

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

Кафедра бурения скважин

БУРЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Методические указания к курсовой работе
для студентов специальности 21.05.06

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2021

УДК 622.244.4.06 + 622.245.42 (073)

БУРЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН: Методические указания к курсовой работе. Сост.: *Е.Л. Леушева, В.А. Моренов, К.С. Купавых*. СПб, 2021. 37 с.

В методическом указании к курсовой работе изложены материалы необходимые при написании курсовой работы по дисциплине «Бурение нефтегазовых скважин», представлена структура отчета, основные методики расчета и рекомендуемый библиографический список.

Предназначены для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовые техника и технологии специализации «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Научный редактор проф. *Н.И. Николаев*

Рецензент к.т.н. *И.А. Лягов* (ООО «Перфобур»)

© Санкт-Петербургский
горный университет, 2021

БУРЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

*Методические указания к курсовой работе
для студентов специальности 21.05.06*

Сост. *Е.Л. Леушева, В.А. Моренов, К.С. Купавых*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой
бурения скважин

Ответственный за выпуск *Е.Л. Леушева*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 10.06.2021. Формат 60×84/16.
Усл. печ. л. 2,2. Усл.кр.-отт. 2,2. Уч.-изд.л. 1,9. Тираж 75 экз. Заказ 579.

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

Общие положения

Цель курсовой работы - закрепление и углубление знаний, полученных студентами при теоретическом изучении курса «Бурение нефтегазовых скважин», развитие навыков самостоятельной работы со специальной и справочной литературой при решении конкретных инженерных задач нефтегазового производства.

Курсовая работа, по сути, проект, который составляется на бурение нефтяных и/или газовых скважин для конкретных геолого-технических условий в соответствии с заданием, которое выдается индивидуально каждому студенту на основе материалов предоставленных самим студентом или предложенных преподавателем.

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 состоит из пояснительной записки, графического материала и приложений.

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»

1. Порядок оформления пояснительной записки

Объем пояснительной записки не должен превышать 30-60 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 курсового 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 курсовому проекту является геолого-технический наряд (ГТН) на бурение скважины, который выполняется на листе формата А2. Второй технический лист (при наличии) 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.

2. Структура пояснительной записки

Пояснительная записка к курсовой работе должна включать в себя:

- титульный лист пояснительной записки;
- задание на выполнение курсовой работы;
- аннотацию;

- оглавление (при наличии разделов работы);
- введение;
- основные разделы пояснительной записки;
- специальная часть
- заключение;
- список использованных источников;
- текстовые и графические приложения.

Название, оглавление и содержание курсовой работы согласовываются с руководителем. При изложении материала и проведении необходимых расчетов нужно обосновывать правильность выбора исходных данных и методик, давать ссылки на используемые при этом литературные источники, указывая в квадратных скобках порядковый номер того или иного источника по списку использованной литературы. Список использованной литературы составляется в алфавитном порядке с указанием порядкового номера, фамилии и инициалов автора, заглавия книги, места издания, издательства и года издания. Для статьи указывается ее заглавие, название журнала или сборника, его номер или номер выпуска. В список использованной литературы заносятся только источники, на которые имеются ссылки в тексте.

Пояснительная записка должна быть написана четко, ясно, конкретно и кратко. В тексте допустимы только общепринятые сокращения слов и словосочетаний, терминология должна соответствовать ГОСТ 7.32-2001. Все страницы пояснительной записки следует пронумеровать, нумерация должна быть сквозной, начиная с титульного листа, на котором номер страницы не ставится.

Титульный лист

Титульный лист работы оформляется в соответствии с правилами оформления титульных листов Санкт-Петербургского горного университета.

Задание на курсовое проектирование

Задание выдается руководителем курсовой работы и утверждается заведующим кафедрой бурения скважин. Задание на курсовую работу переплетается после титульного листа и в нумерацию страниц записки не включается.

Аннотация

Выполняется на русском и на иностранном (английский, французский, немецкий, испанский) языках. Объем до одной страницы. В ней указывается цель работы и с предельной краткостью излагается его содержание. Приводятся сведения об объеме пояснительной записки (в страницах), количестве таблиц, иллюстраций, графических листов и приложений.

3. Структура курсовой работы и требования к его содержанию

Введение

Указывается целевое назначение проектируемых работ и формулируются основные задачи, которые будут решаться в процессе их выполнения. Приводятся исходные данные, характеризующие, объемы буровых работ: глубины скважин, углы наклона, количество буровых бригад или сроки проведения буровых работ. Объем 0,5-1 страница.

1. Геологическая часть

Приводится краткая физико-географическая характеристика района. Стратиграфическая и литологическая характеристика разреза по площади, включающая в себя петрографическое описание, состав, строение и изменчивость основных пород, слагающих разрез, условия их залегания, гидрогеологические и тектонические условия. Особое внимание следует обратить на факторы, определяющие физико-механические свойства вмещающих пород и пород продуктивного пласта, их твердость, буримость, абразивность, устойчивость и проницаемость по интервалам бурения. В геологическом разрезе необходимо установить тектонические особенности и условия залегания пород, возможные углы встречи пластов скважиной; **привести данные о**

газонетфеводоносности разреза, об **ожидаемых градиентах пластовых**, поровых, геостатических давлениях, **давлений гидроразрыва пород**, о геостатических температурах. Определить условия вскрытия и освоения продуктивного пласта; выделить интервалы возможных осложнений при бурении, их виды и интенсивность по интервалам бурения. Для более наглядного представления имеющихся геологических данных рекомендуется представлять их в виде таблиц.

Формулируется целевое назначение скважины и обосновывается система разведки или разработки месторождения или его участка. Определяются конкретные задачи, решаемые проектируемыми буровыми работами.

2. Технико-технологическая часть

Данная часть курсовой работы должна состоять из следующих основных пунктов:

- Расчет и построение графика совмещенных давлений.
- Расчет конструкции скважины и её схема (с учетом геологического строения разреза и типом вскрытия продуктивного пласта).
- Выбор породоразрушающего инструмента (ПРИ).
- Выбор способа бурения.
- Режимные параметры бурения.
- Разработка составов буровых растворов.
- Расчет диаметров бурильных труб (БТ) и утяжеленных бурильных труб (УБТ).
- Расчет БТ на прочность.
- Крепление скважины.
- Расчет обсадных колонн (ОК) на прочность.
- Освоение скважины.

- Заключительные работы на скважине.

Содержание каждого из разделов обосновывается с учётом существующих отраслевых руководств и инструкций.

График совмещенных давлений и конструкция 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.

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:

$$k_{ногл} = \frac{P_{ногл}}{\rho_B \cdot g \cdot h}$$

Индекс давления гидроразрыва:

$$k_{зр} = \frac{P_{зр}}{\rho_B \cdot g \cdot h}$$

Относительная плотность: $\rho_0 = k_a \cdot k_p$,

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа, $P_{ногл}$ – давление поглощения, МПа, $P_{зр}$ – давление гидроразрыва, МПа, k_p - коэффициент резерва, если

глубина скважины до 1200 м, то 1,1 - 1,15, если глубина скважины больше 1200 м, то 1,05; h – глубина скважины, м.

Расчет пластовых давлений и давлений поглощения (гидроразрыва) рекомендуется рассчитывать исходя из градиентов соответствующих давлений, которые должны быть представлены в первой главе работы. **При отсутствии данных по давлению поглощения (гидроразрыва)** можно воспользоваться формулой К.В. Гаврилкевича:

$$P_{\text{грп}} = 0,0083H_{\text{пл}} + 0,66P_{\text{пл}}.$$

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. При этом глубина спуска направления определяется необходимостью предупреждения размыва и разрушения устья скважины и в зависимости от условий бурения может изменяться от трех до нескольких десятков метров. 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. Глубина спуска промежуточной колонны определяется условиями безопасного бурения скважины открытым стволом, интервал которого может достигать 2500-3000 м. 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.

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 ожидаемому дебиту скважины (табл. 1).

Таблица 1

Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн

Нефтяные скважины		Газовые скважины	
Дебит, м ³ /сут	Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Дебит, тыс. м ³ /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:

$$D_{д} = d_{м} + 2 \cdot \delta$$

где d_m - наружный диаметр соединительной муфты обсадной колонны, δ - радиальный зазор между муфтой обсадной колонны и стенкой скважины (табл. 2), мм.

Таблица 2

Радиальные зазоры						
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 ГОСТ подбираются ближайший больший размер долота.

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

$$d_{вн} = D_{д} + 2 \cdot \Delta$$

где Δ – радиальный зазор между долотом и стенкой обсадной трубы, обычно принимается 3÷10 мм. Далее по ГОСТ подбираются ближайшее большее значение внутреннего диаметра колонны и указывается наружный диаметр и толщина стенки подобранной колонны.

Полученные данные сводятся в таблицу.

Высота подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве и конструкция забоя скважины определяются на основании действующих инструкций и методических материалов. По существующим правилам по всей длине цементируются направление и кондуктор, а также промежуточные и эксплуатационные колонны в разведочных и газовых скважинах. Для нефтяных эксплуатационных скважин допускается цементирование не до устья.

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.

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

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 турбинный. 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.

Проектирование режимно-технологических параметров бурения

После принятия решения о способе бурения, типах используемых долот, забойных двигателях и плотности буровых растворов 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.

Осевая нагрузка на долото:

$$P_{\partial} = P_{y\partial} \cdot D_{\partial},$$

где $P_{y\partial}$ - удельная нагрузка на единицу диаметра рассматриваемого долота; D_{∂} - диаметр долота для бурения под направление, мм.

Рекомендуемые значения $P_{y\partial}$ приведены в табл. 3.

Таблица 3

Рекомендуемые значения удельной нагрузки

Горные породы	$P_{y\partial}$, 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. 4. Кроме этого необходимо произвести выбор ротора, исходя из максимального диаметра долота при бурении данной скважины.

Таблица 4

Рекомендуемая частота вращения ротора

Глубина скважины H , м	Частота вращения долота, n , мин ⁻¹ 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 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_1 из условия нормальной очистки забоя определяется по формуле:

$$Q_1 = q \cdot F_3$$

где F_3 - площадь забоя, q - удельный расход жидкости, необходимый для удовлетворительной очистки забоя (для бурения турбобуром принимаем $q = 0,60 - 0,70$ м³/с, при роторном $q = 0,50 - 0,60$ м³/с).

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

Расход, обеспечивающий вынос шлама $Q^{ви}$ 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 $V_{восх} = 0,4-0,7$ м/с.

$$Q^{сш} \geq \frac{\pi}{4} (D_c^2 - D^2) \cdot V_{восх}$$

Далее из двух полученных расходов выберем наибольший расход (Q_I или $Q^{сш}$), исходя из условий, полученных при расчетах по принятым ранее интервалам бурения. Рекомендуется, полученные данные представить в виде таблицы, в которой должны быть представлены значения: Q_I , $Q^{сш}$ и Q .

Выбор типа 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.

Плотность бурового раствора выбирается с учетом величины пластового давления $P_{пл}$ 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.

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 1,5 МПа; 5 % в интервале от 1200 м до проекта, но не более 2,5 - 3,0 МПа.

Состав и другие параметры бурового раствора выбираются для бурения различных интервалов скважины с учетом рекомендаций, которые конкретизируются для заданных условий бурения с указанием рецептов 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.

Количество очистного агента для бурения скважины:

$$V_{бр} = +V_{цс} + K_3 V_{скв},$$

где $V_{цс}$ – объем циркуляционной желобной системы ($4 \div 7 \text{ м}^3$);
 $K_3 = 2$ – коэффициент запаса.

Объем скважины рассчитывается из геометрических размеров скважины с учетом коэффициента кавернозности для открытых (необсаженных) участков скважины.

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. Студент должен для каждого интервала скважины регламентировать показатели бурового раствора с учетом выбранного типа и особенностей геологического разреза.

Обязательными для регламентации являются: плотность бурового раствора (ρ , кг/м³); условная вязкость (УВ, с); статическое напряжение сдвига (θ через 1 и 10 мин, дПа); динамическое напряжение сдвига ($\dot{\gamma}$, дПа), структурная вязкость (η , Па*с), показатель фильтрации (Φ , см³ за 30 мин.); толщина фильтрационной корки (δ , мм); водородный показатель (рН).

Для каждого из выбранных типов бурового раствора с учетом регламентированных показателей определяется ассортимент материалов и реагентов для их приготовления и при необходимости производятся соответствующие расчеты.

Выбор компоновки и расчет колонны бурильных труб

При выборе компоновки колонны бурильных труб в качестве исходной информации используются: диаметр обсадной колонны на предыдущем интервале бурения, способ бурения, условия бурения по сложности, диаметр и вес утяжеленных бурильных труб (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 УБТ, предназначенных для создания осевых нагрузок на долото и предупреждения самопроизвольного

искривления скважины. Отношение диаметра УБТ к диаметру долота должно составлять $0,75 \div 0,85$ для $D_d < 295,3$ мм и $0,65 \div 0,75$ 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, так и многоступенчатого УБТ определяется по соответствующим методикам, которые можно найти в учебниках, представленных в рекомендуемой литературе.

Длина комплекта одноступенчатого УБТ определяется из условия:

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

где P_d - осевая нагрузка, Н; G - вес забойного двигателя, Н; $q_{УБТ}$ - масса 1 м УБТ, кг; g - ускорение свободного падения, m/c^2 ; ρ_p и ρ_m - плотность соответственно бурового раствора и материала труб, $кг/м^3$.

При выборе диаметра труб бурильной колонны (БК) необходимо обеспечить отношение диаметров БК 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:

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

где, σ_p , τ – 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 $A = 4,77$);

σ_m – предел текучести материала труб в рассматриваемом сечении (таблица 5), МПа;

n – коэффициент запаса прочности (при бурении вертикальных скважин роторным способом $n=1,4$, забойными двигателями $n=1,3$);

Таблица 5

Механические свойства материалов

Показатели	Группа прочности материала труб										
	С	Д	Е	К	Л	М	Р	Т	40ХН	40ХМФ А	Д16Т
Временное сопротив- ление разрыву, $[\sigma_p]$, МПа	490	637	687	735	784	882	980	1078	882	981	<u>392</u> 421
Предел текучести, $[\sigma_m]$, МПа	315	373	490	539	637	735	882	980	735	832	<u>255</u> 274
Отн. удлине- ние при длине образца, равной 5 диаметрам его, $[\delta]$ %	18	16	12	12	12	12	12	12	10	13	<u>12</u> 10

Пр и м е ч а н и я . 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 буровой колонны при подъеме из скважины:

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

$$Q_p = (q_{BT}L_{BT} + q_{VBT}L_{VBT} + Q_1 + Q_2)\left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m}\right) + p \frac{\pi d_e^2}{4}$$

где $L_{\text{БТ}}$, $L_{\text{УБТ}}$ – длина бурильных и утяжеленных труб соответственно, 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_e – диаметр проходного отверстия трубы, м.

Условие прочности при растяжении:

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

где Q_p – наибольшее растягивающее усилие при подъеме колонны, Н; d_n – наружный диаметр БТ, м; d_e – внутренний диаметр БТ, м; $[\sigma_p]$ – предел прочности материала труб (временное сопротивление разрыву см. в табл. 5), 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), м³.

б. Полярный момент:

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

в. Крутящий момент:

$$M_{кр} = \frac{k_d N}{\omega}$$

где k_d – коэффициент динамичности, $k_d=1,5$; ω – угловая скорость вращения, с⁻¹:

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

где n – частота вращения, мин⁻¹.

д. Подводимая мощность:

$$N = N_{xв} + N_{\partial}$$

где N_{∂} – мощность на вращение долота, Вт (см. ниже);

$N_{xв}$ – мощность холостого вращения, Вт.

для вертикальных скважин мощность холостого вращения, кВт:

$$N_{xв} = 13,5 \cdot 10^{-7} \rho_{б.р.} \cdot d_n^2 \cdot L \cdot n^{1,5} \cdot D_{\partial}^{0,5}$$

где $\rho_{б.р.}$ – плотность бурового раствора, кг/м³; L – суммарная длина бурильных труб, м;

На основании стендовых испытаний трехшарошечных долот с $D_{\partial} = 120-450$ мм мощность на вращение долота:

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

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

е. Расчет растяжения в процессе бурения Q'_p Н:

$$Q'_p = (q_{БТ} L_{БТ} + 0,1 \cdot q_{УБТ} L_{УБТ} + Q_1) \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m}\right) + p \frac{\pi d_6^2}{4}$$

Проверка по III теории прочности:

$$\sqrt{(\sigma'_p)^2 + A \tau^2} \leq \sigma_m / n$$

где σ'_p – усилие растяжения в процессе бурения, МПа, по формуле:

$$\sigma'_p = \frac{Q'_p}{\frac{\pi}{4} (d_n^2 - d_6^2)}$$

Полученные значения сравниваются с табличными данными по выбранной группе прочности материала труб (см. табл. 5).

Также необходимо подобрать КНБК. Выделяют два основных типа КНБК – жёсткие и отвесные. Жёсткие компоновки применяются для минимизации искривления ствола скважины при рациональном режиме бурения. Жёсткие компоновки характеризуются совпадением своей оси с осью скважины благодаря установке рядом с долотом и между УБТ опорно-центрирующих инструментов, препятствующих прогибу трубных элементов и увеличивающих их жёсткость.

Отвесные компоновки применяют при бурении в неустойчивых породах, а также в устойчивых, когда с использованием жёсткой компоновки набран максимально допустимый зенитный угол.

Компоновки по каждому интервалу представляются в виде таблицы с указанием массы и длины элементов входящих в КНБК. Примеры КНБК можно найти в рекомендуемой литературе.

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 потребное количество материалов для цементирования. Обосновывается выбор цементировочного оборудования, режимов его работы и рассчитывается продолжительность процесса цементирования. 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:

$$\rho_{цр}^H = \rho_{нжс} + 200;$$

$$\rho_{цр}^6 = \frac{P_{зр} - \rho_{плж} gh}{g(L_{сл} - h)},$$

где $\rho_{плж}$ - плотность промывочной жидкости, кг/м³; $L_{сл}$ - 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/м³).

Расчет одноступенчатого цементирования обсадных колонн

Определение необходимого объема буферной жидкости:

Объем буферной жидкости рассчитаем по формуле:

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

где $d_{скв}$ - диаметр скважины; $d_{н.мп}$ - диаметр обсадной колонны; h - высота подъема буферной жидкости в кольцевом пространстве (h не менее 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.

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

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

$$V_3 = 0,785d_{вн.}^2 h_2,$$

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:

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

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

Определение количества сухого цемента:

$$M_{с.ц.} = k_ц m V_{ц.р.},$$

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 м³ раствора заданной плотности:

$$m = \frac{\rho_{ц.р.}}{1 + B/C};$$

Определение количества воды, необходимого для затворения:

$$V_в = \frac{B/C \cdot M_{с.ц.}}{\rho_в} k_в,$$

где B/C – водоцементное отношение (для цементных растворов нормальной плотности (1800-1900 кг/м³) – 0,4-0,55; для облеченных 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/см³).

Определение числа цементосмесительных машин:

$$n_{см} = \frac{M_{с.ц.}}{\rho_ц V_б},$$

где $\rho_ц$ – насыпная плотность цементного порошка (1100-1400 кг/м³); $V_б$ – объем бака цементосмесительной машины.

Расчет числа цементируемых 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; ω – скорость восходящего потока цементного раствора в затрубе (около 1,5 м/с); $Q_{ц.а.}^{IV}$ – подача цементировочного агрегата на 4 передаче.

Расчёт времени цементирования:

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

где $t_{пр.ц.р}$ – время приготовления цемента; $t_{б.жс.}$ – время прокачки буфера; $t_{ц.р.}$ – время прокачки раствора; $t_{пр.жс.}$ – время прокачки продавки.

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

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

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

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

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

Определение времени начала схватывания цемента:

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

После расчета необходимо представить схему расстановки цементировочной техники для цементирования эксплуатационной колонны.

Расчет обсадной колонны на прочность:

Данный расчет сводится к определению наружных, внутренних и избыточных давлений, действующих на обсадную колонну. После расчета каждого из давлений необходимо построить соответствующие графики (изменение наружного / внутреннего давления и эпюру избыточных давлений от глубины колонны, т.е. три графика). Рекомендуется перед расчетом представить схему цементирования обсадной колонны.

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

В незацементированной зоне наружное давление на колонну определяют по формуле:

$$P_n = \rho_{нж} g z,$$

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:

$$P_n = \rho_{нж} g z + \rho_{цр} g (h - z),$$

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

$$P_n = \rho_{нж} g z + \rho_{zc} g (h - z),$$

По полученным данным построить график.

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:

$$P_в = P_{нл} - \rho_n g h,$$

где ρ_n - плотность нефти.

При испытании колонны на герметичность вычислим давление опрессовки по формуле:

$$P_e = P_{опр} + \rho_{ж}gh,$$

$$P_{опр} = [P_{опр}] \cdot 1,1,$$

где $[P_{опр}]$ - табличное значение давления опрессовки для данной колонны (табл. 6), $\rho_{ж}$ - плотность жидкости опрессовки (например, тех.вода плотность 1050 кг/м³).

Таблица 6

Минимальное давление опрессовки обсадных труб

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:

$$P_e = P_{пл} - \rho_n gh,$$

$$P_e = 0,$$

$$z = L - \frac{P_{плкэ}}{\rho_n g},$$

где $P_{плкэ}$ - пластовое давление в конце эксплуатации (при отсутствии данных, спросить у руководителя курсового проектирования).

По полученным данным построить график.

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

$$P_{вн} = P_{в} - P_{н}$$

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

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

$$P_{нн} = P_{н} - P_{в}$$

$$P_{нн} = P_{нн} (1 - K)$$

По полученным данным построить график избыточных давлений, обязательным условием является масштаб, так как дальнейшие расчеты можно проводить графическим методом.

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 $l_1 = h_{прод.пл.} + 50$ 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:

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

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; $P_{нн}$ - наружное давление, определяется по эпюре избыточных давлений, МПа.

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 одно метра первой секции, м; l_1 – длина первой секции, м.

Трубы проверим на действие внутренних избыточных давлений:

$$\frac{P_{T1}}{P_{ви}} > [n_2]$$

где P_T - Внутренние давления, при которых напряжение в теле трубы достигает предела текучести, МПа; $P_{ви}$ - внутреннее избыточное давление, определяется по эпюре избыточных давлений, МПа, n_2 – коэффициент запаса прочности на внутреннее давление, представленный в табл. 7.

Таблица 7

Коэффициент запаса прочности на внутреннее давление

Диаметр труб, мм	Коэффициент запаса прочности на внутреннее давление	
	Обсадные трубы по исполнению Б	Обсадные трубы по исполнению 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_T – растягивающие нагрузки, при которых напряжения в теле трубы достигают предела текучести, кН (табличное значение, выбирается исходя из марки стали и толщины стенки трубы); Q_1 - вес первой секции.

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:

$$l_2 = L_{скв} - l_1 - l_3,$$
$$Q_2 = q_2 \cdot l_2, \text{кН.}$$

Также проверим трубы на действие внутренних избыточных давлений:

$$\frac{P_{Т2}}{P_{ви}} > [n_2]$$

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). Соответственно 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:

$$l_3' = L_{\text{свб}} - l_1 - l_2 - l_4$$

$$Q_3' = q_3 \cdot l_3', \text{кН.}$$

Также необходимо проверить трубы данной секции трубы на действие внутренних избыточных давлений: $\frac{P_{T3}}{P_{\text{ви}}} > [n_2]$

Длину и вес четвертой секции рассчитаем по формулам:

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

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

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

где $P_{\text{стр}}$ – Страгивающие нагрузки для соединения обсадных труб, рассчитанные по формуле Яковлева – Шумилова, кН; $n_{\text{стр}}$ – коэффициент запаса на страгивающие нагрузки, представленный в табл. 8.

Таблица 8

Коэффициент запаса на страгивающие нагрузки

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
Больше 324	до 1500	1,60
	более 1500	1,75

$$Q_4 = q_4 \cdot l_4, \text{кН.}$$

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

$$\frac{P_{T4}}{P_{ви}} > [n_2] = 1.15.$$

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

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

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

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

$$Q_5 = q_5 \cdot l_5, \text{ кН}.$$

Проверим трубы пятой секции на действие внутренних избыточных давлений:

$$\frac{P_{T5}}{P_{ви}} \Rightarrow [n_2] = 1.15.$$

При необходимости последующие секции рассчитываются по примеру пятой секции. Суммарная длина секций должна быть равна длине рассчитываемой обсадной колонны. Для более наглядного представления полученных данных рекомендуется представить полученные данные в виде таблицы, в которой необходимо представить: номер секции о.к.; толщину стенки; группу прочности, вес погонного метра трубы, длину секции и т.д.

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).

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; $G_{ОК}$ - максимальный вес обсадной колонны.

По полученным данным (максимальному весу колонны буровой или обсадной, а также по проектной глубине скважины) выбирается оптимальная буровая установка.

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 (при необходимости), 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. Также необходимо представить мероприятия по ликвидации скважины для случая не рентабельности добычи.

3. Специальная глава

Специальная глава работы дает возможность студенту продемонстрировать свои знания и способности к самостоятельной

творческой разработке одного из актуальных вопросов бурения нефтяных и газовых скважин с широким использованием промысловых данных, лабораторных исследований, литературных источников и собственных наблюдений в период прохождения учебных практик. Выбор темы специальной главы проекта предполагает более детальную разработку одного из вопросов техники и технологии бурения и согласовывается с руководителем курсового проектирования (не позднее, чем за месяц до сдачи и защиты проекта)

4. Заключение

Формулируются основные выводы проекта, направленные на совершенствование технических средств и технологии бурения, предусмотренных проектом скважин, улучшение условий труда, повышения экологической безопасности работ и особое внимание необходимо уделить выводам по специальной части проекта.

5. Приложение

В качестве приложения к курсовому проекту необходимо представить геолого-технический наряд (ГТН) на листе формата не менее А3 (желательно А2 или А1), в котором отражаются основные полученные данные для бурения скважины.

ГТН может состоять из двух основных частей: геологической и технической. Геологическую часть можно представить в виде следующих столбцов таблицы:

- глубина;
- стратиграфия (система, отдел, свита);
- описание пород;
- пластовые давления (градиент пластового давления);
- давления поглощения и/или гидроразрыва (соответствующие градиенты);
- пластовая температура;
- интервалы возможных осложнений;
- интервалы нефте- газопроявлений;
- категории пород по твердости и/или абразивности;
- категории пород по буримости;

- интервалы отбора керна (при бурении разведочной или поисковой скважины);

- геофизические исследования скважины (ГИС).

В технической части ГТН отражаются данные полученные в результате расчетов, например:

- конструкция скважины и высота подъема цемента за обсадной колонной;

- тип и размер ПРИ;

- параметры режимов бурения (нагрузка на долото, расход бурового раствора, частота вращения долота);

- вид и параметры бурового раствора (плотность, условная вязкость, коэффициент фильтрации, статическое напряжение сдвига, динамическое напряжение сдвига, пластическая вязкость, рН и т.д.);

- тип и размер турбобура или забойного двигателя (при наличии);

- буровой насос (количество и диаметры втулок);

- примечания.

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. *Рябокоть С.А.* Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. Краснодар, 2009.
9. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. Ч.1. / Юртаев С.Л., Турицына М.В., Леушева Е.Л. и др. Нижневартовск: Изд-во НВГУ, 2014, 243с.
10. 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.
11. 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.
12. 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.

Содержание

Общие положения	3
1. Порядок оформления пояснительной записки.....	3
2. Структура пояснительной записки.....	4
3. Структура курсового проекта и требования к его содержанию	6
1. Геологическая часть	6
2. Техничко-технологическая часть	7
3. Специальная глава	33
4. Заключение	34
5. Приложение	34
Рекомендательный библиографический список	36