

**БУРЕНИЕ СКВАЖИН НА ЖИДКИЕ  
И ГАЗООБРАЗНЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ**

*Методические указания к курсовому проектированию  
для студентов специальности 21.05.03*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
2020**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра бурения скважин

**БУРЕНИЕ СКВАЖИН НА ЖИДКИЕ  
И ГАЗООБРАЗНЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ**

*Методические указания к курсовому проектированию  
для студентов специальности 21.05.03*

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
2020

УДК 622.24 (073)

**БУРЕНИЕ СКВАЖИН НА ЖИДКИЕ И ГАЗООБРАЗНЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ:** Методические указания к курсовому проектированию / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *Н.И. Николаев, М.В. Нуцкова*. СПб, 2020. 44 с.

Изложены рекомендации по выполнению курсового проекта, дан примерный перечень тем для самостоятельной разработки и библиографический список. Представлена информация по выбору и расчету конструкции, профиля скважины, выбору породоразрушающего инструмента, типа очистного агента, способа бурения. Изложена методика расчета режимов бурения, бурильной и обсадной колонн. Представлен краткий расчет крепления скважин, а также даны рекомендации по выбору буровой установки.

Предназначены для студентов специальности 21.05.03 «Технология геологической разведки» специализации «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых».

Научный редактор проф. *М.В. Двойников*

Рецензент канд. техн. наук *В.Я. Климов* (СК «Тектоника»)

© Санкт-Петербургский  
горный университет, 2020

## **БУРЕНИЕ СКВАЖИН НА ЖИДКИЕ И ГАЗООБРАЗНЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ**

*Методические указания к курсовому проектированию  
для студентов специальности 21.05.03*

Сост.: *Н.И. Николаев, М.В. Нуцкова*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой  
бурения скважин

Ответственный за выпуск *М.В. Нуцкова*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 11.06.2020. Формат 60×84/16.  
Усл. печ. л. 2,6. Усл.кр.-отт. 2,6. Уч.-изд.л. 2,4. Тираж 75 экз. Заказ 340. С 34.

Санкт-Петербургский горный университет  
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета  
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2

## **1. ЦЕЛИ И НАЗНАЧЕНИЕ**

Курсовой проект по дисциплине «Бурение скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые» выполняется студентами в седьмом семестре и имеет своей целью закрепление теоретических знаний, полученных ими при изучении курса, а также привитие им навыков проектирования работ по бурению нефтяных и газовых скважин, которые должны быть отражены в соответствующих разделах технического проекта. Курсовой проект составляется студентом применительно к условиям конкретной нефтегазонасной площади с использованием имеющихся материалов и в соответствии с заданием, выдаваемым руководителем курсового проектирования.

Примерная тема курсового проекта: «Проект строительства эксплуатационной (разведочной / поисковой / нагнетательной и т.п.) вертикальной (наклонно направленной / с горизонтальным окончанием) скважины глубиной (согласно заданию) на нефтяном (газовом / нефтегазовом / газоконденсатном и т.п.) месторождении»

## **2. СТРУКТУРА КУРСОВОГО ПРОЕКТА И ТРЕБОВАНИЯ К СОДЕРЖАНИЮ ЕГО ОСНОВНЫХ РАЗДЕЛОВ**

Проект разрабатывается с учетом современных достижений техники и технологии бурения нефтяных и газовых скважин и должен носить конкретный характер. Следует избегать общих рассуждений и подробного описания стандартного оборудования и инструмента.

Курсовой проект должен включать следующие разделы:

1. Введение;
2. геологическая часть (геологические условия строительства скважин);
3. технико-технологическая часть:
  - 3.1. выбор конструкции скважины;
  - 3.2. выбор типа и расчет количества бурового раствора;
  - 3.3. обоснование выбора способа бурения скважины;
  - 3.4. выбор породоразрушающего инструмента;

- 3.5. проектирование режимно-технологических параметров бурения;
- 3.6. выбор компоновки и расчет колонны бурильных труб,
- 3.7. крепление скважины;
- 3.8. выбор буровой установки;
- 3.9. вторичное вскрытие, испытание и освоение скважины;
4. специальная глава;
5. заключение.

Содержание каждого из разделов с учётом существующих отраслевых руководств и инструкций должно отвечать следующим требованиям.

## **2.1. ВВЕДЕНИЕ**

Во введении указывается район строительства скважины и нефтегазоносная площадь. Приводятся сведения о предприятии, на котором студент проходил производственную практику. Указывается цель бурения скважины и приводится характеристика её пространственного положения (вертикальная, наклонная).

## **2.2. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

Приводятся общие сведения о районе буровых работ, орогидрографии, геологическом строении. Дается описание пород геологического разреза с расчленением его на стратиграфические подразделения с указанием их мощности и глубины залегания. Указываются данные о пластовых (поровых) давлениях (градиентах давления), давлениях поглощения жидкости и гидроразрыва пластов, а также геостатической температуре по всему разрезу скважины. Приводятся сведения о стратиграфической принадлежности продуктивных пластов, их типе, литологическом составе (особо о содержании глинистых частиц), мощности, интервале залегания, ожидаемых коллекторских свойствах, пластовом давлении, температуре, коэффициентах продуктивности.

Дается характеристика компонентного состава всех проб, отобранных на предшествующих стадиях работ, сведения о физико-химических свойствах нефти и газа, типе залежи.

Приводится характеристика водоносных горизонтов разреза с указанием их мощности, величины пластового давления и давления поглощения, химического и газового состава вод. Указываются интервалы ожидаемых осложнений (обвалы, осыпи, поглощения промывочной жидкости, нефте-, газо-, водопроявления, осолонения промывочной жидкости, сужения стволов и т.п.) с выделением тех из них, которые могут оказаться агрессивными по отношению к цементному камню и металлу обсадных труб.

## **2.3. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

### **2.3.1. Выбор конструкции скважины**

В соответствии с целевым назначением и основными задачами буровых работ, геолого-техническими условиями бурения и степенью их изученности обосновывается выбор конструкции скважины, определяющейся числом и диаметрами обсадных колонн и глубинами их спуска; диаметрами долот и интервалы бурения ими под каждую колонну, высотой подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве и конструкцией забоя.

Конструкция скважины, согласно п. 117 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (с изменениями на 12 января 2015 года) в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать [8]:

1. максимальное использование пластовой энергии продуктивных горизонтов в процессе эксплуатации за счет выбора оптимального диаметра эксплуатационной колонны и возможности достижения проектного уровня гидродинамической связи продуктивных отложений со стволом скважины;

2. применение эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации, поддержания пластового давления, теплового воздействия и других методов повышения нефтегазоотдачи пластов;

3. условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах производства буровых работ и эксплуатации скважины;

4. получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;

5. условия безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, и охраны окружающей среды в первую очередь за счет прочности и долговечности крепления скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и пространства вокруг устья скважины.

Согласно п. 118 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» оптимальное число обсадных колонн и глубины установки их башмаков при проектировании конструкции скважин определяются количеством зон с несовместимыми условиями проводки ствола по градиентам пластовых (поровых) давлений, гидроразрыва (поглощения) пластов, прочности и устойчивости пород.

Башмак обсадной колонны, перекрывающий породы, склонные к текучести, следует устанавливать ниже их подошвы или в плотных пропластках.

До вскрытия продуктивных и напорных водоносных горизонтов должен предусматриваться спуск минимум одной промежуточной колонны или кондуктора до глубины, исключающей возможность разрыва пород после полного замещения бурового раствора в скважине пластовым флюидом или смесью флюидов различных горизонтов и герметизации устья скважины [8].

Конструкция скважины определяется числом спущенных обсадных колонн, отличающихся друг от друга глубиной спуска, диаметром, толщиной стенки, группой прочности, применяемых долот по интервалам, а также высотой подъема цементного раствора в затрубном пространстве.

Выбор числа обсадных колонн и глубины спуска производится по совмещенному графику давления. Выбор конструкции скважины производится на основании геологических условий залегания пород, ожидаемых осложнений, глубины скважины и т.д.

Разработка конструкции скважины начинается с выбора числа обсадных колонн и глубины их спуска, исходя из результатов выделения зон осложнений и интервалов ствола, несовместимых по условиям бурения. С этой целью производится анализ условий

бурения по интервалам бурения по методу сверху вниз и строится совмещенный график изменений градиентов давлений: коэффициента аномальности пластовых давлений, индексов давления поглощения (гидроразрыва) и относительной плотности бурового раствора. Указанные градиенты определяются на основании данных промысловых исследований или прогнозируются.

Коэффициент аномальности:

$$k_a = \frac{P_{пл}}{\rho_b \cdot g \cdot h}$$

Индекс давления поглощения:

$$k_{погл} = \frac{P_{погл}}{\rho_b \cdot g \cdot h}$$

Индекс давления гидроразрыва:

$$k_{гр} = \frac{P_{гр}}{\rho_b \cdot g \cdot h}$$

Относительная плотность:

$$\rho_0 = k_a \cdot k_p ,$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление, МПа,  $P_{погл}$  – давление поглощения, МПа,  $P_{гр}$  – давление гидроразрыва, МПа,  $k_p$  - коэффициент резерва, если глубина скважины до 1200 м, то 1,1-1,15, если глубина скважины 1200-2500 м, то 1,05-1,1; для интервалов ниже 2500 м – 1,04-1,07;  $h$  – глубина скважины, м.

При отсутствии промысловых данных, давление начала поглощения на глубине  $H$  можно вычислить по известным формулам и принять меньшее из полученных значений [3]:

$$P_{погл} = \frac{\mu}{1-\mu} (P_{гор} - P_{пл}) + P_{пл} ,$$

по К.В. Гаврилкевичу:

$$P_{погл} = 0,0083H_{пл} + 0,66P_{пл} ,$$



где  $P_{пл}$  – пластовое давление на глубине  $H$ , МПа;  $P_{гор}$  – горное давление вышележащих горизонтов, МПа,  $P_{гор} = 0,01\rho_{гор} \square H_i$ ;  $\mu$  – коэффициент Пуассона (табл.1);  $\rho_{гор}$  – средневзвешенная плотность горных пород вышележащих горизонтов, определяемая геофизическими методами или лабораторными анализами кернового материала по близлежащим скважинам, г/см<sup>3</sup>.

Линии изменения этих коэффициентов и индексов на графике определяют границы зон совместимости внешних условий бурения и являются интервалами крепления скважины обсадными трубами, а их число соответственно определяет число обсадных колонн.

Глубина спуска обсадной колонны принимается на 10-20 м ниже окончания зоны крепления, но не выше глубины начала следующей зоны крепления.

Таблица 1

**Коэффициент Пуассона для некоторых пород**

Порода	Коэффициент Пуассона, $\mu$
Глина с прослоями песчаников	0,33–0,40
Глина плотная	0,25–0,40
Глина с прослоями алевролитов	0,425
Глинистые сланцы	0,10–0,20
Песчаник	0,30–0,35
Известняк	0,28–0,33
Каменная соль	0,44
Гравий	0,26-0,29

При этом глубина спуска *направления* определяется необходимостью предохранения устья скважины от размыва, предохранения стенок скважины от осыпания, направления промывочной жидкости в желобную систему. В зависимости от прочности пород глубина спуска составляет от 5 м до 40 м. Как правило, перекрываются неустойчивые породы четвертичных отложений

Глубина спуска *кондуктора* определяется необходимостью охраны от загрязнения верхних водоносных горизонтов, которые могут служить источниками водоснабжения; предупреждения осложнений в верхней неустойчивой части разреза; условиями установки противовыбросового оборудования и подвески

последующих обсадных колонн. Минимальная глубина спуска кондуктора должна быть не меньше величины понижения уровня бурового раствора в скважине вследствие подъема бурильной колонны при бурении последующего интервала скважины, в среднем составляет порядка 200-800 м.

Глубина спуска *промежуточной колонны* определяется условиями безопасного бурения скважины открытым стволом, интервал которого может достигать 2500-3000 м. Она предназначена для перекрытия пластов при трудных геологических условиях бурения (несовместимые по пластовым давлениям пропластки, зоны высокого поглощения, отложения, склонные к набуханию, осыпанию и т.п.).

Глубина спуска *эксплуатационной колонны* определяется глубиной залегания продуктивного пласта и должна быть увязана с принятым способом заканчивания скважины (открытый забой, фильтр, перфорация).

В тех случаях, когда износ промежуточных колонн незначителен, целесообразно вместо сплошной эксплуатационной колонны применять *хвостовики*. При этом необходимо обосновывать способ подвешивания хвостовика на ранее спущенной колонне. В соответствии с п. 120 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» подвесное и герметизирующее устройство *потайной колонны* (хвостовика) должно устанавливаться выше башмака предыдущей обсадной колонны не менее чем на 75 м для нефтяных скважин и 250 м для газовых скважин [8].

В соответствии с п. 119 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» необходимая разность диаметров скважин и муфт обсадных колонн, а также диаметров обсадных труб при спуске безмуфтовых обсадных колонн устанавливается в рабочем проекте и выбирается исходя из оптимальных величин, установленных практикой производства буровых работ и максимально обеспечивающих беспрепятственный спуск каждой колонны до проектной глубины, а также качественное их цементирование [8].

Диаметры промежуточных обсадных колонн, а также кондуктора и направления выбирают в соответствии с величинами

кольцевых зазоров между долотом и спускаемой обсадной колонной (наружным диаметром муфты либо высадки трубы для безмуфтовых труб) и между внутренней поверхностью обсадной колонны и спускаемым в нее долотом для бурения последующего интервала. Указанные величины зазоров уточняются на конкретных месторождениях в зависимости от длины интервала выхода из-под башмака предыдущей колонны, степени искривления ствола скважины, степени совершенства технологии бурения, квалификации персонала и других факторов. Выбор конкретных величин зазоров в курсовом проекте производится на основе имеющихся промысловых данных или рекомендуемых методических материалов.

Диаметры обсадных колонн и долот выбираются снизу вверх, начиная с эксплуатационной колонны. Диаметр эксплуатационной колонны зависит от способа заканчивания скважины, условий ее эксплуатации и задается заказчиком на буровые работы.

Наружные диаметры эксплуатационных колонн выбирают по суммарному дебиту скважины (табл. 2), а также с учетом возможности применения различного эксплуатационного оборудования, проведения мероприятий по повышению продуктивности пласта, бурения боковых стволов и т.д. Таким образом, применение обсадных колонн с наружным диаметром менее 146 мм не всегда может являться рациональным.

Таблица 2

**Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн**

Нефтяные скважины		Газовые скважины	
Дебит, т/сут	Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм
< 40	114	< 75	114
40-100	127-140	75-250	114-146
100-150	140-146	250-500	146-178
150-300	168-178	500-1000	178-219
> 300	178-194	1000-5000	219-273

Расчетный диаметр долота определяется по формуле:

$$D_{\text{д}} = d_{\text{м}} + 2 \cdot \delta$$

где  $d_{\text{м}}$  - наружный диаметр соединительной муфты обсадной колонны,  $\delta$  - радиальный зазор (табл. 3) между муфтой обсадной колонны и стенкой скважины, мм.

Таблица 3

**Радиальный зазор между муфтой обсадной колонны и стенками скважины**

Диаметр обсадной колонны, мм	114-127	140-168	178-245	273-299	324-351	377-508
Радиальный зазор, мм	5-15	10-20	10-25	15-30	20-40	25-50

Далее по [3] подбирается ближайший больший размер долота.

Внутренний диаметр обсадной колонны, через которую проходит соответствующее долото рассчитывается по формуле:

$$d_{\text{вн}} = D_{\text{д}} + 2 \cdot \Delta$$

где  $\Delta$  – радиальный зазор между долотом и стенкой обсадной трубы, обычно принимается 3÷10 мм. Далее по ГОСТ [2, 10] подбирается ближайшее большее значение внутреннего диаметра колонны и указывается наружный диаметр и толщина стенки подобранной колонны.

Полученные данные сводятся в табл. 4.

Таблица 4

**Конструкция скважины**

Обсадная колонна	Диаметр, мм				Толщина стенки обсадной колонны, мм	Типоразмер обсадной колонны
	Долота	Обсадной колонны				
		муфты	наружный	внутренний		
Направление						
Кондуктор						
Промежуточная						
Эксплуатационная						

Высота подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве и конструкция забоя скважины определяются на основании действующих инструкций и методических материалов. В

соответствии с п.п. 22-224 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», *направления и кондуктора* цементируются до устья. В нижележащей части стратиграфического разреза цементированию подлежат: *продуктивные горизонты*, кроме запроектированных к эксплуатации открытым забоем; продуктивные отложения, не подлежащие эксплуатации, в том числе с непромышленными запасами; истощенные горизонты; напорные водоносные горизонты с коэффициентом аномальности более 1,3; водоносные проницаемые горизонты, находящиеся или планируемые к разработке; горизонты вторичных (техногенных) скоплений нефти и газа; интервалы, сложенные пластичными породами, склонными к деформациям; интервалы, породы которых или продукты их насыщения способны вызывать ускоренную коррозию обсадных труб.

Высота подъема тампонажного раствора по длине ствола скважины над кровлей продуктивных горизонтов, за устройством ступенчатого цементирования или узлом соединения секций обсадных колонн, а также за башмаком предыдущей обсадной колонны в нефтяных и газовых скважинах должна составлять, соответственно, не менее 150 и 500 м.

При включении в состав обсадных колонн межколонных герметизирующих устройств они должны располагаться на высоте не менее 75 м для нефтяных скважин и 250 м для газовых скважин выше башмака предыдущей обсадной колонны, устройства ступенчатого цементирования и узла соединения секций обсадных колонн.

В таких случаях высота подъема тампонажного раствора ограничивается высотой расположения межколонного герметизирующего устройства. По существующим правилам по всей длине также цементируются промежуточные и эксплуатационные колонны в *разведочных* скважинах.

По полученным данным, с учетом совмещенного графика безразмерных давлений, строится схема конструкции скважины.

С учётом коэффициентов аномальности и индексов давления поглощения в продуктивном горизонте и вышележащей толще пород, а также типа коллектора выбрать схему вскрытия

продуктивного пласта, тип бурового раствора и его рецептуру для вскрытия пласта бурением, величину допустимой репрессии на пласт или принять решение о вскрытии пласта с регулируемым дифференциальным давлением (на равновесии давлений). При необходимости выбрать способ вторичного вскрытия пласта перфорацией, тип перфоратора, плотность перфорации, вид жидкости, заполняющей скважину при проведении перфорационных работ, схему установки и типоразмер противовыбросового оборудования устья скважины, способ проведения перфорационных работ при репрессии.

### **2.3.2. Выбор типа и расчет количества бурового раствора**

Основной принцип выбора типа бурового раствора - соответствие его состава разбуриваемым породам на всем интервале бурения до спуска обсадной колонны. В соответствии с этим все буровые растворы разбиты на девять основных типов, которые подразделяются на виды, а виды - на рецептуры. Горные породы, в зависимости от их подверженности воздействию буровых растворов, разделены на пять групп: глинистые, хемогенные, гранулярные породы-коллекторы, твердые (не склонные к обвалообразованию) и многолетнемерзлые. Процедура выбора типа бурового раствора предусматривает:

а) разбиение разреза скважины в соответствии с вышеуказанной классификацией горных пород на интервалы, в каждом из которых характеристики, определяющие выбор типа бурового раствора, принимают постоянное значение;

б) для каждого интервала выбирают множество допустимых типов растворов, причем на каждом интервале ими могут быть только растворы, которые применимы на всех вышележащих интервалах в пределах не обсаженной части скважины;

в) определяют оптимальную последовательность применения буровых растворов.

Основное условие, при выборе давления столба бурового раствора:

$$k_a \leq \rho_0 \leq k_{\text{погл}} \quad ,$$

$$k_a \cdot k_p \leq \rho_0 \leq k_{\text{погл}} / k_6$$

где  $\rho_0$  - относительная плотность бурового раствора,  $k_a$  - коэффициент аномальности пластового давления,  $k_{\text{погл}}$  - индекс давления поглощения,  $k_6$  - коэффициент безопасности.

Плотность бурового раствора выбирается с учетом величины пластового давления  $P_{\text{пл}}$  и обеспечения необходимого для предупреждения нефтегазоводопроявления коэффициента безопасности  $k_6$ , который при глубине скважины меньше 1200 м выбирают равным 1,1-1,15, а при большей глубине - 1,05-1,10. При бурении разведочных скважин, в зависимости от степени изученности района работ  $k_6$  принимается в диапазоне 1,2-1,5.

В интервалах совместимых условий бурения плотность бурового раствора должна создавать гидростатическое давление в скважине, превышающее пластовое на величину  $k_p$ : 10 % в интервале 0 - 1200 м, но не более 15 кгс/см<sup>2</sup> (1,5 МПа); 5 % в интервале от 1200 м до проекта, но не более 25-30 кгс/см<sup>2</sup> (2,5-3,0 МПа).

После расчета границ плотности бурового раствора данные наносятся на совмещенный график давлений и уточняется конструкция скважины.

Состав и другие параметры бурового раствора выбираются для бурения различных интервалов скважины с учетом рекомендаций, которые конкретизируются для заданных условий бурения с указанием рецептур и технологий их приготовления, химической обработки и утяжеления. Приводится расчет общей потребности в растворах каждого типа для бурения скважины, а также потребность в материалах и реагентах для приготовления буровых растворов. Обосновывается выбор оборудования для приготовления, очистки, дегазации и обработки этих растворов.

Тип бурового раствора выбирается на основе анализа геологического разреза (состав пород), пластовых давлений, давлений ГРП.

При выполнении данного этапа работы необходимо:

а) рассмотреть для каждого интервала возможные варианты типов бурового раствора и выбрать оптимальный с технологической точки зрения;

б) предусмотреть, каким образом будет осуществляться переход от одного типа бурового раствора к другому (соответствующей обработкой раствора в процессе бурения или полной заменой одного раствора на другой);

в) руководствоваться принципом выбора бурового раствора, который бы не только способствовал безаварийной проводке скважин, но и обеспечивал достижение высоких технических показателей бурения, был относительно дешевым и простым в приготовлении.

Показатели (параметры) бурового раствора характеризуют качество и существенно влияют на процесс бурения скважин, состояние её ствола и конечные результаты бурения. Слушатель должен для каждого интервала скважины регламентировать показатели бурового раствора с учетом выбранного типа и особенностей геологического разреза.

Обязательными для регламентации являются: плотность бурового раствора ( $\rho$ , кг/м<sup>3</sup>); условная вязкость (УВ, с); статическое напряжение сдвига ( $\theta$  через 1 и 10 мин, дПа); показатель фильтрации ( $\Phi$ , см<sup>3</sup> за 30 мин.); толщина фильтрационной корки ( $\delta$ , мм); водородный показатель (рН).

Для каждого из выбранных типов бурового раствора с учетом регламентированных показателей определяется ассортимент материалов и реагентов для их приготовления и производятся соответствующие расчеты. Для выполнения данного этапа работы необходимо:

1. Рассчитать необходимый объем очистного агента. При этом следует учитывать не только конструкцию скважины и её глубину, но и назначение скважины, степень осложненности разреза, пластовые давления в продуктивных горизонтах, естественные потери, связывая их с типом используемых очистных устройств.

2. Выбрать материалы для приготовления очистного агента (вода, углеводородная основа, глинопорошки, утяжелитель) и обосновать этот выбор.

3. Рассчитать количество материалов, необходимое для приготовления требуемого объема очистного агента.



4. Выбрать химические реагенты для обработки раствора, аргументировать этот выбор.

5. Предусмотреть специальные добавки к очистному агенту с целью профилактики осложнений в скважине, повышения показателей бурения, придания раствору термостойкости и т.д.

Количество очистного агента для бурения скважины и выбор числа емкостей для его хранения определяется из следующей системы:

$$\begin{cases} V_{\text{бр}} = nV_{\text{м}} + V_{\text{цс}} + V_{\text{скв}} \\ V_{\text{бр}} \geq K_3 V_{\text{скв}} \end{cases},$$

где  $V_{\text{м}}$  – объем приемной емкости (мерника) буровых насосов ( $10 \div 40 \text{ м}^3$ );  $n$  – число мерников;  $V_{\text{цс}}$  – объем циркуляционной желобной системы ( $4 \div 7 \text{ м}^3$ );  $K_3 = 2$  – коэффициент запаса;  $V_{\text{скв}}$  – объем скважины,  $\text{м}^3$ ,

$$V_{\text{скв}} = L_{\text{скв}}^{\text{обс}} \cdot \frac{\pi \cdot d_{\text{ок}}^2}{4} + L_{\text{скв}}^{\text{н/обс}} \cdot \frac{\pi \cdot D_{\text{скв}}^2}{4},$$

где  $L_{\text{скв}}^{\text{обс}}$  – длина обсаженного участка скважины, м,  $L_{\text{скв}}^{\text{н/обс}}$  – длина необсаженного участка скважины, м,  $d_{\text{к}}$  – внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны (диаметр обсаженного участка), м,  $D_{\text{скв}}$  – диаметр скважины (долота), м.

Далее рассчитывается общий потребный объем бурового раствора для механического бурения  $V_6$ :

$$\begin{cases} V_6 \geq V_6 \\ V_6 = n_1 L_1 + n_2 L_2 + \dots + n_n L_n \end{cases},$$

где  $L_1, L_2, L_3$  – длины интервалов одного диаметра бурения, м;  $n_1, n_2, n_3$  – нормы расхода бурового раствора на 1 м проходки,  $\text{м}^3$  в зависимости от глубины бурения, норма расхода ( $\text{м}^3/\text{м}$ ) при  $H < 100\text{м}$ ,  $n = 0,52$ ;  $100 \leq H < 800\text{м}$ ,  $n = 0,32$ ;  $H > 800\text{м}$ ,  $n = 0,24$ .

После выбора типа бурового раствора и его объема рассчитывается потребное количество материалов для его приготовления. Расчет ведется на  $1 \text{ м}^3$  и на интервал в целом. Так, например, необходимое количество глины и воды для получения объема раствора  $V_p, \text{ м}^3$  заданной плотности  $\rho_p, \text{ кг}/\text{м}^3$ .

Требуемый объем глины, м<sup>3</sup>:

$$V_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{p}} - \rho_{\text{в}}}{\rho_{\Gamma} - \rho_{\text{в}}} V_{\text{p}},$$

где  $\rho_{\text{в}}$  - плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\Gamma}$  - плотность глины, кг/м<sup>3</sup>.

Требуемая масса глины, кг:

$$m_{\Gamma} = V_{\Gamma} \cdot \rho_{\Gamma}.$$

Требуемый объем воды, м<sup>3</sup>:

$$V_{\text{в}} = V_{\text{p}} - V_{\Gamma}.$$

Расчет необходимого количества утяжелителя (табл. 5) для повышения плотности раствора, кг:

$$m_{\text{y}} = V_{\text{p}} \cdot \rho_{\text{y}} \cdot \frac{\rho_{\text{yp}} - \rho_{\text{p}}}{\rho_{\text{y}} - \rho_{\text{yp}}},$$

где  $\rho_{\text{y}}$  - плотность утяжелителя, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{yp}}$  - плотность требуемого утяжеленного раствора, кг/м<sup>3</sup>.

Таблица 5

**Утяжелители для повышения плотности очистных агентов**

Группа	Наименование	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	
		утяжелителя	бурового раствора
I	Малоколлоидные глины	2600-2900	до 1500
	Мергель Мел, известняк, мрамор	до 2650 2600-2900	
II	Барит	3650-4200	до 2300
	Магнетит <sup>2</sup> , маргит, гематит <sup>2</sup> Сидерит	4150-5300 не менее 3500	
III <sup>1</sup>	Ферромарганец, феррофосфор	6000-7000	2200-3800
	Концентраты свинцовых руд, галенит	7400-7600	
	Свинцовый сурик <sup>2</sup>	9000-9100	

<sup>1</sup>Применение утяжелителей данной группы ограничено

<sup>2</sup>Не являются инертными к различным веществам, в том числе и к сероводороду

При расчете расхода реагентов для многокомпонентных очистных агентов следует руководствоваться нормами расхода материалов по их рецептурам и принятыми методиками расчета. По окончании расчета полученные данные сводятся в табл. 6 и 7.

Таблица 6

**Объем бурового раствора для бурения скважины**

Интервал, м	Колонна	Объем, м <sup>3</sup>		
		интервала		бурового раствора, $V_{бр}$
		обсаженного	необсаженного	
	Направление	–		
	Кондуктор			
	Промежуточная			
	Эксплуатационная			

Таблица 7

**Расход реагентов для приготовления раствора**

Интервал, м	Колонна	Наименование реагента	Расход реагента, кг (м <sup>3</sup> )	
			на 1 м <sup>3</sup>	на интервал
	Направление			
	Кондуктор			
	Промежуточная			
	Эксплуатационная			

Способ приготовления бурового раствора выбирается в зависимости от типа бурового раствора, исходного сырья, местных условий и имеющегося оборудования. Буровой раствор либо поставляется с глинозавода в готовом виде, либо готовится непосредственно на буровой.

Также в данном разделе проекта приводится также перечень оборудования, необходимого для приготовления бурового раствора, очистки его от выбуренной породы и дегазации. При бурении на утяжеленном растворе рассматриваются способ ввода утяжелителя в буровой раствор и средства регенерации утяжелителя.

Выбор оборудования и его компоновки должен производиться с учетом используемых типов промывочной жидкости.

**2.3.3. Обоснование выбора способа бурения скважины**

В соответствии с геологическим заданием, геолого-техническими условиями бурения и разработанной конструкцией скважины выбирается оптимальный способ бурения разных интервалов скважины. В современном бурении получили распространение два основных способа бурения нефтяных и газовых

скважин: роторный и гидравлическими забойными двигателями (ГЗД). Наиболее обоснованно это может быть сделано методом вариантных экономических расчетов с определением технико-экономических показателей. Способ бурения выбирают с учетом особенностей и условий проходки скважин, а так же с учетом опыта бурения на данном месторождении. При отсутствии таких показателей выбор способа бурения обосновывается с учетом геолого-технических условий, глубины, профиля и конструкции скважин. Следует также учесть, что при бурении вертикальных интервалов целесообразнее применять роторный способ бурения, при наклонных – только забойными двигателями (турбинными, винтовыми, электрическими). В табл. 8 приведены некоторые рекомендации [2].

Таблица 8

**Рекомендации по выбору способа бурения скважины**

Исходная информация	Способ бурения		
	Роторный	ГЗД	Электроробот
Глубина Н, м:			
≤3500	+	+	+
3500-4200	+	-	+
>4200	+	-	-
Забойная температура $T_{зab}$ , °C:			
<140	+	+	+
>140	+	-	-
Профиль ствола скважины:			
Вертикальный	+	+	+
Наклонно направленный, горизонтальный	-	+	+
Тип циркулирующего агента:			
-Буровой раствор плотностью, кг/м <sup>3</sup>			
≤1700-1800	+	+	+
≥1700-1800	+	-	+
-Степень аэрации			
Высокая	+	-	+
Низкая	+	+	+
Газы, пена	+	-	-
Примечание. Знаки «+» и «-» соответствуют рекомендуемым и не рекомендуемым областям применения.			

### 2.3.4. Выбор породоразрушающего инструмента

Выбор типа породоразрушающего инструмента базируется на информации о физико-механических свойствах пород, анализе условий литологического строения конкретного разреза и разделении его на интервалы одинаковой буримости. Анализ технико-экономических показателей отработки применяемых на предприятии различных типов породоразрушающего инструмента позволяет обосновать их соответствие механическим свойствам пород по интервалам бурения и сделать соответствующий выбор. При отсутствии необходимых промысловых данных для ориентировочного выбора можно воспользоваться рекомендуемыми областями применения отечественных долот различной конструкции в соответствии с категориями твердости и абразивности горных пород, приведенными в табл. 9.

Таблица 9

**Рекомендации по выбору типа породоразрушающего инструмента в зависимости от категории горных пород**

Тип долота	Породоразрушающий инструмент <sup>1</sup>			
	Шарошечный	2-х и 3-х лопастной	Многолопастной твердосплавной	Алмазный
М	II-III/II-III	I-II/I-II	I-II/I-II	II-III/I-II
МЗ	III-IV/IV-V	-	-	-
МС	III-IV/III-IV	II-III/I-II	III-IV/I-II	III-IV/II-III
МСЗ	IV-V/V-VI	-	-	-
С	III-IV/IV-V	-	IV-V/II-III	IV-V/II-III
СЗ	IV/IV-V	-	-	-
СТ	V-VI/IV-V	-	V-VI/II-III	V-VI/III-IV
Т	V-VI/IV-V	-	VI-VII/III-IV	VI-VII/III-IV
ТЗ	VI-VII/V-VI	-	-	-
ТК	V-VI/V-VI	-	-	-
ТКЗ	VI-VII/VI-VII			
К	VI-VII/VII-VIII			
ОК	VII-VIII/VIII-IX			

<sup>1</sup>В числителе - категория твердости пород, в знаменателе - абразивности.

При неоднозначном выборе типа долота решение конкретизируется на этапе выбора режимно-технологических параметров проходки в соответствии с принятым критерием оптимизации или путем альтернативных расчетов. Задачу выбора

типа долота для разбуривания конкретной горной породы или пачки пород ВНИИБТ предлагает решать с учетом твердости и абразивности пород с помощью специальной классификационной таблицы (рис. 1). В ней на основании опыта обобщения опыта отработки долот в различных районах эталонными точками помечены сочетания категорий твердости (Кт) и абразивности (Ка) пород, для разрушения которых наиболее подходят существующие типы шарошечных долот.

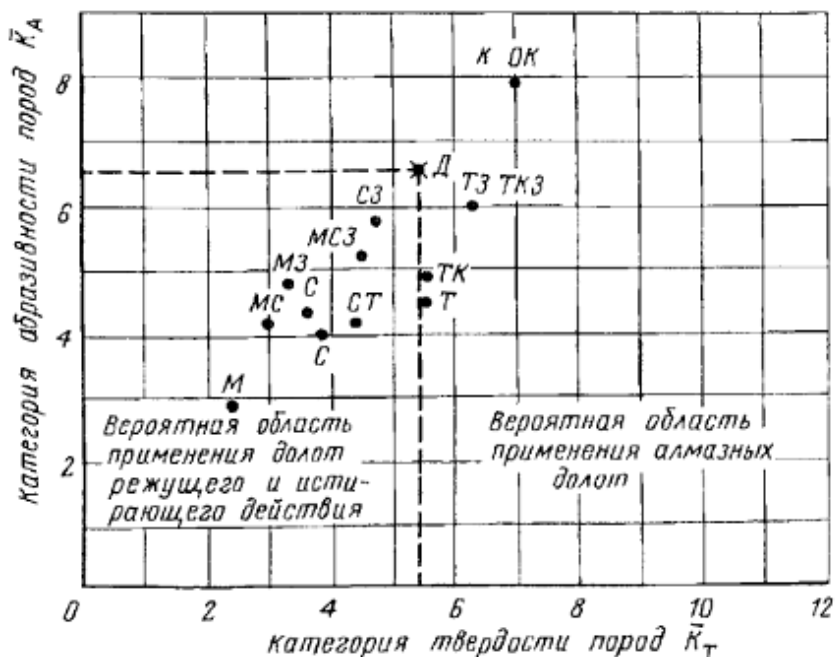


Рис. 1. Классификационная таблица парных соответствий категорий твердости и абразивности пород типам шарошечных долот

### 2.3.5. Проектирование режимно-технологических параметров бурения

После принятия решения о способе бурения, типах используемых долот, забойных двигателей и буровых растворах

необходимо подобрать осевую нагрузку на долото, частоту его вращения и расход буровых растворов т.е. режим бурения для каждого однородного по условиям буримости интервала скважины.

В качестве критериев оптимизации для выбора режимных параметров бурения могут быть использованы проходка на долото, рейсовая скорость бурения или стоимость 1 м проходки, первые два из которых необходимо максимизировать, а третий - минимизировать. При отсутствии надежных исходных промысловых данных по отработке долот для конкретных геолого-технических условий бурения скважины целесообразно использовать нормативное задание режимно-технологических параметров и показателей бурения, а процесс оптимизации осуществлять в оперативном режиме на буровой.

Осевая нагрузка на долото:

$$P_d = P_{уд} \cdot D_d,$$

где  $P_{уд}$  - удельная нагрузка (табл. 10) на единицу диаметра рассматриваемого долота;  $D_d$  - диаметр долота для бурения под направление, мм.

Таблица 10

**Рекомендуемые значения удельной нагрузки на долото для разрушения горных пород**

Горные породы	$P_{уд}$ , кН/мм
Весьма мягкие	< 0,2
Мягкие и среднемягкие, а также мягкие породы с прослойками пород средней твердости и твердых	0,2-0,5
Породы средней твердости с прослойками твердых	0,5-1,0
Твердые породы	1,0-1,5
Крепкие и очень крепкие породы	>1,5

Каждому классу пород соответствуют свои оптимальные скорости вращения долота, превышение которых вызывает снижение механической скорости бурения. Также превышение частоты вращения долота снижает долговечность их работы вследствие более интенсивного износа опор и сокращает проходку долота за рейс.

Частоту вращения ротора подбираем из рекомендованных значений для данных параметров по табл. 11.

Таблица 11

**Рекомендуемые значения частоты вращения породоразрушающего инструмента**

Глубина скважины $H$ , м	Частота вращения долота, $n$ , мин <sup>-1</sup> для пород:	
	устойчивых	неустойчивых
<500	120-180	90-120
500-1500	90-120	60-90
1500-2500	60-120	40-60
2500-4000	40-90	40-60
>4000	40-90	40

При бурении винтовым забойным двигателем (ВЗД) частота вращения долота зависит от значений расхода промывочной жидкости и прочих параметров и принимается в зависимости от технических характеристик соответствующего забойного двигателя.

Расход промывочной жидкости  $Q$  выбирается исходя из условий обеспечения эффективной очистки забоя от разбуренной породы и удаления ее частиц из ствола скважины. Кроме того, выбранный режим промывки должен обеспечить эффективную работу забойного гидравлического двигателя и возможность реализации части гидравлической мощности циркуляционного потока для гидромониторного разрушения пород забоя. При этом значение  $Q$  не должно превышать величины  $Q_{max}$ , при котором возможен гидроразрыв пластов.

Минимально необходимый расход  $Q_{O3}$  из условия нормальной очистки забоя определяется по формуле:

$$Q_{O3} = q \cdot F_3 ,$$

где  $F_3$ - площадь забоя,  $q$  - удельный расход жидкости, необходимый для удовлетворительной очистки забоя (для бурения турбобуром принимаем  $q = 0,60 - 0,70$  м<sup>3</sup>/с, при бурении ротором  $q = 0,50 - 0,60$  м<sup>3</sup>/с).

$$F_3 = \frac{\pi \cdot (D_d)^2}{4} .$$

Расход, обеспечивающий вынос шлама  $Q_{вш}$  должен обеспечивать такую скорость восходящего потока, которая превышает скорость падения твердых частиц, что базируется на данных практики бурения. При бурении на глинистом и



минерализованном растворе скорость восходящего потока может быть в пределах  $V_{\text{восх}} = 0,4-0,7$  м/с.

$$Q_{\text{внш}} \geq \frac{\pi}{4} (D_{\text{д}}^2 - D_{\text{БТ}}^2) \cdot V_{\text{восх}} .$$

Далее выберем расход, исходя из расхода используемых насосов (табл. 14), полученных при расчетах по интервалам бурения. Полученные данные рекомендуется представить в виде табл. 12.

Таблица 12

**Режимно-технологические параметры бурения**

Интервал, м	Колонна	Нагрузка на долото, $P_{\text{д}}$ , кН	Частота вращения долота, $n$ , мин <sup>-1</sup>	Расход промывочной жидкости, $Q_{\text{внш}}$ , л/с
	Направление			
	Кондуктор			
	Промежуточная			
	Эксплуатационная			

### 2.3.6. Выбор компоновки и расчет колонны бурильных труб

При выборе компоновки колонны бурильных труб в качестве исходной информации используются: геометрические параметры профиля ствола скважины, диаметр обсадной колонны на предыдущем интервале бурения, способ бурения, условия бурения по осложненности, диаметр и вес УБТ, плотность бурового раствора, потери давления в забойном двигателе и долоте, вес забойного двигателя. Используются одноразмерные и многомерные, т.е. состоящие из труб разного диаметра, бурильные колонны. В последних диаметры труб увеличиваются от забоя к устью. Колонна или ее участки одинакового диаметра, как правило, состоят из секций, в которых трубы отличаются типом, толщиной стенки или группой прочности материала. В результате расчета должны быть получены диаметры, толщина стенок, группы прочности и длины секций всех ступеней колонны.

Выбор компоновки начинается с определения ее нижнего участка, который собирают из утяжеленных бурильных труб (УБТ), предназначенных для создания осевых нагрузок на долото и предупреждения самопроизвольного искривления скважины. Отношение диаметра УБТ к диаметру долота должно составлять

0,75 ÷ 0,85 для  $D_d < 295,3$  мм и 0,65 ÷ 0,75 для  $D_d > 295,3$  мм. При этом диаметр УБТ или его нижней секции не должен быть больше диаметра забойного двигателя. Длина комплекта одноступенчатого УБТ определяется из условия:

$$L_{\text{УБТ}} = \frac{(1,25P_d - G)}{q_{\text{УБТ}} \cdot \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_t}\right)},$$

где  $P_d$  - осевая нагрузка, Н;  $G$  - вес забойного двигателя, Н;  $q_{\text{УБТ}}$  - вес 1 м УБТ, Н/м;  $\rho_p$  и  $\rho_t$  - плотность соответственно бурового раствора и материала труб, кг/м<sup>3</sup>.

При выборе диаметра труб бурильной колонны необходимо обеспечить отношение диаметров бурильной колонны и УБТ 0,70-0,80. Общая длина бурильной колонны и длины ее секций определяются на основании действующих инструкций и методических материалов.

Проверочный расчет бурильной колонны осуществляется с целью определения напряжений в отдельных ее элементах от возникающих в процессе бурения усилий, а также для обеспечения необходимого запаса прочности. Расчеты проводятся по методикам, изложенным в методических материалах.

Колонну бурильных труб рассчитывают из условия приложения растягивающих нагрузок и вращающего момента (процесс бурения) и растягивающих нагрузок с учетом сил сопротивления, возникающих при подъеме (подъем долота). В любом сечении бурильной колонны должно соблюдаться условие по 3-ей теории прочности:

$$\sqrt{(\sigma_p^2 + A\tau^2)} \leq \sigma_t/n$$

где,  $\sigma_p$ ,  $\tau$  – напряжения в теле трубы рассматриваемого сечения, возникающие под действием соответственно растягивающих нагрузок и вращающего момента, МПа;  $A$  – коэффициент анизотропии материала труб (для стали  $A = 4$ , для алюминиевых сплавов  $A = 4,77$ );  $\sigma_t$  – предел текучести материала труб в рассматриваемом сечении, МПа;  $n$  – коэффициент запаса прочности (при бурении вертикальных скважин роторным способом

$n=1,4$ , забойными двигателями  $n=1,3$ ; при бурении наклонных скважин, если градиент набора или спада кривизны более  $4^\circ$  на 100 м,  $n=1,45$  и  $n=1,35$  соответственно; при бурении в осложненных условиях коэффициенты запаса прочности необходимо увеличить на  $0,05$ ).

Таблица 13

**Механические свойства материалов**

Показа-тели	Группа прочности материала труб										
	Д		К	Е	Л	М	Р	Т	40 ХН	40 ХМФА	Д16Т
	исполнение										
	А	Б	Б								
Временное сопротивление разрыву, $[\sigma_p]$ , МПа	655	637	687	689	758	862	1000	1103	882	981	$\frac{392}{421}$
Предел текучести, $[\sigma_m]$ : не менее, МПа	379	373	490	552	655	758	930	1034	735	832	$\frac{255}{274}$
не более, МПа	552	–	–	758	862	965	1137	1241	–	–	–
Относительное удлинение при длине образца, равной 5 диаметрам его, $[\delta]$ %	14,3	16	12	13	12,3	10,8	9,5	8,5	10	13	$\frac{12}{10}$
Примечания. 1. Трубы групп прочности Р и Т изготавливаются по соглашению изготовителя с потребителем. 2. В числителе для труб диаметром менее 120 мм, в знаменателе – более 120 мм.											

**Расчет бурильной колонны при подъеме из скважины**

а. Расчет наибольшего усилия растяжения  $Q_p$  (в ньютонах), возникающее в момент начала подъема бурильной колонны из скважины,

$$Q_p = (q_{БТ} L_{БТ} + q_{УБТ} L_{УБТ} + Q_1 + Q_2) \left(1 - \frac{p_p}{p_t}\right) + p \frac{\pi d_n^2}{4},$$

где  $L_{БТ}$ ,  $L_{УБТ}$  – длина бурильных и утяжеленных труб соответственно, м;  $q_{БТ}$ ,  $q_{УБТ}$  – вес 1 м бурильных и утяжеленных труб соответственно, Н/м;  $Q_1$  – вес долота и КНБК, Н;  $Q_2$  – усилие затяжки инструмента при подъеме (обычно составляет  $0,5 \cdot 10^5$  Н);  $p$  – давление, развиваемое насосом в момент восстановления циркуляции при прихвате бурильной колонны (принимается максимальное по

характеристике насоса), Па;  $d_b$  – диаметр проходного отверстия трубы, м.

б. Условие прочности при растяжении:

$$\sigma_p = \frac{Q_p}{\frac{\pi}{4}(d_n^2 - d_b^2)} \leq [\sigma_p],$$

где  $Q_p$  – наибольшее растягивающее усилие при подъеме колонны, Н;  $d_n$  – наружный диаметр БТ, м;  $d_b$  – внутренний диаметр БТ, м;  $[\sigma_p]$  – предел прочности материала труб (табличное значение), МПа.

### ***Расчет бурильной колонны при роторном бурении.***

а. Расчет касательных напряжений при кручении

$$\tau_{кр} = \frac{M_{кр}}{W_p},$$

где  $M_{кр}$  – крутящий момент (расчет см. ниже), Н·м;  $W_p$  – полярный момент сопротивления площади поперечного сечения трубы при кручении (расчет см. ниже), м<sup>3</sup>.

б. Полярный момент:

$$W_p = \frac{\pi}{16} \frac{d_n^4 - d_b^4}{d_n},$$

с. Крутящий момент:

$$M_{кр} = \frac{k_d N}{\omega},$$

где  $k_d$  – коэффициент динамичности,  $k_d = 1,5$ ;  $\omega$  – угловая скорость вращения, с<sup>-1</sup>:

$$\omega = \frac{\pi n}{30},$$

где  $n$  – частота вращения, мин<sup>-1</sup>.

д. Подводимая мощность:

$$N = N_{хв} + N_d,$$

где  $N_d$  – мощность на вращение долота, Вт (см. ниже);  $N_{хв}$  – мощность холостого вращения, Вт;

для вертикальных скважин, кВт:

$$N_{\text{XB}} = 13,5 \cdot 10^{-7} \rho_{\text{б.р.}} \cdot d_{\text{H}}^2 \cdot L \cdot n^{1,5} \cdot D_{\text{д}}^{0,5},$$

где  $\rho_{\text{б.р.}}$  – плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;  $L$  – суммарная длина буровых труб, м;

На основании стендовых испытаний трехшарошечных долот с  $D_{\text{д}} = 120-450$  мм:

$$N_{\text{д}} = 10^{-5} \cdot n \cdot D_{\text{д}}^{0,4} \cdot P_{\text{д}}^{1,3},$$

где  $P_{\text{д}}$  – нагрузка на долото, мН;  $k_{\text{г.п.}}$  – коэффициент крепости горной породы (для мягких – 2,6; для средних – 2,3; для крепких – 1,85; для изношенных долот значения  $k_{\text{г.п.}}$  увеличивается в 1,5 раза);

е. Расчет растяжения в процессе бурения  $Q'_{\text{p}} H$ :

$$Q'_{\text{p}} = (q_{\text{БТ}} L_{\text{БТ}} + 0,1 \cdot q_{\text{УБТ}} L_{\text{УБТ}}) \left(1 - \frac{\rho_{\text{p}}}{\rho_{\text{T}}}\right) + p \frac{\pi d_{\text{B}}^2}{4}$$

Проверка по III теории прочности:

$$\sqrt{(\sigma'_{\text{p}} + A\tau^2)} \leq \sigma_{\text{T}} / n,$$

где  $\sigma'_{\text{p}}^2$  – усилие растяжения в процессе бурения, МПа, по формуле:

$$\sigma'_{\text{p}} = \frac{Q'_{\text{p}}}{\frac{\pi}{4} (d_{\text{H}}^2 - d_{\text{B}}^2)}$$

Полученные значения сравниваются с табличными данными по выбранной группе прочности материала труб.

### 2.3.7. Крепление скважины

Процесс крепления скважины состоит из нескольких технологических операций, обеспечивающих закрепление стенок скважины и длительную изоляцию пластов друг от друга, а также от дневной поверхности.

С учетом назначения и выбранной конструкции скважины необходимо сделать анализ условий работы обсадных колонн в скважине и выполнить прочностные расчеты с целью обоснования способа их спуска и цементирования.

Прежде всего, оценивается возможность реализации способа, предусматривающего спуск колонн в один прием и сплошное цементирование при условии сохранения целостности пластов и устьевого оборудования под действием давления в гидравлической системе, а также предупреждения газодонефтепроявлений при ОЗЦ.

Обосновывается выбор тампонажного раствора и буферной жидкости. С учетом давлений поглощения в интервале цементирования выбирается плотность тампонажного раствора и определяется необходимое количество материалов для цементирования.

Обосновывается выбор цементировочного оборудования, режимов его работы и рассчитывается продолжительность процесса цементирования.

Выбирается способ испытания обсадных колонн на герметичность, и рассчитываются возможные значения давления опрессовки и снижения уровня раствора в колонне. Выполняется расчет секций обсадных колонн по избыточным давлениям.

Поскольку гидродинамическое давление зависит от плотности тампонажного раствора и его реологических характеристик, решать данную задачу целесообразно методом последовательных приближений. Для этого задается верхняя и нижняя границы возможных вариаций плотности тампонажного раствора:

$$\rho_{цр}^n = \rho_{пж} + 200 ;$$

$$\rho_{цр}^n = \frac{P_{гр} - \rho_{пж}gh}{g(L_{сл} - h)} ,$$

где  $\rho_{пж}$  - плотность промывочной жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $L_{сл}$  - глубина залегания подошвы наиболее слабого пласта, м;  $h$  - уровень тампонажного раствора от устья, м.

При этом следует учитывать, что чем меньше плотность тампонажного раствора, тем, как правило, хуже качество образующегося цементного камня. Также следует учесть, что если

не оговорены специальные условия, интервал продуктивного пласта и зона на 300 – 500 м выше должна цементироваться цементным раствором нормальной плотности (1800 – 1900 кг/м<sup>3</sup>).

### **Расчет одноступенчатого цементирования обсадных колонн**

Определение необходимого объема буферной жидкости:

$$V_{б.ж.} = 0,785(d_{скв}^2 - d_{н.тр}^2)h,$$

где  $d_{скв}$  – диаметр скважины;  $d_{н.тр}$  – диаметр обсадной колонны;  $h$  – высота подъема буферной жидкости в кольцевом пространстве ( $h = 200$  м).

Определение необходимого объема цементного раствора:

Необходимый объем цементного раствора будет складываться из нескольких объемов:

$$V_{ц.р.} = V_1 + V_2 + V_3,$$

где  $V_1$  – объем межтрубного пространства;  $V_2$  – объем затрубного пространства;  $V_3$  – объем цементного стакана ниже стоп-кольца.

$$V_1 = 0,785(d_{в.пр.}^2 - d_n^2)h_1;$$

$$V_2 = 0,785(d_{скв}^2 - d_n^2)(H - h_1)k_1;$$

$$V_3 = 0,785d_{вн}^2h_2,$$

где  $H$  – глубина спуска рассчитываемой колонны;  $h_1$  – глубина спуска предыдущей колонны;  $h_2$  – высота цементного стакана ( $h_2 = 20$  м);  $k_1$  – коэффициент, учитывающий неровности стенок скважины ( $k_1 = 1,1$ ).

Определение необходимого объема продавочной жидкости:

$$V_{пр.ж.} = 0,785d_{вн}^2(H - h_2)k_2,$$

где  $k_2$  – коэффициент сжимаемости продавочной жидкости ( $k_2 = 1,05$ ).

Определение количества сухого цемента:

$$M_{с.ц.} = k_{ц.}mV_{ц.р.},$$

где  $k_{ц}$  – коэффициент, учитывающий потери сухого цемента при разгрузочных работах (1,03-1,05);  $V_{ц.р.}$  – расчетный объем цементного раствора;  $m$  – масса сухого цемента в 1 м<sup>3</sup> раствора заданной плотности:

$$m = \frac{\rho_{ц.р.}}{1+В/Ц},$$

Определение количества воды, необходимого для затворения:

$$V_{в} = \frac{В/Ц \cdot M_{с.ц.}}{\rho_{в}} k_{в},$$

где В/Ц – водоцементное отношение (для цементных растворов нормальной плотности (1800-1900 кг/м<sup>3</sup>) – 0,4-0,55; для облученных растворов – 0,6 - 1,2);  $k_{в}$  – коэффициент, учитывающий потери воды при разгрузочных работах (1,03 - 1,05);  $\rho_{в}$  – плотность воды (1,01 г/см<sup>3</sup>).

Определение числа цементосмесительных машин:

$$n_{см} = \frac{M_{с.ц.}}{\rho_{ц} V_{б}},$$

где  $\rho_{ц}$  – насыпная плотность цементного порошка (1100-1400 кг/м<sup>3</sup>);  $V_{б}$  – объем бака цементосмесительной машины.

Расчет числа цементировочных агрегатов:

$$n_{ц.а.} = \frac{0,785(d_c^2 - d_n^2)\omega}{Q_{ц.а.}^{IV}} + 1,$$

где  $d_c$  – диаметр скважины;  $d_n$  – наружный диаметр обсадной колонны;  $\omega$  – скорость восходящего потока цементного раствора в затрубе (около 1,5 м/с);  $Q_{ц.а.}^{IV}$  – подача цементировочного агрегата на 4 передаче.

Расчет времени цементирования:

$$t_{цем-ия} = t_{пр.ц.р.} + t_{б.ж.} + t_{ц.р.} + t_{б.ж.},$$



где  $t_{\text{пр.ц.}}$  – время приготовления цемента;  $t_{\text{б.ж.}}$  – время прокачки буфера;  $t_{\text{ц.р.}}$  – время прокачки раствора;  $t_{\text{п.ж.}}$  – время прокачки продавки.

$$t_{\text{пр.ц.}} = \frac{V_{\text{ц.р.}}}{Q_{\text{см}} n_{\text{см}}} ;$$

$$t_{\text{б.ж.}} = \frac{V_{\text{б.ж.}}}{Q_{\text{ц.а.}}^{\text{IV}} n_{\text{ц.а.}}} ;$$

$$t_{\text{ц.р.}} = \frac{V_{\text{ц.р.}}}{Q_{\text{ц.а.}}^{\text{IV}} n_{\text{ц.а.}}} ;$$

$$t_{\text{пр}} = \frac{V_{\text{пр}} 0,9}{Q_{\text{ц.а.}}^{\text{IV}} n_{\text{ц.а.}}} + \frac{V_{\text{пр}} 0,1}{Q_{\text{ц.а.}}^{\text{I}}} ,$$

где  $V_{\text{буф}}$  – расчетный объём буфера;  $V_{\text{пр.}}$  – расчётный объём продавки;  $Q_{\text{ц.а.}}^{\text{I}}$  – подача цементировочного агрегата на 1 передаче;  $Q_{\text{см}}$  – производительность цементосмесительной машины.

Определение времени начала схватывания цемента:

$$t_{\text{нс}} \geq \frac{t_{\text{цем-ия}}}{0,75} .$$

После расчета необходимо представить схему расстановки цементировочной техники

При определении наружных давлений, действующих на обсадную колонну, руководствуются следующими условиями.

В незацементированной зоне наружное давление на колонну определяют по формуле:

$$P_{\text{н}} = \rho_{\text{пж}} g z ,$$

где  $z$  – глубина от устья скважины до уровня цемента, м.

До затвердевания цемента наружное давление по всей длине колонны определяют на момент окончания процесса продавливания тампонажного раствора и рассчитывают с учетом давления составного столба промывочной жидкости и тампонажного раствора:

$$P_{\text{нц}} = \rho_{\text{пж}} + \rho_{\text{цр}} g(h - z),$$

После затвердевания цемента в зацементированной зоне в интервале межколонного пространства, наружное давление определяют по давлению составного столба бурового раствора и гидростатического столба воды плотностью  $\rho_{\text{гс}} = 1100 \text{ кг/м}^3$

$$P_{\text{н}} = \rho_{\text{пж}} g z + \rho_{\text{гс}} g(h - z),$$

При определении внутренних давлений, действующих на обсадную колонну, руководствуются следующими соображениями.

Для нефтяных скважин внутреннее давление в период ввода в эксплуатацию при закрытом устье определяют по формуле:

$$P_{\text{в}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} g h,$$

где  $\rho_{\text{н}}$  - плотность нефти.

При испытании колонны на герметичность вычислим давление опрессовки по формуле:

$$P_{\text{в}} = P_{\text{опр.}} + \rho_{\text{ж}} g h;$$

$$P_{\text{опр.}} = [P_{\text{опр.}}] \cdot 1,1,$$

где  $[P_{\text{опр.}}]$  - табличное значение давления опрессовки для данной колонны (табл. 14),  $\rho_{\text{ж}}$  - плотность жидкости опрессовки.

Таблица 14

**Давления опрессовки обсадных колонн**

Наружный диаметр колонны, мм	Значение минимального опрессовочного давления на устье, МПа
114 – 127	15,0
140 – 146	12,5
168	11,5
178 – 194	9,5
219 – 245	9,0
273 – 351	7,5
377 – 508	6,5

В конце времени эксплуатации скважины устьевое давление равно нулю, так как пласт истощен. Уровень жидкости в скважине определим из уравнений:

$$P_{\text{в}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} g h ,$$

$$P_{\text{в}} = 0 ,$$

$$z = L - \frac{P_{\text{плкэ}}}{\rho_{\text{н}} g} ,$$

где  $P_{\text{плкэ}}$  - пластовое давление в конце эксплуатации.

Внутренние избыточные давления равны разности давлений при опрессовке и наружных давлений после затвердевания цемента:

$$P_{\text{ви}} = P_{\text{в}} - P_{\text{н}} .$$

Наружные избыточные давления равны разности наружных давлений после ОЗЦ и внутреннего давления в конце эксплуатации.

Необходимо также учитывать коэффициент разгрузки  $K = 0,25$ :

$$P_{\text{ни}} = P_{\text{н}} - P_{\text{в}} ,$$

$$P_{\text{ни}} = P_{\text{ни}} (1 - K) .$$

По результатам расчета строятся графики наружных, внутренних и избыточных давлений.

Подбор компоновки эксплуатационной колонны ведется по эпюрам наружных избыточных давлений с учетом внутренних давлений и страгивающих нагрузок.

Первая секция колонны должна перекрыть продуктивные пласты и иметь дополнительные 50 м, поэтому  $l_1 = h_{\text{прод.пл.}} + 50$  м. Рассмотрим значение наружного избыточного давления в верхней части первой секции. С учетом коэффициента запаса прочности  $n_1 = 1,3$  трубы первой секции должны выдерживать давление:

$$P_{\text{ни}} = n_1 \cdot P_{\text{ни}}, \text{ МПа.}$$

где  $n_1$  - коэффициент запаса прочности при расчете на смятие принимается равным 1,0-1,3 для секций, находящихся в пределах эксплуатационного объекта в зависимости от устойчивости коллектора. Зона эксплуатационного объекта включает в себя толщину (мощность) пласта, увеличенную на 100 м (по 50 м выше

кровли и ниже подошвы пласта). Для остальных интервалов коэффициент запаса прочности на смятие принимается равным 1,0.

Выбираем трубы (группу прочности и толщину стенки) для первой секции.

Определим вес первой секции:

$$Q_1 = q_1 l_1, \text{ кН},$$

где  $q_1$  – вес 1 метра первой секции, Н/м;  $l_1$  – длина первой секции, м.

Трубы проверим на действие внутренних избыточных давлений:

$$\frac{P_{Т1}}{P_{ви}} > [n_2],$$

где  $P_{Т}$  – Внутренние давления, при которых напряжение в теле трубы достигает предела текучести, МПа,  $n_2$  – коэффициент запаса прочности на внутреннее давление (табл. 15).

Таблица 15

**Коэффициент запаса прочности на внутреннее давление**

Диаметр труб, мм	Обсадные трубы по исполнению	
	Б	А
114 – 219	1,15	1,15
Свыше 219	1,45	1,15

Для второй секции выберем трубы с меньшей толщиной стенки. Определим критическое давление для труб второй секции с учетом растягивающих нагрузок от веса первой секции:

$$P'_{кр2} = P_{кр2} \left( 1 - 0,3 \frac{Q_1}{Q_{T2}} \right), \text{ МПа.}$$

где  $P_{кр2}$  – критическое давление для обсадных труб, МПа,  $Q_{Т}$  – Растягивающие нагрузки, при которых напряжения в теле трубы достигают предела текучести, кН

Чтобы определить длину второй секции, выбираются трубы для третьей секции с необходимой толщиной стенки и группой прочности. И определяется, с какой глубины они могут быть установлены (по графику избыточных давлений). Следовательно, найдем длину и вес второй секции труб:

$$l_2 = L_{СКВ} - l_1 - l_3,$$

$$Q_2 = q_2 \cdot l_2, \text{ кН.}$$

Затем определим критическое давление для труб третьей секции с учетом растягивающих нагрузок от веса труб предыдущих секций:

$$Q_{12} = Q_1 + Q_2, \text{ кН,}$$

$$P'_{кр3} = P_{кр3} \left( 1 - 0,3 \frac{Q_{12}}{Q_{Т3}} \right), \text{ МПа.}$$

Далее рассчитывается четвертая секция. Выбирается группа прочности труб и толщина стенки. Определяется, с какой глубины они могут быть установлены (по графику избыточных давлений). Длина и вес третьей секции равны:

$$l_3 = L_{скв} - l_1 - l_2 - l_4,$$

$$Q_3 = q_3 \cdot l_3, \text{ кН.}$$

Далее рассчитываем:

$$Q_{123} = Q_1 + Q_2 + Q_3, \text{ кН,}$$

$$P'_{кр4} = P_{кр4} \left( 1 - 0,3 \frac{Q_{123}}{Q_{Т4}} \right), \text{ МПа.}$$

Уточняется, с какой глубины могут быть установлены трубы четвертой секции (по графику избыточных давлений). Уточненная длина и вес третьей секции:

$$l'_3 = L_{скв} - l_1 - l_2 - l_4,$$

$$Q'_3 = q_3 \cdot l'_3, \text{ кН.}$$

Длину и вес четвертой секции выберем по формулам:

$$l_4 = \frac{[P_4] - Q_{123}}{q_4}, \text{ м,}$$

$$[P_4] = \frac{P_{стр}}{n_{стр}}, \text{ кН,}$$

$$Q_{123} = Q_1 + Q_2 + Q_3', \text{ кН,}$$

$$Q_4 = q_4 \cdot l_4, \text{ кН.}$$

где  $P_{\text{стр}}$  – Страгивающие нагрузки для соединения обсадных труб, рассчитанные по формуле Яковлева – Шумилова, кН.

Таблица 16

**Коэффициент страгивания для обсадных колонн**

Диаметр труб, мм	Длина колонны, м	$[n_{\text{стр}}]$
114 – 168	до 3000	1,15
	более 3000	1,30
178 – 245	до 1500	1,30
	более 1500	1,45
273 – 324	до 1500	1,45
	более 1500	1,60
Более 324	до 1500	1,60
	более 1500	1,75

Трубы четвертой секции проверим на действие внутреннего избыточного давления (по графику избыточных давлений, на уровне верхнего конца 4 секции):

$$\frac{P_{\text{Г}}}{P_{\text{ви}}} > [n_2] = 1.15.$$

Далее должны быть установлены трубы пятой секции. Рассчитаем их допустимую длину, нагрузку и вес:

$$l_5 = \frac{[P_5] - Q_{1234}}{q_5}, \text{ м,}$$

$$[P_5] = \frac{P_{\text{стр}}}{n_3}, \text{ кН,}$$

$$Q_{1234} = Q_{123} + Q_4, \text{ кН,}$$

$$Q_4 = q_5 \cdot l_5, \text{ кН.}$$

Проверим трубы пятой секции на действие внутренних избыточных давлений:

$$\frac{P_T}{P_{ви}} \Rightarrow [n_2] = 1.15.$$

При необходимости последующие секции рассчитываются по примеру пятой секции. Суммарная длина секций должна быть равна длине рассчитываемой обсадной колонны.

### 2.3.8. Выбор буровой установки

Исходными данными при выборе буровой установки являются проектная глубина и конструкция скважины.

Параметр максимальная грузоподъемность характеризует предельно допустимое значение нагрузки на крюке, которое не может быть превышено при выполнении любых технологических операций в процессе всего цикла строительства скважины (вертикальные нагрузки от веса буровой колонны, находящейся в скважине, обсадных труб, спускаемых в скважину, а также нагрузки, возникающей при ликвидации аварий и осложнений в скважине).

Условие выбора буровой установки:

$$G_{max} \leq (H_{рек} + 0,1 \cdot H_{рек}) \cdot q,$$

где  $G_{max}$  - максимальный вес буровой колонны или колонны обсадных труб,  $H_{рек}$  - рекомендуемая глубина бурения,  $q$  - вес 1 м буровых труб или колонны обсадных труб, Н/м.

Максимальные допустимые нагрузки на крюке с учётом коэффициента грузоподъёмности - 0,9 для ОК и 0,6 для БК:

От веса буровой колонны:

$$G_{max}^{БК} = \frac{G_{БК}}{0,6}, \text{ кН},$$

От веса обсадной колонны:

$$G_{max}^{ОК} = \frac{G_{ОК}}{0,9}, \text{ кН}.$$

где  $G_{БК}$  - максимальный вес буровой колонны (можно принять из расчета буровой колонны на растяжение при подъеме);  $G_{ОК}$  - максимальный вес обсадной колонны.

По полученным данным (максимальному весу колонны и проектной глубине скважины) выбирается оптимальная буровая установка.

### **2.3.9. Вторичное вскрытие, испытание и освоение скважины**

С учетом вида пластового флюида, коллекторских свойств продуктивного пласта и коэффициента аномальности пластового давления выбираются способ перфорации эксплуатационной колонны, способ вызова притока флюида из пласта и схема оборудования устья скважины при освоении.

Определяется тип пластоиспытателя, даются его характеристики и последовательность испытания перспективных объектов в разрезе скважины и порядок выполнения связанных с этим работ.

В зависимости от величины ожидаемого пластового давления в продуктивном горизонте и ожидаемой продолжительности простоя скважины до ввода ее в эксплуатацию выбирается способ консервации скважины, обеспечивающий сохранность коллекторских свойств продуктивного пласта.

## **2.4. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ**

Специальная часть проекта даёт студенту возможность продемонстрировать свои способности к самостоятельной творческой разработке одного из актуальных вопросов заканчивания скважин с широким использованием литературных источников, промысловых данных, собственных наблюдений в период производственной практики и лабораторных исследований.

Эта часть проекта может служить основой доклада на студенческих научных конференциях и конкурсах научно-исследовательских работ. Выбор темы специальной части должен быть сделан студентом в период производственной практики по согласованию с её руководителем от предприятия и подтверждён при оформлении задания на курсовой проект.



## **2.5. ТЕХНИКО-ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ**

В этом разделе разрабатываются организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасных условий работы на буровых и охраны недр, как в процессе бурения, так и после завершения проходки скважины и ее ликвидации, а также по уничтожению отходов технологического процесса и рекультивации земель, отведенных для выполнения буровых работ.

## **2.6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Формулируются основные защищаемые положения проекта, направленные на совершенствование технических средств и технологии бурения, предусмотренных проектом, улучшение условий труда и повышения экологической безопасности работ.

## **3. ОФОРМЛЕНИЕ ПРОЕКТА**

Объем пояснительной записки не должен превышать 25-50 страниц формата А4, напечатанного через 1,5 интервала (без учета графического материала и приложений). Оформление текстовой части выполняется на компьютере в формате MS Word, большие таблицы, занимающие отдельный лист - в формате MS Excel.

Тип шрифта для текста Times New Roman, прямой. Размер шрифта в тексте - 12, заголовки и другая рубрикация - 14. Выравнивание для абзаца двустороннее, а для заголовка - по центру. Слова в заголовках не разрываются, а переносятся целиком. Для оформления таблиц рекомендуется шрифт размера 10 или 11.

Математические выражения и расчетные формулы, используемые в тексте проекта, должны располагаться в центре строки. Если в тексте более одной формулы, их нумеруют справа арабскими цифрами в круглых скобках. Нумерация формул - по главам. Значения применяемых в формуле символов должны быть расшифрованы при первом их использовании с указанием их смысла, конкретного значения, размерности и источника, из которого они взяты или получены. При необходимости производится расчет отдельных символов.

В качестве графического материала могут быть представлены технические схемы и чертежи, технологические схемы, графики, алгоритмы расчетов и другие материалы. Иллюстрации, занимающие отдельную страницу, размещаются на странице, следующей за первой ссылкой на данную иллюстрацию. Небольшие иллюстрации размещаются после первой ссылки в тексте работы на данную иллюстрацию. Графический материал выполняется средствами компьютерной графики или от руки. Возможно включение в пояснительную записку четких фотографий, в качестве рисунков. Рисунки и таблицы должны иметь наименование и нумеруются по главам арабскими цифрами.

Обязательным приложением к проекту является геолого-технический наряд (ГТН) на бурение скважины, который выполняется в зависимости от объема на листе формата А1 или А2. Второй технический лист с графическим материалом, как правило, по специальной части проекта по согласованию с руководителем курсового проектирования может быть формата А1 или А2. Все чертежи должны выполняться с соблюдением существующих стандартов.

## РЕКОМЕНДАТЕЛЬНЫЙ БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Басарыгин Ю.М.* Технология бурения нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. М.: Недра, 2001.
2. *Ганджумян Р.А.* Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин / Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Б.А. Никитин. М.: Недра, 2000.
3. *Иогансен К.В.* Спутник буровика. М.: Недра, 1990.
4. *Калинин А.Г.* Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008.
5. *Калинин А.Г.* Справочник инженера-технолога по бурению глубоких скважин / А.Г. Калинин, Р.А. Ганджумян, А.Г. Мессер. М.: Недра, 2005.
6. *Литвиненко В.С.* Основы бурения нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие / В.С. Литвиненко, А.Г. Калинин. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2009.
7. *Николаев Н.И.* Расчеты заканчивания скважин. Учебное пособие / Н.И. Николаев, П.А. Блинов, А.Н. Дмитриев. СПб., Изд-во Горного университета, 2012.
8. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» / Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Приказ от 12 марта 2013 г. №101.
9. *Рябокоть С.А.* Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. Краснодар, 2009.
10. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. Ч. I. / Юртаев С.Л., Турицына М.В., Леушева Е.Л. и др. Нижневартовск: Изд-во НВГУ, 2014, 243с.
11. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. Ч. II. / Юртаев С.Л., Турицына М.В., Леушева Е.Л. и др. Нижневартовск: Изд-во НВГУ, 2014, 260с.
12. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. Ч. III. / Юртаев С.Л., Турицына М.В., Леушева Е.Л. и др. Нижневартовск: Изд-во НВГУ, 2014, 232с.
13. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. Ч. IV. / Юртаев С.Л., Турицына М.В., Леушева Е.Л. и др. Нижневартовск: Изд-во НВГУ, 2014, 205с.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

## КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

по дисциплине \_\_\_\_\_  
(наименование учебной дисциплины согласно учебному плану)

## ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Тема работы: \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Автор: студент гр. \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ /  
(шифр группы) (подпись) (Ф.И.О.)

Оценка: \_\_\_\_\_

Дата: \_\_\_\_\_

Проверил:  
руководитель работы \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ /  
(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

Санкт-Петербург  
20\_\_ г.

## СОДЕРЖАНИЕ

1. Цели и назначение.....	3
2. Структура курсового проекта и требования к содержанию его основных разделов.....	3
2.1 Введение.....	4
2.2 Геологическая часть .....	4
2.3 Техничко-технологическая часть.....	5
2.3.1 Выбор конструкции скважины.....	5
2.3.2 Выбор типа и расчет количества бурового раствора.....	13
2.3.3 Обоснование выбора способа бурения скважины....	18
2.3.4 Выбор породоразрушающего инструмента.....	19
2.3.5 Проектирование режимно-технологических параметров бурения.....	21
2.3.6 Выбор компоновки и расчет колонны бурильных труб.....	24
2.3.7 Крепление скважины.....	28
2.3.8 Выбор буровой установки.....	37
2.3.9 Вторичное вскрытие, испытание и освоение скважины.....	38
2.4 Специальная часть.....	39
2.5 Техничко-экологическая безопасность проведения работ.....	39
2.6 Заключение.....	39
3. Оформление проекта.....	39
Рекомендательный библиографический список.....	42
Приложение .....	43