород.
3. Выбор способа бурения.
4. Конструкция скважины.
 - 4.1. Совмещенный график давления.
 - 4.2. Определение диаметра породоразрушающего инструмента для бурения, под каждую обсадную колонну и диаметр обсадных колонн.
 - 4.3. Графическое изображение скважины.
5. Выбор типа породоразрушающего инструмента.
6. Выбор бурильных труб, УБТ, забойных двигателей.
7. Проектирование режима бурения.
8. Расчет бурильной колонны.
9. Выбор бурового раствора.
10. Расчет количества бурового раствора и химических реагентов.
11. Цементирование скважины.
12. Выбор буровой установки.
13. Осложнения в процессе бурения скважины.
14. Аварии и методы их предупреждения.
15. Освоение и испытание скважины.
16. Организация труда и техники безопасности.
17. Охрана окружающей среды.

Заключение.

Список литературы.

Приложения

2. МЕТОДИКА НАПИСАНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Во введении студент должен отметить, какое важное значение имеют нефть и газ в народном хозяйстве России и всего мира. Для чего они применяются и что из них производят. Где и на каких глубинах залегает месторождение нефти или газа, представленного в курсовом проекте.

В первом разделе «Целевое назначение скважин» необходимо указать, что такое скважина и какие бывают категории скважин при бурении на нефть и газ. Кратко охарактеризовать их назначение и отметить категорию скважины рассматриваемую в курсовом проекте.

Во втором разделе «Физико-механические свойства горных пород» следует внимательно ознакомиться с литологическим разрезом, указанным в задании на курсовой проект и составить таблицу 1 используя справочные таблицы №2 и 3.

Таблица-1. Физико-механические свойства горных пород.

№ слоя	Название горной породы	Интервал залегания слоя, м	Твердость по штампу МПа	Категория абразивности (1-8)	Категория пород: (М, С, Т)	Категория по буримости (1-12)
1	2	3	4	5	6	7

Справочная таблица 2.- Классификация горных пород по твердости (по Шрейнеру)

Группа пород	Категория	$R_{шт}$, МПа	Характеристики породы
Мягкие	1	0-100	наносы, мягкие и вязкие глины, сланцы, мягкие известняки
	2	100-250	песчаники, мергели
	3	250-500	мел с пропластками слабосцементированных песчаников, каменная соль с пропластками ангидридов, глинистые сланцы

Средние	4	500-1000	Песчаноглинистые сланцы, плотные глины с пропластками песчаников
	5	1000-1500	плотные глины, глинистые сланцы, известняки средней твердости
Твердые	6	1500-2000	песчаники с пропластками гипса, известняки с пропластками гипса, ангидриды
	7	2000-3000	твердые известняки, доломиты, доломитизированные известняки
Крепкие	8	3000-4000	твердые известняки с пропластками мелкокристаллических известняков и доломитов
	9	4000-5000	окремнелые мелкокристаллические известняки, доломиты, кварциты
Очень крепкие	10	5000-6000	-«-
	11	6000-7000	граниты, кварциты, диабазы
	12	>7000	-«-

Справочная таблица 3.- Классификация горных пород по абразивности
(по Л.И.Барону)

Класс абразивности	Наименование класса	Показатель абразивности, мг	Характеристика породы
I	Весьма малоабразивные	До 5	Известняки, каменная соль, мрамор
II	Малоабразивные	5-10	Аргиллиты, глинистые сланцы
III	Ниже средней абразивности	10-18	Тонкозернистый песчаник, окремнелый известняк
IV	Среднеабразивные	18-30	Кварцевый и аркозовый тонкозернистый песчаник, диабаз, окварцованный известняк
V	Выше средней абразивности	30-45	Кварцевый и аркозовый средне - и крупнозернистый песчаник, диорит, гнейс, габбро

В таблице приведены данные абразивности по осадочным горным породам нефтяных и газовых месторождений, которые занимают по абразивности I-V классы.

В третьем разделе «Выбор способа бурения» следует выбрать способ бурения и указать его положительные стороны.

В четвертом разделе «Конструкция скважины» необходимо последовательно выполнить два расчета. В первом расчете необходимо построить совмещенный график давлений, чтобы на его основе определить несовместимые зоны бурения и количество обсадных колонн. А также рассчитать плотность промывочной жидкости, исходя из требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБ 08-624-13) при проведении буровых работ.

Глубина скважины, м	Число	Литологическая колонка	Название горной породы	Интервал залегания, м	Пластовое давление МПа	Давление гидроразрыва пласта, МПа	Эквивалент Градиента давлений							Элементы конструкции скважины	Плотность промывочной жидкости, г/см ³
							1.22	1.27	1.3	1.73	1.78	1.83	1.86		

Рис.№1. График совмещенных давлений.

Во втором расчете определяем диаметр породоразрушающего инструмента под каждую обсадную колонну. Расчет начинаем с эксплуатационной колонны. Диаметр эксплуатационной колонны уже определен в задании на курсовое проектирование.

Диаметр породоразрушающего инструмента D_d , мм для бурения под эксплуатационную колонну определяется по формуле:

$$D_d = D_m + 2\delta \quad (1)$$

Где D_m - наружный диаметр муфты обсадной колонны, мм

2δ -разность диаметров между муфтой обсадной колонны и стенкой ствола скважины, мм (см.табл. 4).

Таблица-4. Минимально допустимая разность диаметров муфт обсадных труб и скважин (Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03 от 2003года)

Номинальный диаметр обсадных труб, мм	Наружный диаметр муфт, мм	Разность диаметров 2δ , мм
114;127	133; 146	15
140;146	159; 166	20
168; 178; 194; 219; 245	188; 198;216; 245; 270	25
273; 299	299; 324	35
324; 340; 351; 377; 406; 426	351; 365; 376; 402;432; 451	39-45

Затем по расчетному диаметру находится ближайший нормализованный диаметр долота по ГОСТ 20692-2003. Установленный таким образом нормализованный диаметр долота позволяет определить внутренний диаметр обсадной колонны, через которую это долото должно свободно пройти:

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{д}} + 2\Delta, \quad (2)$$

Где Δ - радиальный зазор между долотом и стенкой обсадной трубы, обычно принимается $\Delta = 5-10$ мм (причем нижний предел - для труб малого диаметра).

К определенному внутреннему диаметру $D_{\text{вн}}$ обсадной трубы добавляем две выбранные (например 10 мм) толщины стенки обсадной трубы и находим расчетный наружный диаметр.

$$D_{\text{н}} = D_{\text{вн}} + 2\delta_{\text{тр}}, \quad (3)$$

Где $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр обсадной трубы, мм.

$D_{\text{н}}$ – наружный диаметр обсадной трубы, мм.

$\delta_{\text{тр}} = 10$ мм, выбранная толщина стенки обсадной трубы .

Далее по ГОСТ 632-80 подбираем нормализованный диаметр обсадной колонны.

Основные размеры применяемых обсадных труб и муфт к ним заносятся в таблицу 5.

Результаты вычислений сводятся в таблицу 6.

Таблица -5. Размеры применяемых обсадных труб и муфт к ним

Наименование обсадной колонны	Наружный диаметр трубы $D_{\text{н}}$, мм	Толщина стенки трубы $\delta_{\text{тр}}$, мм	Внутренний диаметр трубы $D_{\text{вн}}$, мм	Масса 1м трубы q , кг	Наружный диаметр муфт $D_{\text{м}}$, мм
----------------------------------	--	---	---	----------------------------	---

Таблица -6. Размеры обсадных колонн и диаметры долот, необходимые для бурения под каждую колонну.

Наименование обсадной колонны	Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм	Глубина спуска обсадной колонны, м	Интервал цементирования, м
----------------------------------	---------------------------------	-----------------------	---------------------------------------	-------------------------------

По полученным данным изображается схема конструкции скважины в графе 4.3. На схеме наружные диаметры обсадных колонн указываются в миллиметрах у верхнего их конца. Если в конструкции предусмотрено использование потайной колонны, то ее принято пунктирной линией подводить к поверхности и здесь указывать ее наружный размер. Глубины спуска обсадных колонн показывают в метрах у нижнего конца каждой трубы. Диаметр ствола скважины в миллиметрах определяется по диаметру долот, которые будут использоваться в соответствующем интервале, и на схеме показывается у правого конца стрелки, проведенной до стенки ствола скважины. На схеме также должна быть указана глубина до уровня подъема цементного раствора за колонной.

При выборе интервалов цементирования учитывается, что от башмака обсадной колонны до устья скважины цементируются: направления, кондукторы во всех скважинах; промежуточные и эксплуатационные колонны в разведочных, поисковых, параметрических, опорных и газовых скважинах; промежуточные колонны в нефтяных скважинах глубиной свыше 3000м; на участке длиной не менее 500м от башмака промежуточной колонны в нефтяных скважинах глубиной до 3000м (при условии перекрытия тампонажным раствором всех проницаемых и неустойчивых пород).

Интервал цементирования эксплуатационных колонн в нефтяных скважинах может быть ограничен участком от башмака до сечения, расположенного не

менее чем на 100м выше нижнего конца предыдущей промежуточной колонны.

В разделе 5. «Выбор типа породоразрушающего инструмента» для определения типа буровых долот необходимо учитывать физико-механические свойства горных пород заданных интервалов разреза проектируемой скважины, а именно принадлежность горных пород к категориям твердости - М, С, Т, К, ОК в интервалах бурения под обсадные колонны и их абразивность.

В настоящее время для бурения нефтяных и газовых скважин в основном используют трехшарошечные долота с коническими шарошками.

По расположению и конструкции промывочных каналов долота изготавливаются: с центральной промывкой – Ц , боковой гидромониторной промывкой-Г.

Долота, независимо от их назначения, конструкции и типа нормализованы по диаметрам (табл.7).

Таблица 7.-. Нормальный ряд долот по диаметрам по ГОСТ 20692-2003

Номинальный диаметр долота, мм	Предельное отклонение диаметра, мм	Обозначение присоединительной резьбы
76.0	+0.6	3-42
93.0	+0.8	3-50
95.3	+0.8	3-63.5; 3-66
98.4	+0.8	3-63.5; 3-66
114.3	+0.8	3-63.5; 3-66
117.5	+0.8	3-76
120.6	+0.8	3-76
130.2	+0.8	3-76; 3-88
132.0	+0.8	3-76; 3-88
139.7	+0.8	3-63.5; 3-88
146.0	+0.8	3-63.5; 3-88
151.0	+0.8	3-63.5; 3-88
161.0	+0.8	3-63.5; 3-88

165.1	+0.8	3-63.5; 3-88
171.4	+0.8	3-63.5; 3-88
187.3	+0.8	3-63.5; 3-88
190.5	+0.8	3-117
200.0	+0.8	3-117
212.7	+0.8	3-117
215.9	+0.8	3-117
222.3	+0.8	3-117
238.1	+0.8	3-117
241.3	+0.8	3-121; 3-152
244.5	+0.8	3-121; 3-152
250.8	+0.8	3-121; 3-152
269.9	+0.8	3-121; 3-152
295.3	+0.8	3-121; 3-152
304.8	+0.8	3-121; 3-152
311.1	+0.8	3-121; 3-152
320.0	+0.8	3-121; 3-152
349.2	+0.8	3-121; 3-152
365.1	+1.6	3-152; 3-171; 3-177
368.3	+1.6	3-152; 3-171; 3-177
371.5	+1.6	3-152; 3-171; 3-177
374.6	+1.6	3-152; 3-171; 3-177
393.7	+1.6	3-152; 3-171; 3-177
444.5	+1.6	3-152; 3-171; 3-177
469.9	+2.4	3-152; 3-171; 3-177
473.1	+2.4	3-171; 3-177; 3-201
490.0	+2.4	3-171; 3-177; 3-201
508.0	+2.4	3-171; 3-177; 3-201

Справочная таблица 8.-Для классов горных пород, приведенных ниже, в настоящее время рекомендуется применять следующие типы трехшарошечных долот:

Типы горных пород	Тип долот
Мягкие (наносы, мягкие и вязкие глины, сланцы, мягкие известняки)	М
Мягкие абразивные (песчаники, мергели)	МЗ
Мягкие с пропластками средней твердости (мел с пропластками слабосцементированных песчаников, каменная соль с пропластками ангидридов, глинистые сланцы)	МС
Мягкие с пропластками средней твердости абразивные (песчаноглинистые сланцы, плотные глины с пропластками песчаников)	МСЗ
Средней твердости (плотные глины, глинистые сланцы, известняки средней твердости)	С
Средней твердости абразивные (песчаники, песчанистые сланцы)	СЗ
Средней твердости с пропластками твердых (песчаники с пропластками гипса, известняки с пропластками гипса, ангидриды)	СТ
Твердые (твердые известняки, доломиты, доломитизированные известняки)	Т
Твердые абразивные (окварцованные известняки и доломиты)	ТЗ
Твердые с пропластками крепких (твердые известняки с пропластками мелкокристаллических известняков и доломитов)	ТК
Твердые абразивные с пропластками крепких (окремненные аргиллиты, твердые известняки и доломиты, мелкозернистые сильносцементированные песчаники)	ТКЗ
Крепкие (окремненные мелкокристаллические известняки, доломиты, кварциты)	К
Очень крепкие (граниты, кварциты, диабазы)	ОК

Цифровые и буквенные обозначения выбранных конструкций долот сводятся в таблицу 9.

Таблица 9.-Цифровые и буквенные обозначения конструкций долот для каждого интервала

Число шарошек	Диаметр долота, мм	Тип долота	Система промывки	Вид опор	Герметизация опор
---------------	--------------------	------------	------------------	----------	-------------------

Раздел 6. «Проектирование режима бурения».

Режим бурения рассматривается для каждого интервала бурения отдельно.

Осевая нагрузка на долото, как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрение породоразрушающих элементов в горную породу.

Осевую нагрузку на долото с учетом физико-механических свойств горных пород и значением удельных нагрузок для пород различной категории по буримости находят по формуле

$$P_d = q D_d \quad (4)$$

Где q —удельная нагрузка на 1см диаметра долота для соответствующих пород, кг / см.

D_d - диаметр долота, см.

Значение удельных нагрузок для пород различной категории по буримости приведены в таблице 10.

Таблица 10.- Значение удельных нагрузок для пород различных категорий

Категория по буримости	Удельная нагрузка, кгс / см
Мягкие (М)	200-600
Средней твердости (С)	600-1000
Твердые (Т)	1000-1400
Крепкие (К)	1400-1600
Очень крепкие (ОК)	1600-1800

Расчет частоты вращения.

Частота вращения обеспечивает темп углубления забоя в единицу времени и рассчитывается по формуле:

$$n = \frac{60 W}{\pi D_d} ; \quad \text{об/мин} \quad (5)$$

где W -рекомендуемое значение окружных скоростей вращения буровых долот, даны в таблице 11.

D_d — диаметр долота, м.

Таблица 11.- Значение рекомендуемых окружных скоростей вращения буровых долот

Тип долота	Окружная скорость, м/с					
	Категория по буримости					
	I-II	III	IV-V	VI-VII	VIII-IX	X-XII
2 ^Х лопастное	0.8-1.2	1.0-2.0				
3 ^Х лопастное	0.8-1.2	1.0-1.6				
Шарошечное						
М и МС	0.8-1.2	1.2-1.4	1.0-1.4	0.8-1.2		
С и СТ			1.0-1.4	0.8-1.2		
Т и ТК					0.6-1.0	
К					0.6-0.8	0.6-0.8

Определение расхода промывочной жидкости.

Расход промывочной жидкости определяется по формуле:

$$Q = 0.07 \cdot F_3 ; \text{ л/с} \quad (6)$$

Где 0.07-переводной коэффициент удельного расхода бурового раствора (отношение расхода бурового раствора к площади забоя), л/с · см²

F_3 – площадь забоя, см².

$$F_3 = \pi D^2 / 4, \quad (7)$$

Где D-диаметр долота в см.

Скорость потока промывочной жидкости в затрубном пространстве находится по формуле:

$$V = \frac{4Q}{\pi(D^2 - d^2)} \quad \text{м/с} \quad (8)$$

Где D-диаметр скважины, м.

d- наружный диаметр бурильных труб, м.

Значение скоростей восходящего потока промывочной жидкости V рекомендуется от 0.5-0.8 м/с до 1.5-1.8 м /с. Большие значения применяют для более мягких пород.

Раздел 7. «Выбор УБТ, бурильных труб и забойных двигателей»

Выбор УБТ, бурильных труб и забойных двигателей заключается в выборе их диаметра и длины. В нормальных условиях бурения рекомендуется принимать следующие соотношения между диаметрами УБТ и долот ($D_{убт} / D_d$):

Диаметр долота, мм	< 295.3	> 295.3
Соотношение $D_{убт} / D_d$	0.80-0.85	0.70-0.80

При бурении забойными двигателями диаметр нижней секции УБТ должен быть не более диаметра забойного двигателя, т.е. $D_{убт} < D_{зд}$.

В таблице 12 приводятся сочетания диаметров обсадных труб и минимально допустимых диаметров УБТ.

Таблица 12.- Диаметры обсадных труб и соответствующие им минимально допустимые диаметры УБТ, мм

Обсадная труба	УБТ	Обсадная труба	УБТ
114.3	108	244.5	203
127	120	273.1	219
139.7; 146.1	146	298.5	229
168.3	165	323.9; 339.7	229; 254
177.8; 193.7	178	351	254
219.1	178	377	254
		≥406	273

Соотношение диаметров бурильных труб $D_{бт}$, расположенных над УБТ, к диаметру УБТ $D_{убт}$ должно быть следующим: $D_{бт} / D_{убт} > 0.7$. Если это соотношение не соблюдается, то комплект УБТ должен состоять из труб нескольких диаметров, уменьшающихся в направлении к бурильным трубам. При этом отношение диаметра последующей ступени к предыдущей должно быть не менее 0.8. Обычно число секций многоразмерной конструкции УБТ $n_c \leq 3$.

При роторном бурении для одноразмерной колонны - длина УБТ определяется по формуле:

$$L_{\text{УБТ}} = \frac{K P_d}{g m (1 - \frac{\rho}{\rho_m})} \quad (9)$$

Где $K=1.25$ - коэффициент запаса

P_d - нагрузка на долото, Н

$g=9.81$ м/с² - ускорение свободного падения

m - масса 1м УБТ в кг

ρ -плотность бурового раствора, кг /м³

ρ_m - плотность металла, из которого сделано УБТ, кг/м³ (7850 кг/м³)

При бурении турбобуром для одноразмерной колонны длина УБТ определяется из выражения:

$$L_{\text{УБТ}} = \kappa(P_d - G_t) / g m (1 - \rho_r / \rho_m) \quad (10)$$

Где G_t - вес турбобура, Н

После определения $L_{\text{УБТ}}$ уточняют длину УБТ, исходя из того, что одна свеча имеет 25м и вся длина УБТ должна быть кратна 25 и определяют вес всего УБТ.

Если УБТ состоит из труб нескольких диаметров, то их общий вес должен быть равен:

$$q_{\text{УБТ1}} L_{\text{УБТ1}} + q_{\text{УБТ2}} L_{\text{УБТ2}} + q_{\text{УБТ3}} L_{\text{УБТ3}} = 1.25 P_d \quad (11)$$

Таблица 13.- Общие технические данные УБТ

Условное обозначение трубы	Наружный диаметр, мм	Обозначение резьбы	Внутренний диаметр, мм	Теоретическая масса 1м трубы, кг	Критическая нагрузка (без учета гидравлической нагрузки) $P_{\text{кр}} = 2 \sqrt[3]{E I q}^2$, кН
УБТ-95	95	3-76	32	49	11.6
УБТ-108	108	3-88	38	63	16.3
УБТ-146	146	3-121	75	97	32.0
УБТ-159	159	3-133	80	116	40.5
УБТ-178	178	3-147	80	156	57.8
УБТ-203	203	3-171	100	192	78.6
УБТС-120	120	3-101	64	63.5	18.5

УБТС-133	133	3-108	64	83	25.6
УБТС-146	146	3-121	68	103	33.5
УБТС-178	178	3-147	80	156	57.8
УБТС-203	203	3-161	80	214.6	85.6
УБТС-219	219	3-171	110	221	95.4
УБТС-229	229	3-171	90	273.4	118.2
УБТС-245	245	3-201	135	258	121.5
УБТС-254	254	3-201	100	336.1	155.8
УБТС-273	273	3-201	100	397.1	192.1
УБТС-299	299	3-201	100	489.5	249.8

Раздел 8. «Расчет бурильной колонны».

При любом способе бурения осевые нагрузки вызывают сжимающие и растягивающие напряжения. Наибольшие сжимающие напряжения возникают у забоя, наибольшие растягивающие напряжения – у устья скважины. Под действием крутящего момента возникают касательные напряжения, которые в колонне бурильных труб увеличиваются в направлении от забоя к устью.

Расчет колонн бурильных труб при бурении скважин с помощью забойных двигателей.

Для упрощения расчета бурильных колонн пренебрегают касательными напряжениями вследствие их малой величины.

Допустимая глубина спуска L колонны труб, составленной из труб одного диаметра, толщины стенки и материала, с учетом потерь веса в буровом растворе определяется по формуле

$$L = [Q_p - k(Q + G)(1 - \rho_p/\rho_m) - F_n(p_n + p_o)/kg(1 - \rho_p/\rho_m)] + L_o \quad (12)$$

Где Q_p - допустимая нагрузка на растяжение, которая для тела трубы равна $Q_p = F_T[\sigma_T]/n$, Н; $[\sigma_T]$ - допускаемое напряжение для металла, из которого изготовлены трубы, Па (находим из таблицы 11).

F_T -площадь тела трубы, м²

n -коэффициент запаса прочности ($n=1.3$ для нормальных условий)

Q -вес УБТ, Н ($Q=L_0 \cdot q_0$).

где L_0 - длина УБТ, м.

q_0 - вес 1м УБТ, Н.

G - вес забойного двигателя и долота, Н.

$(1-\rho_p/\rho_m)$ - множитель, учитывающий потерю веса труб в буровом растворе;

$k=1.15$ -коэффициент.

ρ_p - плотность бурового раствора, кг/м³.

ρ_m - плотность металла трубы, кг/м³.

F_n - площадь проходного канала трубы, м².

$p_n + p_o$ – перепад давления бурового раствора в забойном двигателе (p_n) и на долоте (p_o), Па.

q –вес 1м бурильной трубы с учетом веса высаженных концов и замковых соединений, Н.

Таблица 14. -Механические свойства бурильных труб в зависимости от групп прочности стали, из которых они изготовлены

Группа прочности стали	Д	К	Е	Л	М
Временное сопротивление разрыву, МПа	650	700	750	800	900
Предел текучести, МПа [σ_T]	380	500	550	650	750

Для бурения вертикальных скважин роторным способом рекомендуется применять трубы с высаженными внутрь концами; для бурения вертикальных скважин с использованием забойных двигателей - трубы с высаженными наружу концами. Геометрические размеры бурильных труб приведены в таблице 15.

Таблица 15.- Размеры, масса и жесткость стальных бурильных труб.

Труба			Муфта	Масса, кг		
Диаметр, мм		Толщина стенки, мм	Наружный диаметр, мм	1 м гладкой трубы	Двух высадок	Муфты
Условный	Наружный					
Бурильные трубы с высаженными внутрь концами						

60	60.3	7 9	80	9.15 11.3	1.5	2.7
73	73	7 9 11	95	11.4 14.2 16.8	2.0	4.2
89	89	7 9 11	108	14.2 17.8 21.2	3.2	4.4
102	101.6	7 8 9 10	127	16.4 18.5 20.4 22.4	5.0	7.0
114	114.3	7 8 9 10 11	140	18.5 20.9 23.3 25.7 28	6.0	9.0
127	127	7 8 9 10	152	20.7 23.5 26.2 28.9	6.5	10.0
140	139.7	8 9 10 11	171	26 29 32 35	7.5	14
168	168.3	9 10	197	35.3 39	9.5	16.7
Бурильные трубы с высаженными наружу концами						
60	60.3	7 9	86	9.15 11.3	1.5	2.7
73	73	7 9 11	105	11.4 14.2 16.8	2.5	4.7
89	89	7 9 11	118	14.2 17.8 21.2	3.5	5.2
102	101.6	8 9 10	140	18.5 20.4 22.4	4.5	9.0

114	114.3	8	152	20.9	5.0	11
		9		23.3		
		10		25.7		
		11		28		
140	139.7	8	185	26.0	7.0	15.0
		9		29.0		
		11		35.0		

Расчет колонны труб при роторном бурении.

Колонну труб рассчитывают на статическую прочность.

Расчет на статическую прочность. Наибольшие статические нагрузки на колонну труб действуют у устья скважины. Участок колонны, расположенный у устья, рассчитывают исходя из одновременного воздействия наибольших нормальных σ и касательных τ напряжений. При этом должно быть выполнено следующее условие прочности:

$$\sigma_p = \sqrt{\sigma^2 + 4\tau^2} \leq [\sigma_t], \quad (13)$$

Где σ – растягивающее напряжение, МПа.

τ - касательное напряжение кручения, МПа

$[\sigma_p]$ –допускаемое напряжение растяжения, МПа.

Для подвешенной колонны бурильных труб и при отсутствии движения бурового раствора:

$$\sigma = g \frac{[(L-L^0)q + L^0 q^0 + G](1 - \frac{\rho_p}{\rho_m})}{F} \quad (14)$$

где F-площадь поперечного сечения бурильной трубы, м².

Касательные напряжения кручения τ (в МПа) определяют по выражению:

$$\tau = \frac{M}{W} \quad (15)$$

где M- наибольший крутящий момент, Н * м.

W- полярный момент сопротивления поперечного сечения трубы, м³

$$M = 7162 \frac{N}{n} k_d \quad (16)$$

Где N-мощность, затрачиваемая на вращение бурильной колонны, кВт.

n- частота вращения бурильной колонны, об/мин.

k_d - коэффициент динамичности, равный 1.5-2.0

$$W = \frac{\pi(D^4 - d^4)}{16D} \quad (17)$$

Где D - наружный диаметр бурильных труб, м

d - внутренний диаметр бурильных труб, м

$$N = N_{х.в} + N_d, \quad (18)$$

Где $N_{х.в}$ - мощность, затрачиваемая на холостое вращение бурильной колонны, кВт.

N_d - мощность, затрачиваемая на разрушение горной породы при работе долота, кВт.

Для определения мощности ($N_{х.в}$), необходимой для холостого вращения стальной бурильной колонны при бурении скважин с зенитным углом $\theta \leq 5^\circ$ буровыми установками роторного типа используется формула, предложенная А.Е. Сарояном :

$$N_{х.в} = 13.5 \cdot 10^{-8} L d^2 n^{1.5} D^{0.5} \gamma_p, \text{ кВт.} \quad (19)$$

Где D - диаметр скважины, м.

γ_p – удельный вес раствора, Н/м³.

n - число оборотов , об/мин.

L - глубина скважины, м.

d - диаметр бурильных труб, м.

Мощность, затрачиваемая на разрушение горной породы (N_d) при бурении зависит от типа породоразрушающего инструмента и параметров режима бурения. Для шарошечных долот диаметрами от 120 до 450 мм применяется следующая формула:

$$N_d = c \cdot 10^{-5} P_d^{1.3} n D^{0.4}, \text{ кВт.} \quad (20)$$

Где c -коэффициент крепости пород, принимаемый для мягких пород $c=2.6$; для пород средней твердости $c=2.3$; для крепких пород $c=1.85$;

n -об/ мин ,

D - диаметр долота, мм.

P_d - осевая нагрузка на долото, кН.

Рассчитываем коэффициент запаса прочности при совместном действии нормальных и касательных напряжений:

$$n_1 = \sigma_t / \sigma_p \quad (21)$$

где σ_t - предел текучести материала буровых труб, МПа.

σ_p – нормальное напряжение растяжения, МПа.

τ - касательные напряжения, МПа.

n_1 –коэффициент запаса прочности ($n_1 = 1.4$ для вертикальных скважин в нормальных условиях)

Если величина n_1 не отвечает требованиям, то изменяют длину секции или применяют трубы с большей прочностью. Затем необходимо задаться длиной труб второй секции с большей прочностью и выполнить аналогичный расчет.

Раздел 9. «Выбор бурового раствора»

В связи с многообразием горно-геологических условий бурения скважин, невозможно подобрать и пользоваться каким-либо одним видом бурового раствора, даже в условиях бурения одной скважины существуют несколько технологических зон бурения - (бурение под каждый интервал обсадных колонн и бурение в зоне продуктивного горизонта). Плотность бурового раствора выбирается из графика совмещенных давлений.

Вязкость бурового раствора T_{500} должна быть достаточной для обеспечения выноса частиц выбуренной породы из скважины, предотвращения, снижения или прекращения поглощений раствора в скважине. Величина условной вязкости должна составлять 25-30 секунд. Опыт показывает, что верхний предел $T_{500} \leq 30$ с для раствора с плотностью $\rho \leq 1400$ кг/м³, и $T_{500} \leq 45$ с для раствора с $\rho \geq 1400$ кг/м³. Пластическая вязкость $\eta \leq 0.006$ Па с при $\rho \leq 1400$ кг/м³ и $\eta \leq 1400$ кг/м³. Для неутяжеленных буровых растворов на основе бентонитовых порошков $\eta \leq 0.002$ Па с .

Для удовлетворительного гидротранспорта шлама на дневную поверхность ламинарным потоком и предотвращения выпадения утяжелителя в

поверхностной циркуляционной системе достаточно иметь величину динамического напряжения сдвига $\tau_0 = 1.5-2.0$ Па .

Статическое напряжение сдвига $\text{CHC}_1 \geq 1.25$ Па и $\text{CHC}_{10} \leq 60$ Па при коэффициенте тиксотропности $K_T = \theta_{10}/\theta_1 \leq 3$. Обычно достаточно , чтобы $\theta_{10} \leq 5$ Па.

Величина фильтрации бурового раствора Φ_{30} строго регламентируется при проходке проницаемых песчаников, глин с низким поровым давлением и продуктивных горизонтов. Для этих условий поддерживают $\Phi_{30} = 3-6$ см³ за 30 минут. При бурении в нормальных условиях $\Phi_{30} \leq 20-25$ см³ за 30 минут.

Содержание песка в буровом растворе не должно превышать 1-2%.

Таким образом, при выборе основных параметров раствора ($\rho_{б.р}$; T_{500} ; CHC и Φ_{30}) стремятся приблизить их к минимально допустимому пределу, при котором еще можно вести процесс бурения без заметных осложнений.

Оптимальное значение водородного показателя - $\text{pH} = 8.0 - 8.5$.

Раздел 10. «Расчет количества бурового раствора»

Объем бурового раствора для бурения скважины на нефть и газ составляет:

$$V_{б.р} = V_1 + V_2 + V_3 + K_3 V_4 , \text{ м}^3. \quad (22)$$

Где V_1 - объем приемных емкостей буровых насосов, $V_1 = 10-40$ м³.

V_2 –объем циркуляционной желобной системы, $V_2 = 4-7$ м³.

V_3 –требуемый объем бурового раствора, необходимый для механического бурения, м³.

V_4 –объем скважины , м³.

$K_2 = 2$ – коэффициент запаса.

$$V_3 = n_1 L_1 + n_2 L_2 + \dots + n_n L_n , \quad (23)$$

Где $L_1, L_2, \dots, L_n$ – длины интервалов одного диаметра, м.

n_1 , n_2 , n_n - нормы расхода бурового раствора на 1 м проходки, m^3 -в зависимости от вида обсадной колонны, под которую ведется бурение, приводятся ниже:

Направление	2.76
Кондуктор	2.53
Промежуточная	1.0
Хвостовик (потайная)	0.53
Эксплуатационная	0.32

Раздел 11. «Цементирование скважин»

При расчете цементирования скважин определяют потребное количество сухого цемента, необходимое количество воды для затворения цементного раствора, требуемое количество продавочной жидкости, возможное максимальное давление к концу цементирования, потребное число цементируемых агрегатов и цементосмесительных машин и допустимое время цементирования .

Одноступенчатый способ цементирования наиболее распространен. При этом способе в заданный интервал подается тампонажный раствор за один прием.

Требуемый объем цементного раствора определяется по формуле:

$$V_{ц.р} = 0.785 [K_1(D^2 - d_1^2) H_{ц} + d_2^2 h] , m^3. \quad (24)$$

Где $K_1=1.15$ – коэффициент заполнения каверн;

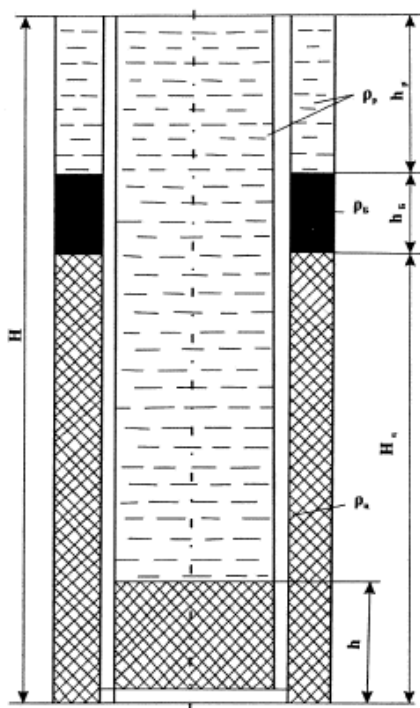
D – диаметр скважины, м.

d_1 - наружный диаметр обсадных труб, м.

d_2 -внутренний диаметр обсадных труб, м.

$H_{ц}$ –высота подъема цементного раствора в затрубном пространстве, м.

h – высота цементного стакана в обсадных трубах, м.



Требуемая масса сухого цемента определяется по формуле:

$$G_{\text{ц}} = V_{\text{ц.р}} \rho_{\text{ц.р}} K_2, (\text{кг}) \quad (25)$$

Где $m = 0.5$ - водоцементное отношение.

$K_2 = 1.05$ коэффициент, учитывающий потери.

$\rho_{\text{ц.р}}$ - плотность цементного раствора, кг/м^3 , выбирается на 200-250 кг/м^3 больше плотности бурового раствора $\rho_{\text{р}}$.

Рис.3. Схема цементирования обсадной колонны.

Количество воды для приготовления расчетного объема цементного раствора

$$V_{\text{в}} = m G_{\text{ц}}, (\text{кг}) \quad (26)$$

Где $G_{\text{ц}}$ - масса сухого цемента, кг.

$m = 0.5$ - водоцементное отношение.

Требуемый объем продавочного раствора составит:

$$V_{\text{пр}} = \frac{\Delta \pi}{4} d_2^2 (H - h) + V_{\text{м}}, (\text{м}^3) \quad (27)$$

Где $\Delta = 1.04$ - коэффициент сжимаемости бурового раствора.

$V_{\text{м}}$ - вместимость манифольда, м^3 ($V_{\text{м}} = 0.8 \text{ м}^3$).

H - глубина скважины, м.

h - высота цементного стакана в обсадных трубах, м.

Максимальное давление перед посадкой верхней пробки на упорное кольцо

$$P_{\text{мах}} = P_1 + P_2, (\text{МПа}) \quad (28)$$

Где P_1 - давление, необходимое для преодоления разности плотностей жидкости в трубах и затрубном пространстве (МПа).

$$P_1 = g [h_{\text{р}} \rho_{\text{р}} + H_{\text{ц.р}} \rho_{\text{ц.р}} - h_{\text{ц.р}} - (H - h) \rho_{\text{р}}] 10^{-6}, (\text{МПа}) \quad (29)$$

Где $h_{\text{р}}$ - высота подъема бурового раствора в затрубном пространстве, м

$\rho_{\text{р}}$ - плотность бурового раствора, кг/м^3 .

$\rho_{ц.р}$ – плотность цементного раствора, кг/м³.

P_2 – давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений:

$$P_2 = 0.001 H + 1.6 \text{ МПа (при глубине скважины до 1500м); (МПа)} \quad (30)$$

$$P_2 = 0.001 H + 0.8 \text{ МПа (при глубине скважины более 1500м); (МПа).} \quad (31)$$

Далее находим число цементируемых агрегатов из условия обеспечения определенной скорости течения цементного раствора в кольцевом пространстве для эксплуатационных колонн $v_b = 1.8$

Требуемая подача цементируемых агрегатов определится по формуле:

$$Q = F_3 v_b, \quad (32)$$

Где $v_b = 1.8$ м/с - скорость течения цементного раствора в затрубном пространстве.

Где F_3 – площадь затрубного пространства, м²,

$$F_3 = (V_{ц.р} - V_{ц.с}) / H_{ц}, \quad (33)$$

Где $V_{ц.р}$ – объем цементного раствора, м³.

$V_{ц.с}$ – объем цементного стакана внутри обсадной трубы, м³.

$H_{ц.р}$ – высота подъема цемента, м.

Подача и давление, развиваемые цементирующими агрегатами, приводятся в таблице 16.

Таблица 16.-Подача и давление, развиваемое цементирующими агрегатами

Тип агрегата	Скорость	Диаметр втулки, мм				
		100	110	115(120)	125	140
ЦА-320М	1	1.4/40		1.7/32	2.3/24	
	2	2.5/32		3.2/26	4.3/19	
	3	4.8/16		6.0/14	8.7/10.7	
	4	8.6/9		10.7/8	14.5/6	
ЗЦА-400А	1		6.6/40		8.8/30	11.2/23
	2		9.5/27		12.6/21	16.1/16
	3		14.1/18		18.6/14	23.8/11
	4		19.5/13		23.4/10	33.0/8
4АН-700	1	6.0/70		9.0/47		
	2	8.3/51		12.3/34		
	3	11.6/36		17.3/24		
	4	14.6/29		22.0/19		

Примечание: В числителе-подача Q в л / с, в знаменателе – давление p в МПа.

Тогда число требуемых цементируемых агрегатов составит:

$$n_{ц.а} = \frac{Q}{Q_i} + 1 \quad (34)$$

где Q_i – производительность цементируемого агрегата на i -й скорости (так как продавливание, как правило, начинается на максимально возможной скорости), dm^3/c .

Далее находят необходимое число цементосмесительных машин:

$$m_{ц.с.м} = Q_{ц} / V_6 \cdot \rho_n, \quad (35)$$

где ρ_n – насыпная масса цемента = 1.3 т/м^3 .

V_6 – вместимость бункера цементосмесительной машины 2СМН-20,

Техническая характеристика цементосмесительной машины 2СМН-20.

Транспортная грузоподъемность, т	8-9
Вместимость бункера, m^3	14.5
Производительность при приготовлении цементного раствора, л/с	20
Плотность приготавливаемого раствора, $г/см^3$	
Цементного	1.7-2.1
Цементно-песчаного	1.9-2.3
Цементно-бентонитового	1.4-1.6
Глинистого	1.02-1.4
Утяжеленно-глинистого	1.35-2.3
Давление жидкости в линии к смесителю, МПа	0.8-1.5
Смесительное устройство	Вакуумно-гидравлическое

Определяется продолжительность цементирования по формуле:

$$t_{ц} = \frac{1}{60} (V_{ц.р} / n_{ц.а} Q_{IV} + 0.98 V_{пр} / (n_{ц.а} - 1) Q_3 + 0.02 V_{пр} / Q_3) + 10, \text{ мин.} \quad (36)$$

Где: $V_{ц.р}$ – объем цементного раствора, литры.

$n_{ц.а} = n_2$ – число цементируемых агрегатов при закачке цементного раствора.

Q_4 – производительность цементируемого агрегата на IV скорости, л/с.

Q_3 – производительность цементируемого агрегата на III скорости, л/с.

$V_{\text{пр}}$ – объем продавочной жидкости, литры.

Раздел 12 «Выбор буровой установки»

Глубину бурения буровой установкой определяют по формуле:

$$Q_{\text{б.к.мах}} \leq (N_{\text{усл.}} + 0.1 N_{\text{усл.}}) 300, \quad (37)$$

Где – $Q_{\text{б.к.мах}}$ – максимальный вес бурильной колонны, Н.

$N_{\text{усл.}}$ – условная глубина бурения, м.

300- вес 1 метра бурильных труб, н/м.

При весе 1 метра бурильных труб $q = \text{Н/м}$, данной установкой можно бурить до глубины

$$N_{\text{усл}} = Q_{\text{б.к.мах}} / q, \text{ м.} \quad (38)$$

Где q – фактический вес 1м применяемой бурильной трубы, н/м.

Максимальную грузоподъемность выбирают по весу в воздухе наиболее тяжелой колонны бурильных или обсадных труб:

$$Q_{\text{б.к.}} \text{ или } Q_{\text{о.к.}} \leq [G]. \quad (39)$$

Где $[G]$ – максимальная грузоподъемность буровой установки, МН.

Таблица 17. -Параметры буровых установок

Наименование	БУ- 2000/125	БУ- 2900/175	БУ- 2900/200	БУ- 3900/225	БУ- 4200/250	БУ- 4500/270
Допускаемая нагрузка на крюке, т	125	175	200	225	250	270
Условная глубина бурения, м	2000	2900	2900	3900	4200	4500

По разделу 13 «Осложнения в процессе бурения скважины» необходимо показать в проекте, какие осложнения могут возникнуть в процессе бурения скважины и как можно их предотвратить.

По разделу 14 «Аварии и методы их предупреждения» необходимо указать, какие существуют виды аварий, как их можно предупредить или ликвидировать.

По разделу 15 «Освоение и испытание скважины» необходимо указать, какие освоения и испытания скважины предусмотрены в проекте.

По разделу 16 «Организация труда и техники безопасности» необходимо перечислить мероприятия, которые обеспечат безаварийную и без травматическую работу персонала при сооружении проектируемой скважины.

По разделу 17 «Охрана окружающей среды» необходимо указать, какие будут применяться мероприятия по охране окружающей среды, чтобы свести к минимуму возможный вред окружающей среде при строительстве проектируемой скважины.

В заключении требуется указать, какие вопросы проектирования были затронуты в настоящей работе и какие выводы были сделаны студентом по окончании этого проекта.

В списке литературы необходимо перечислить в алфавитном порядке всю техническую литературу, которая была использована при написании проекта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

1. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 1007 с.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие для вузов. - М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002г. -632 с.: ил.
3. Спивак А.И. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр» 2004. – 509 с.

Дополнительная литература

1. Булатов А.И. Решение практических задач при бурении и освоении скважин: справ. пособие/А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. -Краснодар: Совет. Кубань, 2006. -744с.
2. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник для нач. проф. образования / Юрий Вячеславович Вадецкий. — М.: Издательский центр «Академия», 2010. — 352с. 5-7695-1 119-2
3. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г.,Сердюк Н.И. Расчеты в бурении /Справочное пособие/ Под редакцией А.Г. Калинина, М: РГГРУ, 2007. - 668 с.
4. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБ 08-624-03) при проведении буровых работ.

Информационные электронно-образовательные ресурсы:

1. Электронная библиотечная система «БиблиоТех. Издательство КДУ» <https://kdu.bibliotech.ru/>
2. Электронно-библиотечная система «Издательство Лань»/ колл. Инженерно-технические науки (ТюмГУ) www.e.lanbook.com
3. Информационно-правовое обеспечение «Гарант»/Локальная информационно-правовая система



МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Старооскольский филиал

федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования

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

Кафедра «Прикладной геологии, технологии поисков и разведки МПИ»

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

по дисциплине «Бурение нефтяных и газовых скважин»

На тему: **«Проект бурения разведочной/эксплуатационной
вертикальной/наклонно-направленной нефтяной/газовой скважины
глубиной ... м»**

Студента ... курса
Заочной/очной формы обучения
Специальности:
«Технология геологической
разведки» 21.05.03
Группа: ТР-...

Ф.И.О. студента

Преподаватель (руководитель):
Мелентьев Сергей Григорьевич

Дата регистрации курсового проекта:
--

Оценка:

Подпись преподавателя:

Старый Оскол, 202... г.

Задание на курсовое проектирование

по дисциплине «Бурение нефтяных и газовых скважин»

студенту гр. ТР.... Ф.И.О.

На основании литолого-стратиграфической характеристики горных пород месторождения..... составить **«Проект бурения разведочной/эксплуатационной вертикальной/наклонно-направленной нефтяной/газовой скважины глубиной ... м»** в соответствии с методическими указаниями и с оформлением ГТН на листе формата А1.

Таблица 1-Литолого-стратиграфическая характеристика горных пород

Система	Отдел	Ярус	Горизонт	Индекс	Мощность	Характеристика пород
---------	-------	------	----------	--------	----------	----------------------

Диаметр эксплуатационной колонны принять мм

Задание выдал: ст. преподаватель

Мелентьев С.Г.

Учебное издание

Сергей Григорьевич Мелентьев

Методические рекомендации

Компьютерная верстка Мелентьев С.Г.

Подписано в печать __.__.2022

Формат 60×90 1/16

изд.л.2,0

Рег. №

Бумага офсетная

Печать офсетная

Тираж 100 экз.

Уч.-

Заказ

Отпечатано с авторского оригинала в редакционно-издательском отделе

СОФ МГРИ

Старый Оскол, ул. Ленина 14/13