

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

УТВЕРЖДАЮ

Директор ИПР
А.Ю. Дмитриев

« ____ » апреля 2016 г.

М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

Методические указания к выполнению курсового проекта
для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
(профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Издательство
Томского политехнического университета
2016 г.

УДК 622.24(075.8)
ББК 33.131,7я73
К 562

Самохвалов М.А.

Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»)/ М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 55 с.

УДК 622.24(075.8)
ББК 33.131,7я73

Методические указания рассмотрены и рекомендованы
к изданию методическим семинаром кафедры
бурения скважин ИПР
«__» апреля 2016 г.

Зав. кафедрой бурения скважин
кандидат технических наук

_____ *А.Ю. Дмитриев*

Председатель учебно-методической
комиссии

_____ *Н.В. Ушева*

Рецензент

Кандидат технических наук, профессор кафедры бурения скважин
Ю.Л. Боярко

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2016
© Ковалев А.В., Епихин А.В., 2016

Оглавление

Введение	4
1. Подготовка исходных данных к проектированию.....	5
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района работ.....	5
1.2. Геологическая характеристика скважины	5
1.3. Характеристика газонефтеводоносности разреза скважины.....	5
1.4. Ожидаемые осложнения и их характеристика	5
1.5. Профиль ствола скважины	5
2. Проектирование конструкции скважины	6
2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин ..	6
2.2. Построение совмещенного графика давлений.....	11
2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	12
2.4. Выбор интервалов цементирования	14
2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	14
2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн	19
3. Расчет эксплуатационной обсадной колонны на прочность.....	21
3.1. Условия работы колонны в скважине	21
3.2. Расчет действующих нагрузок.....	23
3.2.1. Расчет наружных избыточных давлений	23
3.2.2. Расчет внутренних избыточных давлений.....	30
3.3. Конструирование обсадной колонны по длине	35
4. Расчет и обоснование параметров цементирования.....	41
4.1. Обоснование способа цементирования	41
4.2. Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости.....	43
4.3. Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора.....	44
4.4. Гидравлический расчет цементирования скважины.....	46
4.5. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	48
4.6. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	50
5. Проектирование процессов испытания и освоения скважины	55
5.1. Вторичное вскрытие пласта	55
5.2. Вызов притока флюида	56
Заключение.....	57
Список использованных источников	58
Приложение 1	59
Оформление исходных данных.....	59
Приложение 2	64
Технические характеристики колонных обвязок	64
Приложение 3	71
Основные параметры противовыбросового оборудования	71
Приложение 4	72
Параметры обсадных труб.....	72

Введение

Курсовое проектирование является заключительным этапом в изучении курса «Заканчивание скважин» и выполняется после прослушивания лекций, проведения лабораторных и практических занятий. Задачей курсового проектирования является закрепление и углубление теоретических знаний, полученных студентами при изучении курса, использование этих знаний для решения конкретных инженерных задач и развития навыков самостоятельной творческой работы.

В процессе курсового проектирования студенты должны научиться пользоваться учебной, справочной, научно-технической литературой, стандартами, инструкциями, правилами и другими источниками информации, при выполнении расчётов и выборе оборудования. Должны получить навыки использования современных достижений науки и практики строительства нефтегазовых скважин с тем, чтобы в дальнейшем на высоком инженерном уровне разрабатывать вопросы заканчивания скважин при дипломном проектировании и в своей практической деятельности при завершении обучения.

Для выполнения курсового проекта каждому студенту выдается задание по сбору материалов для разработки курсового проекта. Собранный на практике фактический материал анализируется студентом совместно с преподавателем. По результатам этого анализа студенту выдаются конкретизированные геолого-технические условия, применительно к которым составляется курсовой проект. На основании заданных условий в проекте решаются вопросы, связанные с выбором способа заканчивания скважины, обоснованием конструкции скважины, расчетом обсадных колонн, расчетом параметров цементирования и др.

Проект должен составляться с учетом последних достижений в области сооружения нефтяных и газовых скважин. Обязательным в проекте является четкое обоснование всех принятых решений со ссылками на соответствующие источники. Целесообразность выбранных решений подтверждается техническими расчетами или положительным опытом работы в аналогичных условиях.

Один из решаемых в проекте вопросов рассматривается наиболее подробно (специальный вопрос). Тема вопроса, подлежащего углубленной разработке, определяется при выдаче задания (эта тема может быть предложена студентом).

1. Подготовка исходных данных к проектированию

Для выполнения курсового проекта каждому студенту выдаются исходные геологические данные. На основании исходных данных выбирается способ заканчивания скважины, обосновывается конструкция скважины, рассчитываются обсадные колонны и параметры цементирования, выбираются способ вторичного вскрытия пласта и вызова притока из него.

Исходные данные оформляются в соответствии с требованиями нижеследующих подразделов.

1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района работ

В данном разделе кратко приводятся административное положение и экономика района проведения работ, его климат, растительность и животный мир. Также приводится описание месторождения, обзорная карта района работ. В данном разделе кратко приводятся административное положение и экономика района проведения работ, его климат, растительность и животный мир. Также приводится описание месторождения, обзорная карта района работ.

1.2. Геологическая характеристика скважины

В разделе «Геологическая характеристика скважины» необходимо представить следующие сведения: стратиграфический разрез скважины, литологическая характеристика разреза скважины, физико-механические свойства горных пород, давление и температура по разрезу скважины. Указанные данные рекомендуется представить в виде таблиц (см. табл. 1–4, прил. 1).

При условии наличия многолетнемерзлых горных пород, необходимо представить геокриологическую характеристику разреза скважины (см. табл. 5, прил. 1).

1.3. Характеристика газонефтеводоносности разреза скважины

Приводятся газоносность, водоносность и нефтеносность разреза скважины. По этим данным проводятся решения по изоляции пластов, выбирается конструкция скважины и т.д. Указанные данные рекомендуется представить в виде таблиц (см. табл. 6–8, прил. 1).

1.4. Ожидаемые осложнения и их характеристика

В главе необходимо представить возможные осложнения, к которым могут быть отнесены поглощения бурового и цементного растворов, нефтегазоводопроявления, осыпи и обвалообразования стенок скважины и прихваты (см. табл. 9–12, прил. 1). Подробное описание ожидаемых осложнений позволит правильно наметить дополнительные мероприятия по подготовке ствола скважины, спуске колонны, заливке и продавке цементного раствора.

1.5. Профиль ствола скважины

В данной главе приводится профиль проектируемой скважины. Если скважина наклонно-направленная, то вместе с графической иллюстрацией профиля рекомендуется представить параметры профиля ствола скважины в виде таблиц (см. табл. 13, прил. 1).

2. Проектирование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементирования;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

Под конструкцией забоя подразумевают соотношение элементов системы скважина-крепь в интервале продуктивного объекта, которые обеспечивают устойчивость ствола, разобщение напорных пластов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные работы, а также продолжительную эксплуатацию скважин с оптимальным дебитом.

По геологическим условиям размещения нефтяных залежей, типу коллектора и свойствам пород продуктивного горизонта выделяют следующие *четыре основных вида объектов эксплуатации*:

1. Коллектор однородный, прочный, гранулярного или трещинного типа. Близко расположенных водонапорных и газоносных горизонтов нет. Подошвенные воды отсутствуют.

2. Коллектор однородный, прочный, гранулярного или трещинного типа. В кровле пласта – газовая шапка или близко расположенные напорные объекты.

3. Коллектор однородный и неоднородный по литологическому составу пород, по фильтрационной характеристике относится к коллекторам пористого или трещинного типа, характеризуется чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газомещающих пропластков с разными пластовыми давлениями.

4. Коллектор слабощементированный, гранулярный, большой пористости и проницаемости, с нормальным или низким пластовым давлением. При его эксплуатации имеет место разрушение пласта и вынос песка из скважины.

Для первого типа коллектора характерны конструкции открытого типа, для второго – конструкции смешанного типа, для третьего – конструкции закрытого забоя, для четвертого – конструкции забоев для предупреждения выноса песка.

Схема выбора конструкции эксплуатационного забоя скважины с учетом влияния основных факторов представлена на **рис. 1**.

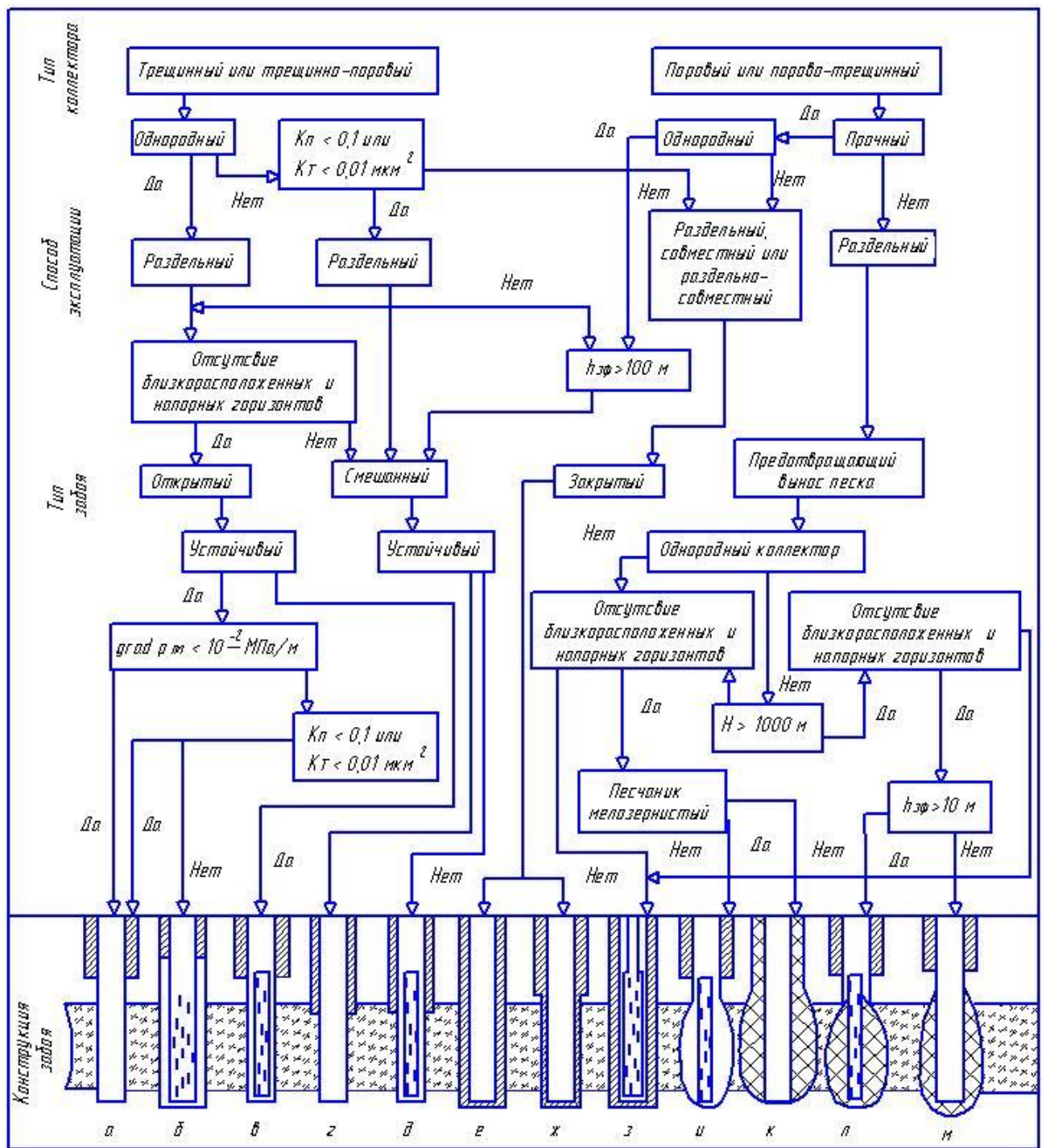


Рис. 1. Схема выбора эксплуатационного забоя

Конструкция открытого забоя (рис. 1, а – в) предназначена для заканчивания скважин в условиях, когда применение тампонажного материала недопустимо из-за ухудшения коллекторских свойств пласта. Продуктивный объект остается открытым или перекрывается незацементированным фильтром. Такая конструкция возможна, если коллектор устойчивый.

Конструкция закрытого забоя (рис. 1, е, ж) необходима для изоляции продуктивных горизонтов друг от друга с целью обеспечения их разработки по системе снизу вверх или для совместно-раздельной эксплуатации.

Продуктивный объект перекрывается сплошной или потайной колонной с обязательным его цементированием.

Конструкция забоя смешанного типа (рис. 1, г, д) сочетает элементы конструкций открытого и закрытого забоев. Такие конструкции рациональны в однородной залежи для изоляции близко расположенных от кровли объектов напорных горизонтов. С этой целью в верхнюю часть продуктивного объекта спускают и цементируют эксплуатационную колонну. Нижняя часть пласта остается открытой или перекрывается незацементированным фильтром.

Конструкция забоев для предупреждения выноса песка предусматривает создание в призабойной зоне искусственных барьеров, которые снижают поступление песка в скважину. С этой целью используют механические фильтры или фильтры из проницаемых материалов (рис. 1, з – м).

Описание продуктивного пласта и выбор конструкции эксплуатационного забоя производится в нижеследующей последовательности.

1. Определяется тип коллектора.

По особенностям строения порового пространства, трещиноватости и специфике путей фильтрации пластового флюида все породы-коллекторы подразделяются на две группы: поровые (гранулярные) и трещинные.

Поровые коллекторы характеризуются тем, что их емкостные и фильтрационные свойства определяются структурой порового пространства и оцениваются по эффективной пористости.

Трещинные коллекторы отличаются условиями фильтрации, которая осуществляется в них главным образом по развитой системе трещин.

2. Определяется однородность коллектора.

Однородным коллектором считают пласт, являющийся литологически однотипным по всей толщине, имеющий приблизительно одинаковые фильтрационные свойства и пластовые давления в пропластках, насыщенных только нефтью или газом, или водой. Границы изменения проницаемости пород в пропластках не должны выходить за пределы одного из шести классов: 1. $k > 1$ мкм²; 2. $k = 0,5 - 1$ мкм²; 3. $k = 0,1 - 0,5$ мкм²; 4. $k = 0,05 - 0,1$ мкм²; 5. $k = 0,01 - 0,05$ мкм²; 6. $k = 0,001 - 0,01$ мкм².

Коллектор считается неоднородным, если не выполняется хотя бы одно из этих условий.

2.1. Определяется, является ли продуктивный пласт литологически однородным (состоит из одного типа горных пород) или неоднородным (имеет место переслаивание горных пород).

2.2. Определяется, является ли продуктивный пласт однородным по проницаемости (проницаемость продуктивного пласта не должна выходить за пределы одного из вышеописанных классов) или неоднородным.

Кроме того, необходимо определить, является ли продуктивный пласт высокопроницаемым или малопроницаемым. Высокопроницаемым коллектором считают пласт, пористая (k_n) или трещинная проницаемость (k_m)

которого имеет значение соответственно больше $0,1 \text{ мкм}^2$ и $0,01 \text{ мкм}^2$. При значениях k_n и k_m меньше указанных величин коллектор считается малопроницаемым.

2.3. Определяется, является ли продуктивный пласт однородным по типу флюида или неоднородным (существуют близко расположенные к продуктивному пласту напорные горизонты, подошвенные воды или газовая шапка). Близко расположенными по отношению к продуктивному объекту считаются пласты, находящиеся на расстоянии менее 5 метров от продуктивного.

2.4. Определяется однородность продуктивного пласта по величине градиента пластового давления. Высокими, нормальными и низкими пластовыми давлениями считаются давления, имеющие градиенты соответственно $\Delta p_{nl} > 0,1 \text{ МПа}/10 \text{ м}$; $\Delta p_{nl} = 0,1 \text{ МПа}/10 \text{ м}$; $\Delta p_{nl} < 0,1 \text{ МПа}/10 \text{ м}$.

Аномально низким пластовым давлением считается давление, при котором $\Delta p_{nl} \leq 0,08 \text{ МПа}/10 \text{ м}$.

Аномально высоким пластовым давлением считается давление, при котором $\Delta p_{nl} \geq 0,11 \text{ МПа}/10 \text{ м}$.

3. **Выбирается способ эксплуатации продуктивного объекта**, который делится на отдельный, совместный и совместно-отдельный.

При отдельной эксплуатации объектов возможно применение всех опробованных в наше время конструкций забоя.

При совместной или совместно-отдельной эксплуатации необходимо изолировать продуктивные горизонты друг от друга, поэтому они должны быть перекрыты сплошной или потайной колонной с обязательным их цементированием.

4. **Проводится расчет коллектора на устойчивость.**

Оценка устойчивости пород в призабойной зоне производится сравнением прочности породы коллектора на одноосное сжатие с радиальной сжимающей нагрузкой на породу в призабойной зоне скважины. Породы устойчивы, если выполняется условие:

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч}, \quad (2.1.1)$$

где $\sigma_{сж}$ – предел прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии (для гранулярного коллектора составляет 30 МПа), МПа;

$\sigma_{сж}^{расч}$ – расчетное значение предела прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии, МПа.

$$\sigma_{сж}^{расч} = 2 \cdot [K \cdot (P_{гор} - P_{nl}) + (P_{nl} - P_3)], \quad (2.1.2)$$

где K – коэффициент бокового распора, рассчитываемый по формуле:

$$K = \mu / (1 - \mu), \quad (2.1.3)$$

где μ – коэффициент Пуассона (табл. 1);

Горное давление $P_{гор}$ в подошве продуктивного пласта рассчитывается по формуле:

$$P_{гор} = grad_i P_{гор} \cdot h_i, \quad (2.1.4)$$

где $grad_i P_{гор}$ – градиент горного давления на i -ом интервале, МПа/м;

h_i – величина i -го интервала, м.

Таблица 1

Коэффициенты Пуассона различных горных пород

Породы	Глины пластичные	Глины плотные	Глинистые сланцы	Известняки	Песчаники	Песчаные сланцы
Коэффициент Пуассона μ	0,41	0,30	0,25	0,31	0,30	0,25

Пластовое давление $P_{пл}$ в подошве продуктивного пласта рассчитывается по формуле:

$$P_{пл} = grad P_{пл}^i \cdot h_i, \quad (2.1.5)$$

где $grad P_{пл}^i$ – градиент пластового давления на i -ом интервале, МПа/м;
 h_i – величина i -го интервала, м.

Минимальное забойное давление P_z для нефтяных скважин рассчитывается по формуле:

$$P_z = \rho_n \cdot g \cdot (H_{под} - h_0), \quad (2.1.6)$$

где ρ_n – плотность нефти, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;

$H_{под}$ – глубина подошвы продуктивного пласта, м;

h_0 – динамический уровень в скважине в конце эксплуатации, м.

Если значение динамического уровня в скважине в конце эксплуатации в исходных геологических данных («Нефтеносность по разрезу скважины») не приводится, то его значение необходимо рассчитать по формуле:

$$h_0 = (2 \cdot H_{скв}) / 3, \quad (2.1.7)$$

где $H_{скв}$ – глубина скважины.

Минимальное забойное давление P_z для газовых скважин принимается равным 0,5 МПа.

Далее по схеме, приведенной на **рис. 1**, определяется конструкция забоя.

Для трещинных коллекторов основным механическим параметром влияющим на процессы заканчивания являются не разрушающая нагрузка, а модуль упругости трещиноватых пород, т.к. для таких коллекторов опасность представляет закрытие трещин при большой депрессии на пласт со стороны скважины.

В случае использования хвостовика (например, в горизонтальных скважинах) необходимо указать его тип, тип подвесного устройства и разъединителя.

2.2. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Градиент давлений – изменение давления, отнесенное к единице глубины.

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

На **рис. 2** представлен пример совмещенного графика давлений, который строится в следующем порядке:

1. На совмещенный график давлений в соответствии с данными, представленными в табл. «Давление и температура по разрезу скважины», наносятся точки градиентов пластового давления $gradP_{пл}$ и давления гидроразрыва $gradP_{гр}$, строятся кривые градиентов давлений.

2. Рассчитываются значения градиента давления столба бурового раствора для каждого интервала с разными значениями градиента пластового давления, который рассчитывается по следующей формуле:

$$gradP_{бр} = (1 + k) \cdot gradP_{пл}, \quad (2.2.1)$$

k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым.

Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

Максимальное значение плотности бурового раствора для интервалов с разными значениями давлений гидроразрыва рассчитывается, как 0,9 от $gradP_{гр}$.

На график накладывается область граничных значений промывочной жидкости и выделяется штриховкой.

3. Проводится анализ совмещенного графика давления. Как видно на **рис. 2**, бурение «зоны 2» при плотности бурового раствора, используемого при бурении «зоны 1» приведет к флюидопроявлению, т.к. при этом гидростатическое давление столба бурового раствора ниже пластового давления. Следовательно, для выполнения условия совместимости, мы должны «зону 1» для предупреждения выброса перекрыть обсадной колонной. При бурении «зоны 3» при плотности бурового раствора, используемого при бурении «зоны 2», произойдет гидроразрыв пласта. Таким образом, для бурения представленной скважины до проектной глубины с соблюдением условия совместимости необходимо включить в предварительный вариант конструкции скважины кроме направления и кондуктора, также две промежуточные колонны.

Таким образом, под несовместимостью условий бурения понимают такое их сочетание, когда заданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала вызывают осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение дополнительных специальных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно.

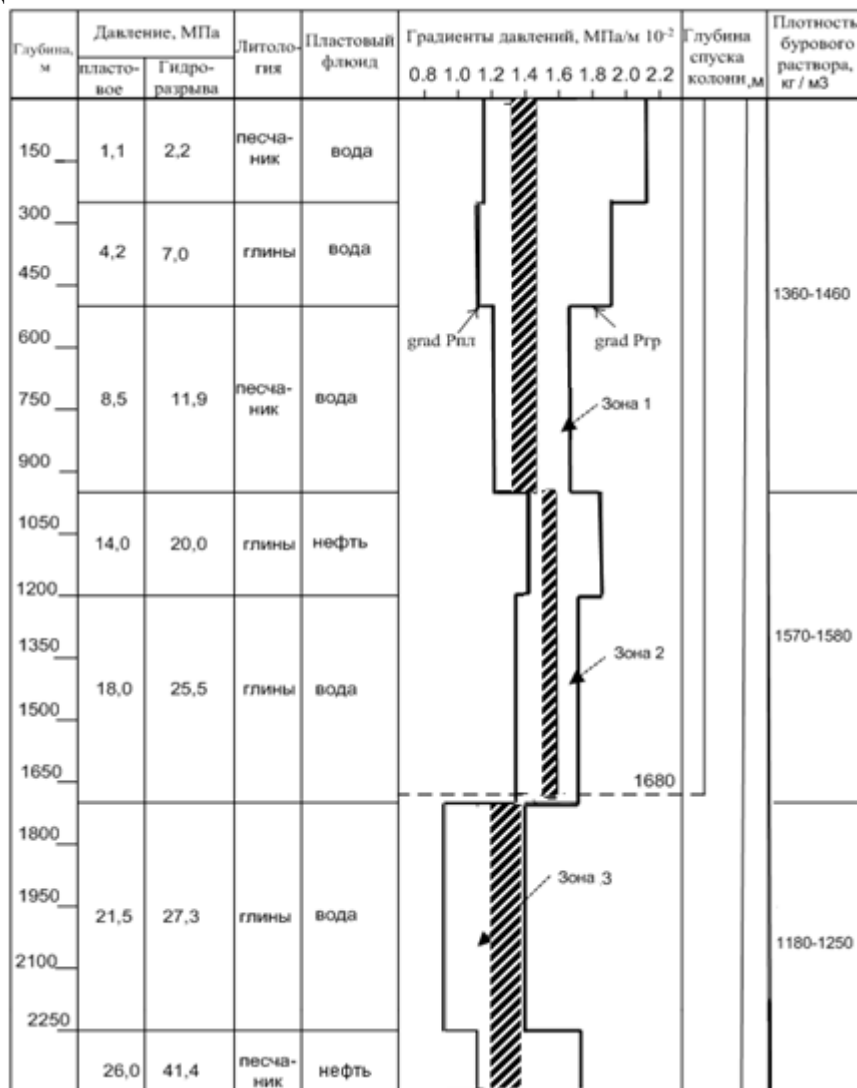


Рис. 2. Пример оформления совмещенного графика давлений

2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

В конструкцию скважины могут быть включены следующие типы обсадных колонн: направление, кондуктор, техническая, потайная и эксплуатационная колонны.

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора. Направление спускают на глубину от нескольких метров в устойчивых породах, до десятков метров в болотах и илистых грунтах (обычно до 40–60 м). Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Если

направление не проектируется, то необходимо решить вопрос о создании замкнутого цикла циркуляции промывочной жидкости при бурении скважины под кондуктор.

Кондуктором обычно перекрывают верхнюю часть геологического разреза, где имеются неустойчивые породы, пласты, поглощающие буровой раствор или проявляющие, подающие на поверхность пластовые флюиды, т.е. все те интервалы, которые будут осложнять процесс дальнейшего бурения и вызывать загрязнение окружающей природной среды. Кондуктором обязательно должны быть перекрыты все пласты, насыщенные пресной водой. Кондуктор служит также для установки противовыбросового устьевого оборудования и подвески последующих обсадных колонн. Кондуктор спускают на глубину до 900–1200 м.

Минимальная глубина спуска кондуктора находится исходя из условия недопущения гидроразрыва горных пород под его башмаком в момент вскрытия продуктивного пласта:

$$H_K \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot H \cdot \gamma_\phi}{gradP_{гр} - 0,01 \cdot \gamma_\phi}, \quad (2.2.2)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

H – глубина скважины, м;

γ_ϕ – плотность пластового флюида, г/см³;

$gradP_{гр}$ – градиент давления гидроразрыва пород в интервале установки кондуктора, МПа/м.

В случае расположения башмака кондуктора в интервале с другим значением градиента давления, то расчет минимальной глубины спуска кондуктора находится по следующей формуле:

$$H_K \geq h_1 + \frac{P_{пл} - \rho_\phi \cdot g \cdot H_{кр} + \rho_n \cdot g \cdot h_1 - 0,95 \cdot grad_1 P_{зп} \cdot h_1}{0,95 \cdot grad_2 P_{зп} - \rho_n \cdot g}, \quad (2.2.3)$$

где $grad_1 P_{зп}$ – градиент давления гидроразрыва пород на 1-ом интервале, МПа/м;

$grad_2 P_{зп}$ – градиент давления гидроразрыва пород на 2-ом интервале, МПа/м;

h_1 – интервал действия 1-го градиента давления гидроразрыва.

Промежуточная (техническая) колонна проектируется при наличии интервалов, несовместимых по условиям бурения, а также при существовании зон осложнений (поглощения, проявления и обвалы), когда другие способы их ликвидации не дают положительных результатов.

Эксплуатационная колонна спускается в скважину для извлечения нефти, газа или нагнетания в продуктивный горизонт воды или газа с целью поддержания пластового давления. Эксплуатационная колонна в вертикальной и наклонно-направленной скважине должна перекрывать подошву продуктивного пласта на высоту, рассчитываемую из условия, что на каждые 1000 м скважины величина перекрытия составляет 10 м. Интервал ствола скважины, расположенный от подошвы продуктивного пласта до забоя скважины называется «зумпф» (зона успокоения механических примесей флюидов). Он является своеобразным «отстойником». С течением

времени механические примеси аккумулируют в зумпфе и приводят к ограничению притока флюида, тогда приступают к процессу очистки зумпфа с использованием специального оборудования.

В случае установки потайной колонны (хвостовика) подвесное и герметизирующее устройство должно устанавливаться выше башмака предыдущей обсадной колонны не менее чем на 75 м для нефтяных скважин и 250 м для газовых скважин.

Кондуктор и эксплуатационная колонна являются обязательными при любой конструкции скважины. Конструкция скважины считается одноколонной, если отсутствуют промежуточные и потайные колонны, т.е. в конструкцию скважины входят направление, кондуктор и эксплуатационная колонна.

2.4. Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1. Направление, кондуктор, потайные колонны цементируются на всю длину.

2. Промежуточные и эксплуатационные колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м для нефтяных скважин и не менее 500 м – для газовых.

3. 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.

2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны $D_{\text{ЭК}}$, который принимается в зависимости от ожидаемого притока, планируемого диаметра керна и условий опробования, эксплуатации и ремонта скважин. Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн в зависимости от дебита приведены в **табл. 2**.

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины.

Расчетный диаметр долота $D_{\text{ЭК д расч}}$ для бурения под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле:

$$D_{\text{ЭК д расч}} \geq D_{\text{ЭК м}} + \Delta, \quad (2.2.4)$$

где $D_{\text{ЭК м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы (**табл. 3**), мм;

Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм (табл. 4).

Таблица 2

Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн

Нефтяная скважина		Газовая скважина	
Суммарный дебит, м ³ /сут	Ориентировочный диаметр, мм	Суммарный дебит, тыс. м ³ /сут	Ориентировочный диаметр, мм
1	2	3	4
<40	114,3	<75	114,3
40–100	127,0; 139,7	75–250	114,3–146,1
100–150	139,7; 146,1	250–500	146,1–177,8
150–300	168,3; 177,8	500–1000	168,3–219,1
>300	177,8; 193,7	1000–5000	219,1–273,1

Далее выбирается ближайший диаметр долота $D_{эк д}$ в сторону увеличения рассчитанного значения. Рекомендуемые диаметры шарошечных долот (рекомендуются при бурении под направление) и долот PDC (рекомендуются для бурения под последующие колонны) представлены в табл. 5. Величины диаметров долот иностранного производства представлены в соответствующих каталогах на сайтах производителей.

Таблица 3

Основные размеры обсадных труб и соединительных муфт к ним по ГОСТ 632-80

Наружный диаметр обсадной трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм		Диапазон варьирования внутреннего диаметра, мм		Наружный диаметр соединительной муфты, мм		Толщина стенок обсадной трубы, мм
	минимальная	максимальная	от	до	нормальный	уменьшенный	
1	2	3	4	5	6	7	8
114,3	5,2	10,2	103,9	93,9	127,0 (133,0)	123,8	5,2; 5,7; 6,4; 7,4; 8,6; 10,2
127,0	5,6	10,7	115,8	105,6	141,3 (146,0)	136,5	5,6; 6,4; 7,5; 9,2; 10,7
139,7	6,2	10,5	127,3	118,7	153,7 (159,0)	149,2	6,2; 7,0; 7,7; 9,2; 10,5
146,1	6,5	10,7	133,0	124,6	166,0	156,0	6,5; 7,0; 7,7; 8,5; 9,5; 10,7
168,3	7,3	12,1	153,7	144,1	187,7	177,8	7,3; 8,0; 8,9; 10,6; 12,1
177,8	5,9	15,0	166,0	147,8	194,5 (198,0)	187,3	5,9; 6,9; 8,1; 9,2; 10,4; 11,5; 12,7; 13,7; 15,0
193,7	7,6	15,1	178,5	163,5	215,9	206,4	7,6; 8,3; 9,5; 10,9; 12,7; 15,1
219,1	6,7	14,2	205,7	190,7	244,5	231,8	6,7; 7,7; 8,9; 10,2; 11,4; 12,7; 14,2
244,5	7,9	15,9	228,7	212,7	269,9	257,2	7,9; 8,9; 10,0; 11,1; 12,0; 13,8;

							15,9
273,1	7,1	16,5	258,9	240,1	298,5	285,8	7,1; 8,9; 10,2; 11,4; 12,6; 13,8; 15,1; 16,5
298,5	8,5	14,8	281,5	268,9	323,9	-	8,5; 9,5; 11,1; 12,4; 14,8
323,9	8,5	14,0	306,9	265,9	351,0	-	8,5; 9,5; 11,0; 12,4; 14,0
339,7	8,4	15,4	322,9	308,9	365,1	-	8,4; 9,7; 10,9; 12,2; 13,1; 14,0; 15,4
351,0	9,0	12,0	333,0	327,0	376,0	-	9,0; 10,0; 11,0; 12,0
377,0	9,0	12,0	359,0	353,0	402,0	-	9,0; 10,0; 11,0; 12,0
406,4	9,5	16,7	387,4	373,0	431,8	-	9,5; 11,1; 12,6; 16,7
426,0	10,0	12,0	406,0	402,0	451,0	-	10,0; 11,0; 12,0
473,1	11,1	-	450,9	-	508,0	-	11,1
508,0	11,1	16,1	485,8	475,8	533,4	-	11,1; 12,7; 16,1
<i>Примечание:</i> В скобках указан наружный диаметр муфт для труб исполнения Б.							

Таблица 4

Минимальная допустимая разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны

Условный диаметр обсадных труб, мм	Разность диаметров, мм
1	2
114,127	15
140,146	20
168, 178, 194, 219, 245, 273, 299	25
324, 340, 351, 377, 426	35
	39–45

Таблица 5

Рекомендуемые значения диаметров долот

Тип долота	Диаметры, мм
1	2
Шарошечное долото	139,7; 158,7; 161; 190,5; 200; 215,9; 222,3; 250,8; 269,9; 295,3; 311,1; 349,2; 393,7; 444,5
Долото PDC	139,7; 152,4; 165,1; 188,9; 190,5; 214,3; 215,9; 220,7; 243; 269,9; 295,3; 311,2; 393,7

Диаметр кондуктора выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами. Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора $D_{к\text{ вн}}$ определяется по формуле:

$$D_{к\text{ вн}} = D_{эк\text{ д}} + (10 \div 14), \quad (2.2.5)$$

где $D_{эк\text{ д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм;
 $(10 \div 14)$ – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

Выбор наружного диаметра обсадных труб для кондуктора $D_{к\text{ нар}}$ производится по результатам расчёта из **табл. 3**.

Выбор диаметра долота под кондуктор $D_{к\text{ д}}$, диаметры других обсадных колонн и долот производится аналогично вышепредставленным расчетам.

На основании выполненных расчетов необходимо изобразить схему конструкции скважины (пример схемы конструкции скважины представлен на **рис. 3**, при этом значение, представленное в скобках, соответствует длине интервала по стволу скважины) либо свести данные в сводную таблицу (**табл. 6**).

Таблица 6

Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по вертикали, м		Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по вертикали, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до	от	до	от	до		
Направление										
Кондуктор										
Промежуточная колонна										
Эксплуатационная колонна										

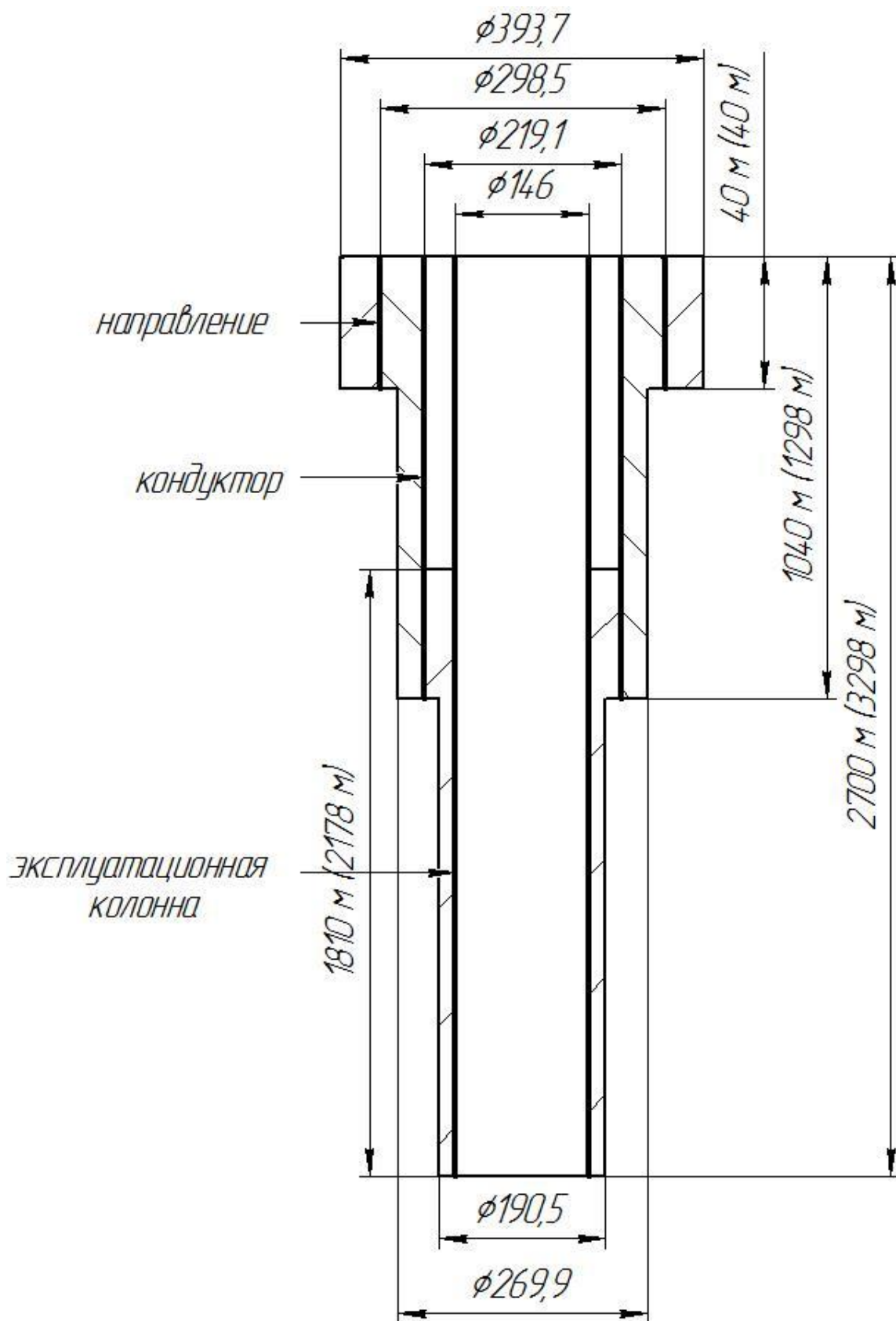


Рис. 3. Конструкция скважины

2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн

Цель раздела – определить необходимость использования противовыбросового оборудования (ОП) и колонной обвязки (КО) для нормальной проводки скважины при вскрытии продуктивного пласта.

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (2.3.1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

ρ_n – плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м³;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;

$H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

Если рассчитанное по предыдущей формуле значение $P_{му}$ меньше давления насыщения попутного газа $P_{нас}$ (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), то $P_{му}$ рассчитывается по следующей формуле:

$$P_{му} = \frac{P_{нас}}{e^s}, \quad (2.3.2)$$

где e – основание натурального логарифма;

s – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot h, \quad (2.3.3)$$

где $\gamma_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»);

h – высота столба газа при закрытом устье, которая находится по формуле:

$$h = \frac{P_{нас} + \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} - P_{пл}}{\rho_n \cdot g}, \quad (2.3.4)$$

Для газовой скважины величина максимального устьевого давления считается по формуле:

$$P_{му} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (2.3.5)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

s – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot H, \quad (2.3.6)$$

где H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

При выборе колонных обвязок, помимо максимального устьевого давления, необходимо учесть диаметры всех обвязываемых обсадных колонн.

В **прил. 2** представлено оборудование обвязки обсадных колонн производства ООО «Уралнефтемаш» типов ОКК1 (обвязка 2 колонн), ОКК2 (обвязка 3 колонн) и ОКК3 (обвязка 4 колонн) соответственно.

Условное обозначение противовыбросового оборудования (ОП) по ГОСТ 13862-90 состоит из слова «оборудование противовыбросовое», шифра, построенного по приведенной ниже схеме:

- номер схемы обвязки;
- диаметр условный прохода манифольда, мм;
- рабочее давление, МПа;

- тип исполнения изделия по коррозионной стойкости - в зависимости от скважинной среды (табл. 7);
- обозначение модификации, модернизации (при необходимости).

Таблица 7

Коррозионное исполнение ОП

Обозначение коррозионно-стойкого исполнения	Скважинная среда
К1	С объемным содержанием CO ₂ до 6%
К2	С объемным содержанием CO ₂ и H ₂ S до 6 % каждого
К3	С объемным содержанием CO ₂ и H ₂ S до 25 % каждого

В соответствии с указанным выше ГОСТом предусмотрено 10 типовых схем обвязки ОП:

- схемы 1 и 2 – с механическим (ручным) приводом превенторов;
- схемы 3–10 – с гидравлическим приводом превенторов.

Третью схему рекомендуется применять при вскрытии нефте- и водонасыщенных пластов с аномально низким пластовым давлением.

Пятую схему применяют при вскрытии нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением. Эта схема, в соответствии с геологическими условиями, является основной при бурении скважин на территории Западной Сибири.

Шестую схему используют при вскрытии газовых, нефтяных и водяных пластов с аномально высоким давлением при ожидаемом избыточном давлении на устье скважины ниже 35 МПа и объёмном содержании сероводорода до 6%.

Десятая схема должна быть использована в следующих случаях:

- при вскрытии пластов с аномально высоким давлением и объёмным содержанием сероводорода более 6%, а также с наличием сероводорода до 6% и избыточным давлением на устье более 35 МПа;
- при использовании технологии спуска и подъёма труб при избыточном давлении на загерметизированном устье.

Кроме того, десятую схему ПВО правила безопасности предписывают использовать при бурении всех морских скважин.

Пример условного обозначения ОП по схеме 6 на рабочее давление 35 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 280 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм: оборудование ОП6-280/80x35, ГОСТ 13862-90.

Основные параметры ОП и его составных частей соответствуют требованиям ГОСТ 13862-90 (прил. 3).

При выборе конкретной ОП, устанавливаемого на кондуктор либо техническую колонну, условный диаметр определяется с учетом прохода долота для бурения последующей колонны.

3. Расчет эксплуатационной обсадной колонны на прочность

3.1. Условия работы колонны в скважине

В процессе спуска в ствол скважины, цементирования, вызова притока, добычи нефти обсадная колонна испытывает различные по величине и характеру нагрузки. Среди них можно выделить:

- продольные усилия растяжения от собственного веса;
- нагрузки, возникающие в связи с изменением скорости спуска;
- осевые нагрузки от трения обсадной колонны о стенки скважины при ее спуске;
- продольные нагрузки сжатия в нижней части колонны от собственного веса при разгрузке ее на забой;
- продольные нагрузки при эксплуатации вследствие продольных деформаций под воздействием изменения температурного режима.

Анализ всех рассмотренных выше нагрузок, проведенных специалистами с применением теоретических расчётов и в экспериментах, показал, что наиболее опасными для обсадных колонн являются нагрузки от действия статических избыточных наружных и внутренних давлений и осевые растягивающие (страгивающие) нагрузки от собственного веса.

Осевые растягивающие нагрузки от сил собственного веса достигают максимального значения в конце спуска колонны. Наружное избыточное давление достигает максимального значения в конце эксплуатации скважины. Внутренние избыточные давления достигают максимального значения в период опрессовки обсадной колонны.

На всех рассмотренных выше этапах работы с обсадными колоннами имеют место следующие виды давлений в скважине, которые могут учитываться при расчёте статических избыточных внешних и внутренних давлений.

1. Гидростатическое давление столба воды.
2. Гидростатическое давление столба бурового раствора.
3. Давление столба буферной жидкости.
4. Давление столба пластового флюида.
5. Давление столба тампонажной раствора.
6. Давление составного столба различных жидкостей.
7. Давление столба цементного камня в необсаженном предыдущей колонной интервале.
8. Давление столба цементного камня в обсаженном предыдущей колонной интервале.
9. Давление столба составного различных жидкостей и цементного камня.
10. Давление пластовое.
11. Давление горное.

Для жидких сред (позиции 1–5) давление определяется по законам гидростатики:

$$P = \rho \cdot g \cdot h, \quad (3.1.1)$$

где ρ – плотность жидкости, кг/м³;
 g – ускорение свободного падения, 9,81 м/с²;
 h – высота расположения жидкости, м.

В связи с тем, что жидкость не сжимаема, давление составного столба различных жидкостей (позиция 6) определяется по формулам (2.2) или (2.3):

$$\sum P = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = g \cdot (\rho_1 \cdot h_1 + \rho_2 \cdot h_2 + \rho_3 \cdot h_3 + \rho_4 \cdot h_4), \quad (3.1.2)$$

где P_1, P_2, P_3, P_4 – давления, создаваемые различными жидкостями, Па;

где $\rho_1, \rho_2, \rho_3, \rho_4$ – плотности различных жидкостей, кг/м³;

h_1, h_2, h_3, h_4 – высоты расположения различных жидкостей, м.

$$\sum P = \rho_{срв} \cdot g \cdot L, \quad (3.1.3)$$

где $\rho_{срв}$ – средневзвешенная плотность составного столба жидкости, определяемая по формуле:

$$\rho_{срв} = (\rho_1 h_1 + \rho_2 h_2 + \rho_3 h_3 + \rho_4 h_4) / (h_1 + h_2 + h_3 + h_4). \quad (3.1.4)$$

Давление столба цементного камня $P_{цк}$ (поз. 7) в необсаженном предыдущей колонной интервале определяется по формуле:

$$P_{цк} = \rho_{мп} \cdot g \cdot h_{цк} \cdot (1 - K), \quad (3.1.5)$$

где K – коэффициент разгрузки, связанной с твердением цементного раствора (табл. 8).

Таблица 8

Значения коэффициента разгрузки в зависимости от диаметра обсадных труб

Диаметры обсадных труб, мм	Коэффициент разгрузки K
114-178	0,25
194-245	0,3
273-324	0,35
340 и более	0,4

Давление составного столба цементного камня и жидкости (позиция 9) определяется по формуле:

$$P_{цк+ж} = P_{цк} + P_{ж}, \quad (3.1.6)$$

где $P_{цк}$ – давление столба цементного камня;

$P_{ж}$ – давление столба жидкости.

3.2. Расчет действующих нагрузок

Основная задача расчёта сводится к:

1. выбору главных нагрузок;
2. определению периода времени, когда эти нагрузки достигают максимальных значений;
3. расчёту величины этих нагрузок;
4. подбору обсадных труб с соответствующими прочностными характеристиками.

В конечном итоге, ОК в любом сечении по длине должна соответствовать действующим нагрузкам.

3.2.1. Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

$$P_{ни} = P_n - P_в, \quad (3.2.1)$$

где P_n – наружное давление;

$P_в$ – внутреннее давление.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);
3. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей).

Формирование исходных данных к расчету

В качестве продавочной жидкости могут использоваться буровой раствор, на котором вскрывали продуктивный пласт, соленой раствор, на котором будет производиться вторичное вскрытие пласта. Для расчетов рекомендуется применять техническую воду ($\rho_{прод} = 1000 \text{ кг/м}^3$).

Плотность нефти ρ_n берется из исходных геологических данных (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»).

Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$ рекомендуется принимать в диапазоне $1050\text{--}1100 \text{ кг/м}^3$. Рекомендации к выбору буферной жидкости представлены в РД 39-00147001-767-2000.

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$ рекомендуется принимать в диапазоне $1820\text{--}1930 \text{ кг/м}^3$.

Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$ рекомендуется принимать в диапазоне $1400\text{--}1600 \text{ кг/м}^3$.

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора h_1 определяется с учетом величины перекрытия башмака предыдущей колонны (см. п. 2.2.3).

Необходимость в учете бурового раствора, оставшегося в затрубном пространстве в конце продавки тампонажного раствора, определяется из условия:

$$l_{буф} \geq l_1, \quad (3.2.2)$$

где l_1 – глубина по стволу раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора;

$l_{буф}$ – глубина расположения буферной жидкости, учитывая формулу (4.2.1) определяется следующим образом:

$$l_{буф} = \frac{4 \cdot S_{кп ос} \cdot V_{кп} \cdot t}{\pi \cdot (D_{к вн}^2 - D_{эк н}^2)}, \quad (3.2.3)$$

где $V_{кп}$ – скорость восходящего потока, м/с (1,8–2 м/с);

t – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 480÷600 с при турбулентном течении);

$D_{к вн}$ – внутренний диаметр кондуктора (см. п. 2.2.4, выбирается регламентированное значение из рассчитанного по формуле (2.2.5));

$D_{эк н}$ – наружный диаметр эксплуатационной колонны (см. п. 2.2.4);

$S_{кп ос}$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе скважины, определяемая по формуле:

$$S_{кп ос} = \pi \cdot (D_{эк д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк н}^2) / 4, \quad (3.2.4)$$

$D_{эк д}$ – диаметр долота при бурении под эксплуатационную колонну (см. п. 2.2.4);

$k_{срвзв}$ – средневзвешенный коэффициент кавернозности открытого ствола скважины, рассчитываемый по формуле:

$$k_{срвзв} = k_{срвзв}^i \cdot h_i, \quad (3.2.5)$$

где $k_{срвзв}^i$ – коэффициент кавернозности на i -ом интервале, МПа/м (см. таблицу «Стратиграфический разрез скважины»);

h_i – величина i -го интервала, м.

В случае выполнения условия (3.2.2) буферная жидкость поднимается до устья скважины, в случае невыполнения – в нижеследующих расчетах учитывается столб бурового раствора высотой $h_1 - h_{буф}$. При этом плотность бурового раствора $\rho_{бр}$ определяется исходя из условия превышения гидростатического давления над пластовым для бурения под эксплуатационную колонну (формула (2.2.1)).

В случае цементирования эксплуатационной колонны двумя порциями тампонажного раствора разной плотности, качественным цементом высокой плотности следует цементировать интервал продуктивного пласта (пластов) и прилегающих зон его влияния. Высота тампонажного раствора нормальной плотности h_2 рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 50 м для нефтяной скважины с газовым фактором до 200 м³/м³ и 150 м – для газовой, газоконденсатной либо для нефтяной с газовым фактором, равным более 200 м³/м³.

Высота цементного стакана h_{cm} (расстояние между башмаком обсадной колонны и местом установки кольца «Стоп»), принимается равной 10 м. При этом цементный стакан необходимо учитывать в конце продавки тампонажного раствора, т.к. после цементный стакан разбуривается.

Согласно «Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин» в зацементированной зоне открытого ствола после ОЗЦ (случай вызова притока, конца эксплуатации, испытания обсадной колонны) необходимо проверить необходимость учета пластового и горного давлений.

Для этого сравниваются значения гидростатического давления составного столба тампонажного камня нормальной плотности и облегченного, буферной жидкости и бурового раствора (в случае присутствия) с пластовым давлением в середине продуктивного пласта.

В случае превышения пластового давления над гидростатическим, на обсадную колонну будут воздействовать дополнительные нагрузки, следовательно, необходимо их учесть на эпюре наружных давлений в интервале ± 50 м для нефтяных скважин с газовым фактором до $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и ± 150 м для газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин с газовым фактором более $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Причем при мощности продуктивного пласта до 200 м на эпюру на всем интервале наносится пластовое давление в середине пласта. В пластах более 200 м наружное давление в интервале пласта распределяется между кровлей и подошвой по линейной закономерности.

В случае превышения гидростатического давления над пластовым, расчет наружных давлений производится с учетом формул (3.1.1)–(3.1.6).

В случае присутствия текучих (соленосных) пород по аналогичной представленной выше методике сравниваются значения гидростатического давления составного столба жидкости в середине интервала их расположения с горным давлением. В случае превышения горного давления над гидростатическим учитывается значение горного давления на эпюре давлений (на интервале ± 50 м от продуктивного пласта откладывается значение горного давления в середине пласта).

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

На **рис. 4** представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

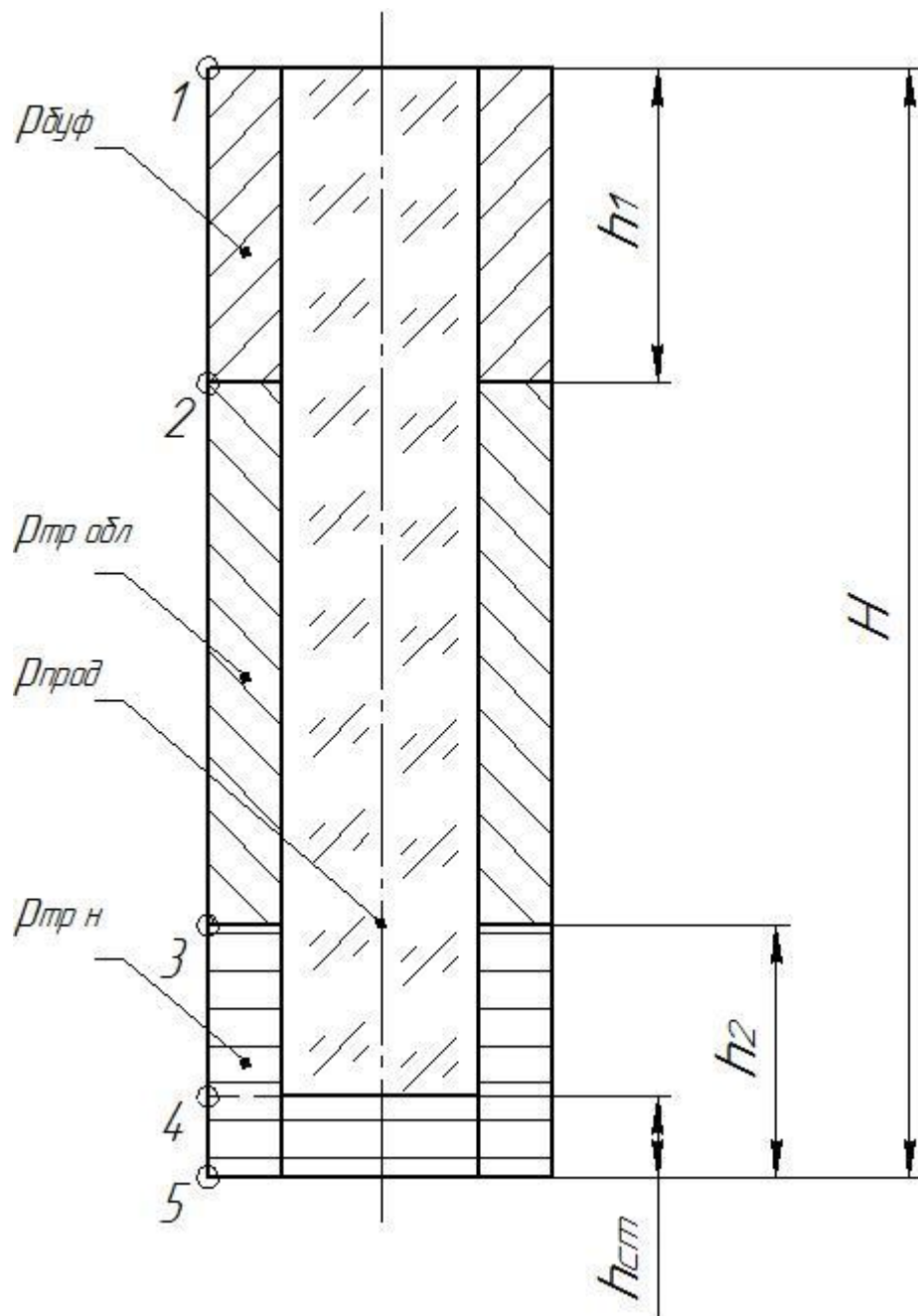


Рис. 4. Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении:

ρ_{prod} – плотность продавочной жидкости; $\rho_{буф}$ – плотность буферной жидкости; $\rho_{тр обл}$ – плотность облегченного тампонажного раствора;

$\rho_{тр н}$ – плотность тампонажного раствора нормальной плотности;

h_1 – высота столба буферной жидкости; h_2 – высота столба тампонажного раствора нормальной плотности; h_{cm} – высота цементного стакана

Ниже приведен пример расчета наружных избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Точка 1 (устье скважины).

$$P_{н1} = 0;$$

$$P_{в1} = 0;$$

$$P_{ни1} = 0.$$

Точка 2 (граница изменения жидкости за колонной).

$$P_{н2} = \rho_{буф} \cdot g \cdot h_1;$$

$$P_{в2} = \rho_{прод} \cdot g \cdot h_1;$$

$$P_{ни2} = (\rho_{буф} - \rho_{прод}) \cdot g \cdot h_1.$$

Точка 3 (граница изменения жидкости за колонной).

$$P_{н3} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2));$$

$$P_{в3} = \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_2);$$

$$P_{ни3} = P_{н3} - P_{в3}.$$

Точка 4 (граница изменения жидкости в колонне).

$$P_{н4} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр н} \cdot (h_2 - h_{см}));$$

$$P_{в4} = \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_{см});$$

$$P_{ни4} = P_{н4} - P_{в4}.$$

Точка 5 (забой скважины).

$$P_{н5} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр н} \cdot h_2);$$

$$P_{в5} = \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_{см}) + \rho_{тр н} \cdot g \cdot h_{см};$$

$$P_{ни5} = P_{н5} - P_{в5}.$$

Далее рекомендуется провести анализ 2-го и 3-го случаев с целью выбора наиболее опасного.

Для этого рассчитывается давление столба нефти в конце эксплуатации $P_{кэ}$ (формула (2.1.6) для нефтяной скважины, $P_{кэ} = 0,5$ МПа – для газовой) и давление столба жидкости при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости P_z (формула (2.11)).

$$P_z = \rho_z \cdot g \cdot (H - h), \quad (3.2.6)$$

где h – высота подъема жидкости при испытании, которая находится в соответствии с инструкцией по расчету обсадной колонны по **табл. 9**;

g – ускорение свободного падения, $9,81$ м/с²;

ρ_z – плотность технической воды, кг/м³;

H – глубина скважины, м.

Таблица 9

Величина снижения уровня жидкости при испытании на герметичность

Глубина скважины, м	до 500	500-1000	1000-1500	1500-2000	более 2000
Величина снижения уровня, м, не менее	400	500	650	800	1000

В случае выполнения условия $P_z > P_{кэ}$, наиболее опасным является случай в конце эксплуатации, в случае невыполнения – при испытании на герметичность.

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рис. 5 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

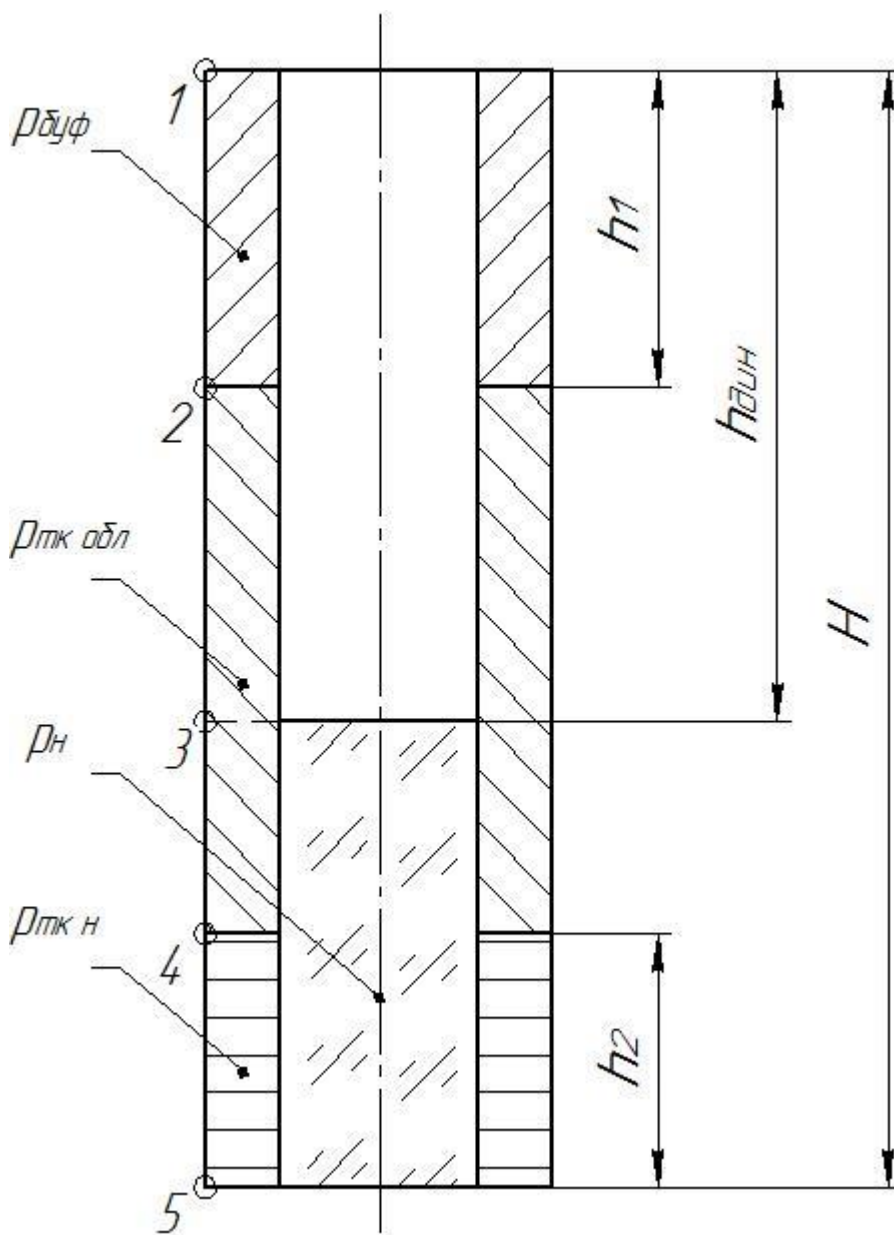


Рис. 5. Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины:

ρ_n — плотность нефти; $\rho_{буф}$ — плотность буферной жидкости;
 $\rho_{тк обл}$ — плотность облепченного тампонажного камня; $\rho_{тк н}$ — плотность тампонажного камня нормальной плотности; h_1 — высота столба буферной жидкости; h_d — динамический уровень скважины; h_2 — высота столба тампонажного камня нормальной плотности

Расчет наружного избыточного давления производится аналогично расчету 1 случая с учетом рекомендаций по расчету давлений позиций 7–9 (см. п. 3.1).

Для расчета внутреннего давления в 5 и 6 точках необходимо знать величину динамического уровня скважины h_d , которая определяется по формуле (2.1.7) либо берется из исходных данных.

Для газовой скважины на схеме расположения жидкостей необходимо указать заполненную газом колонну, а при расчете значений внутренних давлений в каждой точке необходимо брать значение $P_g=0,5 \text{ МПа}$.

По данным расчета строится эпюра наружных избыточных давлений 2-ух самых опасных случаев в координатах «глубина–наружное избыточное давление». При построении следует учитывать, что изменение давления по глубине между расчётными точками принимается прямолинейным. Пример эпюры представлен на **рис. 6**.

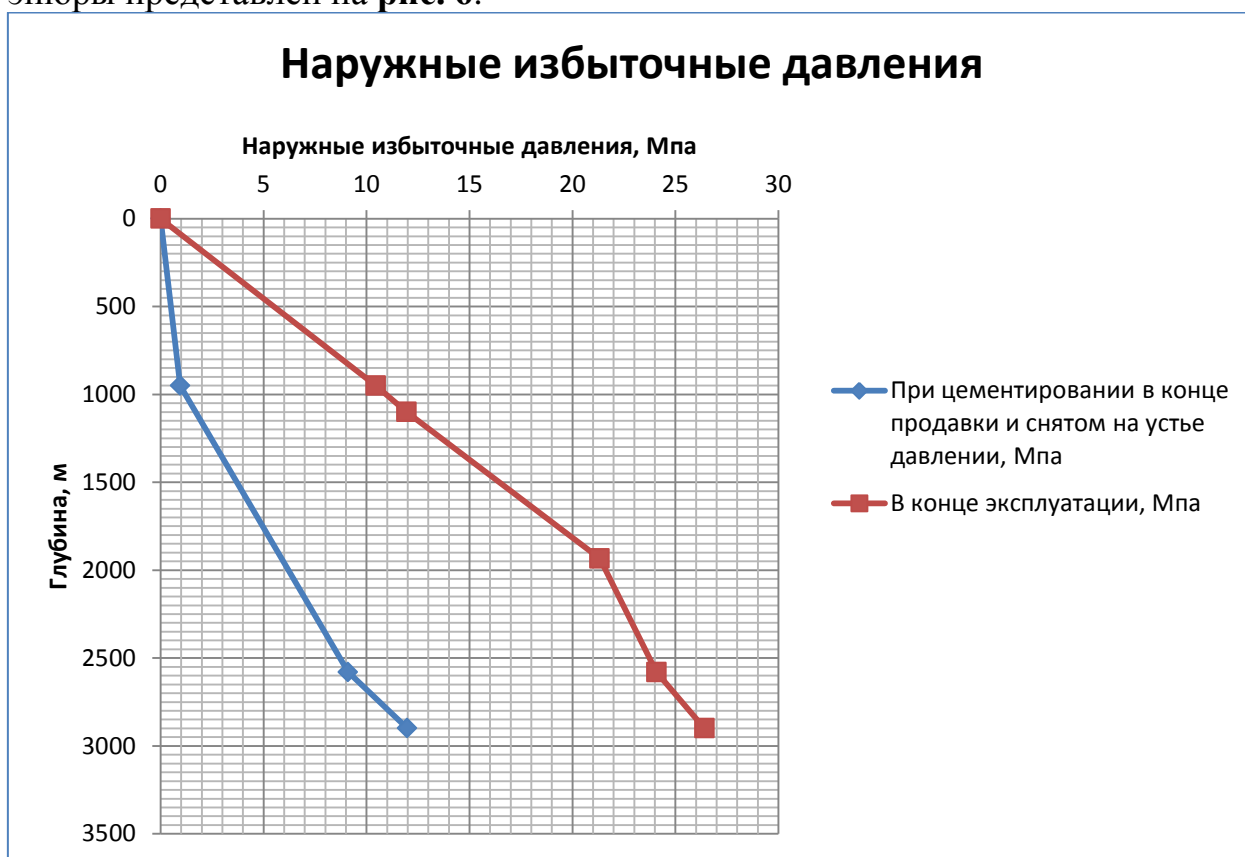


Рис. 6. Эпюра наружных избыточных давлений

3.2.2. Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н}, \quad (3.2.7)$$

где $P_{в}$ – внутреннее давление;

$P_{н}$ – наружное давление.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая.

1. при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
2. при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На **рис. 7** представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Известно, что при цементировании максимальные давления в цементировочной головке $P_{цг}$ возникают в конце процесса при посадке разделительной пробки на стоп-кольцо. Величина этого давления определяется по формуле:

$$P_{цг} = \Delta P_{гс} + P_{гд} + P_{см}, \quad (3.2.8)$$

где $\Delta P_{гс}$ – разность гидростатических давлений, возникающих из-за разности плотностей составного столба жидкости в затрубном пространстве и внутри колонны;

$P_{гд}$ – гидродинамическое давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений жидкости при движении её внутри колонны и в затрубном пространстве;

$P_{см}$ – дополнительное давление, возникающее при получении сигнала «Стоп», равное $2,5 \div 3$ МПа.

Гидродинамическое давление (МПа) ориентировочно может быть найдено по формуле:

$$P_{гд} = 0,002 \cdot L + \Omega, \quad (3.2.9)$$

где L – длина скважины по стволу, м;

Ω – величина, равная 1,6 при длине ствол менее 1500 м и 0,8 – более 1500 м.

Ниже приведен пример расчета наружных избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

Точка 1 (устье скважины).

$$P_{в1} = P_{цг};$$

$$P_{н1} = 0;$$

$$P_{вн1} = P_{ц2}.$$

Точка 2 (граница изменения жидкости за колонной).

$$P_{в2} = P_{ц2} + \rho_{прод} \cdot g \cdot h_1;$$

$$P_{н2} = \rho_{буф} \cdot g \cdot h_1;$$

$$P_{вн2} = P_{ц2} + (\rho_{прод} - \rho_{буф}) \cdot g \cdot h_1.$$

Точка 3 (граница изменения жидкости за колонной).

$$P_{в3} = P_{ц2} + \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_2);$$

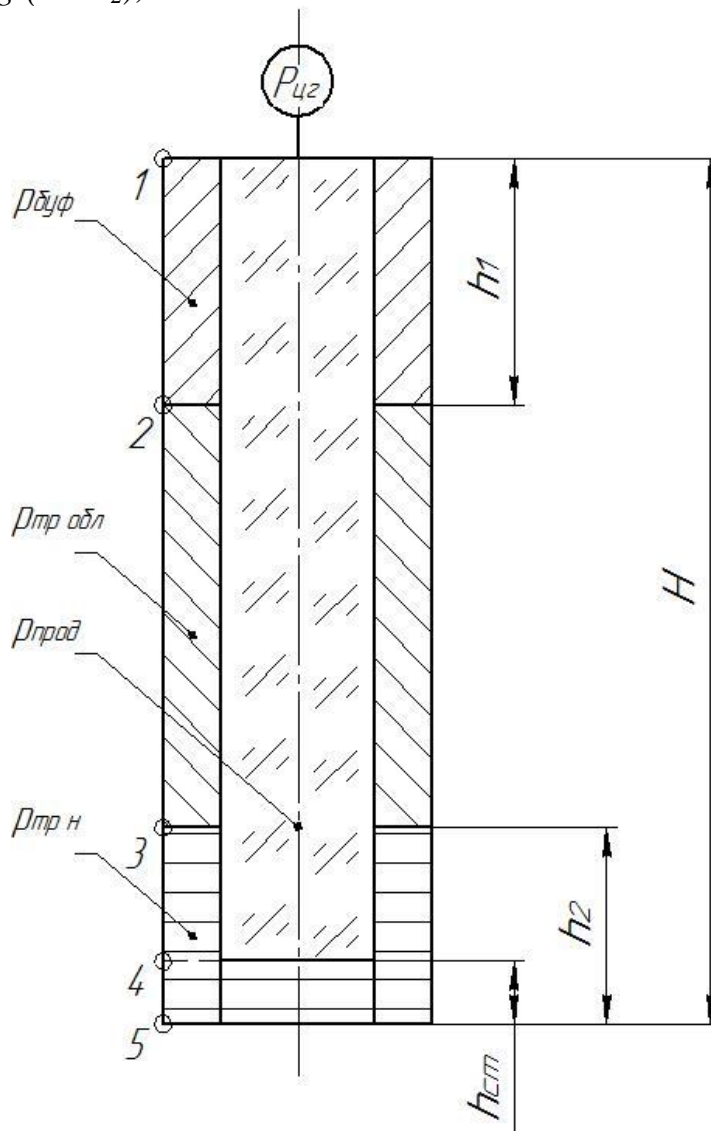


Рис. 7. Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения:

$P_{ц2}$ – давление на цементировочной головке; $\rho_{прод}$ – плотность продавочной жидкости; $\rho_{буф}$ – плотность буферной жидкости; $\rho_{тр обл}$ – плотность облегченного тампонажного раствора; $\rho_{тр н}$ – плотность тампонажного раствора нормальной плотности; h_1 – высота столба буферной жидкости; h_2 – высота столба тампонажного раствора нормальной плотности; $h_{ст}$ – высота цементного стакана

$$P_{н3} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2));$$

$$P_{ви3} = P_{е3} - P_{н3}.$$

Точка 4 (граница изменения жидкости в колонне).

$$P_{е4} = P_{цг} + \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_{см});$$

$$P_{н4} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр н} \cdot (h_2 - h_{см}));$$

$$P_{ви4} = P_{е4} - P_{н4}.$$

Точка 4 (забой скважины).

$$P_{е5} = P_{цг} + \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_{см}) + \rho_{тр н} \cdot h_{см};$$

$$P_{н5} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр н} \cdot h_2);$$

$$P_{ви5} = P_{е4} - P_{н4}.$$

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На **рис. 8** представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

В соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» величина давления опрессовки должна составлять:

$$P_{он} = 1,1 \cdot P_{му}, \quad (3.2.10)$$

где $P_{му}$ – максимальное ожидаемое давление на устье (см. формулы (2.3.1)–(2.3.6)).

В любом случае давление опрессовки $P_{он}$ не должно быть ниже минимального $P_{опмин}$:

$$P_{он} \geq P_{опмин}. \quad (3.2.11)$$

В соответствии с инструкцией по расчёту обсадных колонн минимальное давление опрессовки находится по **табл. 10**.

Если условие (3.2.10) не выполняется, то за давление опрессовки берется его минимальное значение.

Таблица 10

Минимальные давления опрессовки для обсадных колонн различного диаметра

Диаметр обсадных колонн, мм	114–127	140–146	168–174	178–194	219–251	273–351	397–508
$P_{опмин}$, атм (МПа)	150 (15)	125 (12,5)	115 (11,5)	95 (9,5)	90 (9)	75 (7,5)	65 (6,5)

Расчет внутреннего избыточного давления производится аналогично расчету 1 случая с учетом рекомендаций по расчету давлений позиций 7–9 (см. п. 3.1).

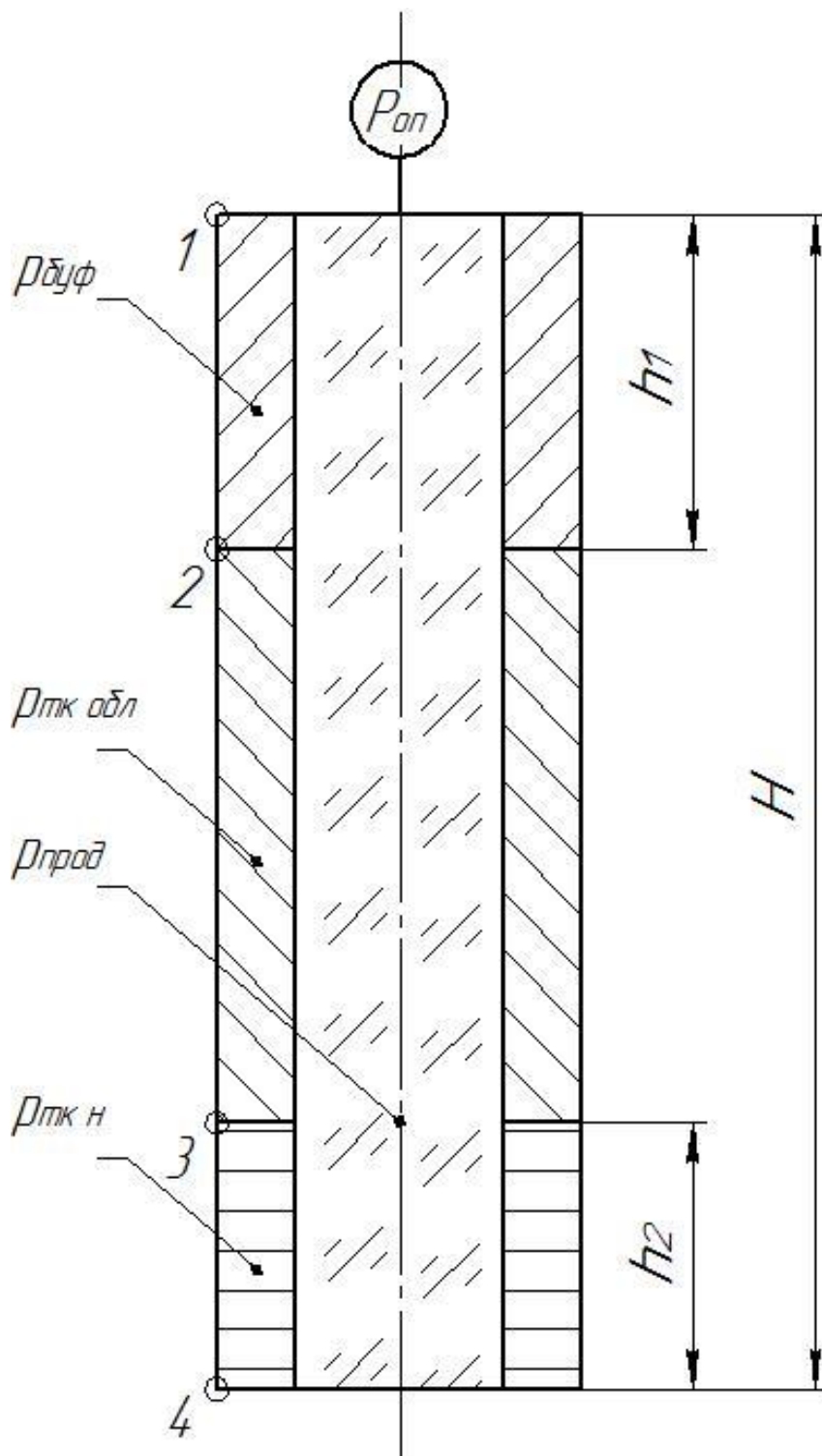


Рис. 8. Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны:

$P_{оп}$ – давление опрессовки; $\rho_{прод}$ – плотность продавочной жидкости; $\rho_{буф}$ – плотность буферной жидкости; $\rho_{тп обл}$ – плотность облегченного тампонажного раствора; $\rho_{тп н}$ – плотность тампонажного раствора нормальной плотности; h_1 – высота столба буферной жидкости; h_2 – высота столба тампонажного камня нормальной плотности

По данным расчета строится эпюра внутренних избыточных давлений 2-ух самых опасных случаев в координатах «глубина–внутреннее избыточное давление». При построении следует учитывать, что изменение давления по глубине между расчётными точками принимается прямолинейным. Пример эпюры представлен на **рис. 9**.

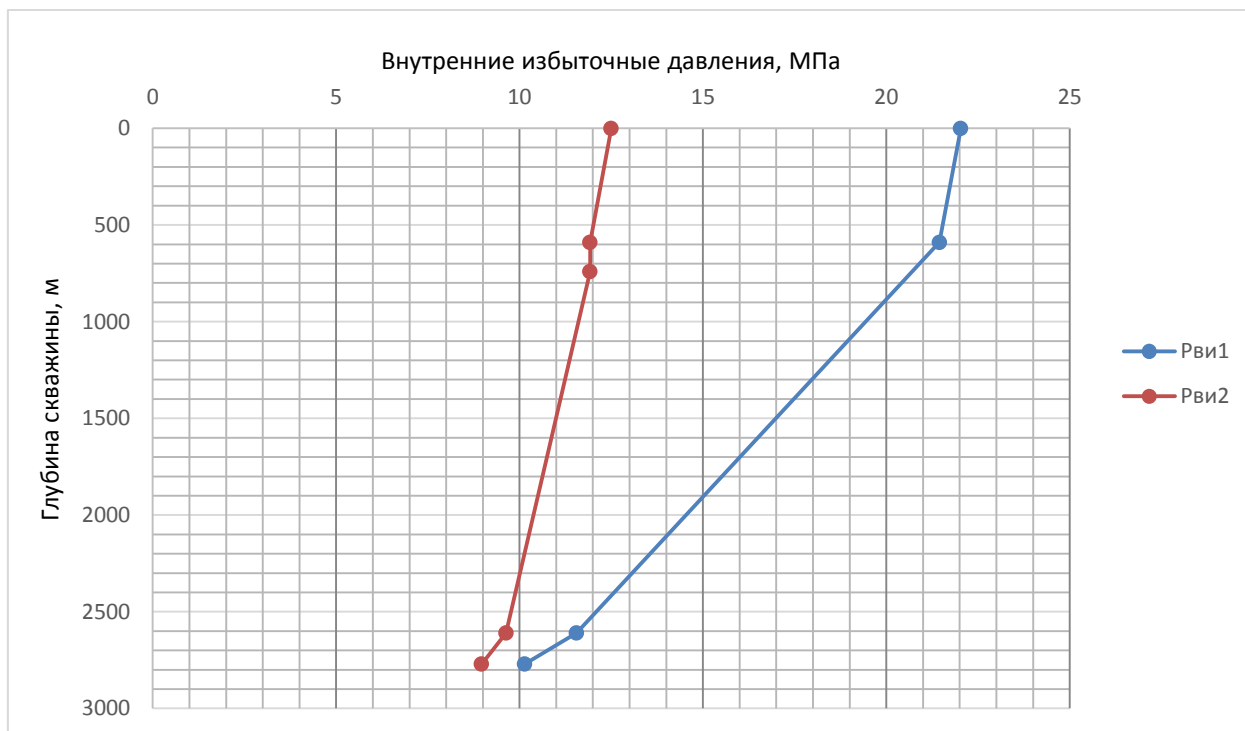


Рис. 9. Эпюра внутреннего избыточного давления

3.3. Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны (ОК) при заданном диаметре, который уже вами выбран при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки.

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Принимаются также тип обсадных труб и вид исполнения («А» или «Б»).

При анализе используются совмещенные графики избыточных наружных и внутренних давлений (**рис. 6 и 9**). Из этих графиков видно, что наружные избыточные давления достигают максимума на забое скважины. Уровень наружных избыточных давлений, как правило, больше внутренних, к тому же, прочность на внутреннее давления выше прочности на смятие (наружные избыточные давления), поэтому, за начало расчета в большинстве случаев принимают наружное избыточное давление и расчёт параметров ОК начинается снизу ОК.

Расчёт начинают с определения параметров нижней (1-ой секции), секции, которая находится в пределах эксплуатационного пласта (пластов).

Расчет 1 секции (в пределах эксплуатационного пласта)

1) Определяется требуемая прочность трубы на смятие для 1-ой секции $P_{см}^1$, которая удовлетворяет условию:

$$P_{см}^1 \geq n_{см} \cdot P_{ни}^1, \quad (3.3.1)$$

где $P_{ни}^1$ – величина наружного избыточного давления в начале 1-ой секции (максимальное наружное избыточное давление на забое скважины);

$n_{см}$ – коэффициент запаса на смятие внешним избыточным давлением. Для секций, находящихся в пределах эксплуатационного объекта, $n_{см} = 1,0–1,3$ (в зависимости от устойчивости коллекторов, пластового давления, количества эксплуатационных пластов), для остальных секций – 1,0.

2) Находится толщина стенки δ^1 , которая обеспечивает найденную прочность на смятие или на критические давления (**табл. 1, прил. 4**).

3) Принимается глубина L^1 спуска 1-ой секции выше кровли эксплуатационного объекта на 50 метров.

4) Учитывая профиль ствола скважины, находится глубина по вертикали H^1 , затем по эпюре наружных избыточных давлений определяется наружное избыточное давление $P_{ни}^2$ на верхнем конце 1-ой секции, и по **табл. 1, прил. 4** находят трубы с толщиной стенки δ^2 , у которых $P_{см}^2$ больше $P_{ни}^2$. Из этих труб будет состоять 2-я секция.

5) Определяется предварительная длина 1-ой секции l^1 :

$$l^1 = L - L^1, \quad (3.3.2)$$

где L – длина скважины по стволу.

6) Рассчитывается предварительный вес 1-ой секции G^1 :

$$G^1 = l^1 \cdot q^1, \quad (3.3.3)$$

где q^1 – вес 1 м труб 1-ой секции с толщиной стенки δ^1 (**табл. 2, прил. 4**).

Исполнение труб берется А, так как по правилам безопасности использование типа Б не допускается. Можно использовать трубы с треугольной резьбой или ОТТМ, а из 2-ух возможных вариантов, учитывая опыт работы, выбираются обсадные трубы с резьбой ОТТМ.

7) Корректируется прочность на смятие труб для 2-ой секции с учетом двухосного нагружения от наружного избыточного давления и растяжения от веса 1-ой секции по формуле:

$$*P_{см}^2 = P_{см}^2 \cdot (1 - 0,3 \cdot G^1 / Q_T^2), \quad (3.3.4)$$

где $*P_{см}^2$ – прочность на смятие труб 2-ой секции при двухосном нагружении;

$P_{см}^2$ – прочность на смятие труб 2-ой секции при радиальном нагружении (табл. 1, прил. 4);

G^1 – растягивающая нагрузка на 2-ю секцию, равная весу 1-ой секции;

Q_T^2 – растягивающая нагрузка для 2-ой секции, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести (табл. 3, прил. 4).

9) На эпюре наружных избыточных давлений находится новая (откорректированная) глубина $*L^1$, на которой действует $*P_{см}^2$ (глубина установки 1-ой секции).

10) Определяется откорректированная длина 1-ой секции:

$$*l^1 = L - *L^1, \quad (3.3.5)$$

11) Рассчитывается откорректированный вес 1-ой секции:

$$*G^1 = *l^1 \cdot q^1, \quad (3.3.6)$$

12) Определяется фактический коэффициент запаса прочности для 2-ой секции на глубине $*L^1$ при откорректированной длине 1-ой секции $*l^1$ на внутреннее давление:

$$n_p = P_p^2 / P_{ви}^2, \quad (3.3.7)$$

где P_p^2 – прочность труб 2-ой секции на внутреннее давление с толщиной стенки δ^2 (табл. 4, прил. 4);

$P_{ви}^2$ – избыточное давление на глубине $*L^1$ (определяется по эпюре внутренних избыточных давлений по значению $*H^1$).

Рассчитанные коэффициенты должны быть больше допустимых коэффициентов запаса прочности. Для диаметров труб от 114 до 219 мм $n_p=1,15$, для диаметров свыше 219 мм $n_p=1,15$ (исполнение А) и $n_p=1,45$ (исполнение Б).

13) Определяется фактический коэффициент запаса прочности для 2-ой секции на глубине $*L^1$ при откорректированной длине 1-ой секции $*l^1$ на страгивание в резьбовом соединении:

$$N_{сmp} = Q_{сmp}^2 / *G^1, \quad (3.3.8)$$

где $Q_{сmp}^2$ – прочность на страгивающие нагрузки для труб 2-ой секции с толщиной стенок δ^2 (табл. 5, прил. 4);

$*G^1$ – растягивающая нагрузка на 2-ую секцию, равная откорректированному весу 1-ой секции.

Коэффициенты запаса прочности на страгивание представлены в табл. 11.

Таблица 11

Коэффициенты запаса прочности на страгивание в резьбовом соединении

Диаметры труб, мм	Длина колонны, м	Коэффициент запаса прочности, $n_{сmp}$
от 114 до 168	до 3000	1,15
	свыше 3000	1,30
от 178 до 219	до 1500	1,30
	свыше 1500	1,45

Как правило, ввиду малых значений величин $P^2_{ви}$ и $*G^1$ вблизи забоя, эти условия в большинстве случаев соблюдаются. В противном случае либо устанавливается глубина, на которой будут соблюдены условия прочности для толщины труб 2-ой секции, либо толщина стенок 2-ой секции увеличивается до значения, обеспечивающего условия прочности.

14) При соблюдении условий прочности для второй секции параметры 1-ой секции принимаются окончательно.

Расчет 2 секции

1) Группа прочности материала труб для 2-ой секции принимается такой же, как для 1-ой.

2) Толщина стенок труб для 2-ой секции принята равной δ^2 при определении параметров 1-ой секции.

Трубы с толщиной стенки δ^2 могут быть установлены до глубины, на которой действующее наружное избыточное давление обеспечат трубы со следующей меньшей толщиной стенки $\delta^3 < \delta^2$.

3) Находится значение наружного избыточного давления $P^3_{ни}$ из условия:

$$P^3_{ни} = P^3_{см} / n_{см}, \quad (3.3.9)$$

где $P^3_{см}$ – прочность труб на смятие для толщины труб δ^3 (табл. 1, прил. 4).

4) На эпюре наружных избыточных давлений находится глубина H^2 , на которой действует $P^3_{ни}$ (предварительная глубина установки 2-ой секции), считается L^2 .

5) Определяется предварительная длина 2-ой секции l^2 :

$$l^2 = *L^1 - L^2, \quad (3.3.10)$$

где $*L^1$ – откорректированная глубина установки 1-ой секции.

6) Рассчитывается предварительный вес 2-ой секции G^2 :

$$G^2 = l^2 \cdot q^2, \quad (3.3.11)$$

где q^2 – вес 1 м труб с толщиной стенки δ^2 (табл. 2, прил. 4).

7) Корректируется прочность на смятие труб 3-ей секции с толщиной стенок δ^3 в условиях двухосного нагружения:

$$*P^3_{см} = P^3_{см} \cdot (1 - 0,3 \cdot \Sigma G^2 / Q^3_T), \quad (3.3.12)$$

где $*P^3_{см}$ – прочность на смятие труб 3-ей секции при двухосном нагружении; $P^3_{см}$ – прочность на смятие труб 3-ей секции при радиальном нагружении (табл. 1, прил. 4);

ΣG^2 – нагрузка растяжения на 3-ю секцию, равная сумме откорректированного веса 1-ой секции $*G^1$ и предварительного веса 2-ой секции;

Q^3_T – нагрузка растяжения на пределе текучести для труб 3-ей секции (**табл. 3, прил. 4**).

8) Находится новое (откорректированное) значение наружного избыточного давления $*P^3_{ни}$, которое обеспечится прочностью труб с толщиной стенки δ^3 , но с учетом двухосного нагружения из условия:

$$*P^3_{ни} = *P^3_{см} / n_{см}, \quad (3.3.13)$$

9) На эпюре наружных избыточных давлений находится новая (откорректированная) глубина установки 2-ой секции $*L^2$, на которой действует $*P^3_{ни}$.

10) Определяется откорректированная длина 2-ой секции:

$$*l^2 = *L^1 - *L^2, \quad (3.3.14)$$

где $*L^1$ – откорректированная глубина установки 1-ой секции.

11) Рассчитывается откорректированный вес 2-ой секции $*G^2$:

$$*G^2 = *l^2 \cdot q^2, \quad (3.3.15)$$

Также определяется откорректированная сумма весов 2-х секций ΣG^2 :

$$\Sigma G^2 = *G^1 + *G^2, \quad (3.3.16)$$

12) Определяются фактические коэффициенты запаса прочности для 3-ей секции на глубине $*L^2$ при откорректированных параметрах 2-х секций на внутреннее давление и на страгивание в резьбовом соединении:

$$n_p = P^3_p / P^3_{ви}, \quad (3.3.17)$$

где P^3_p – прочность труб 3-ей секции на внутреннее давление с толщиной стенки δ^3 (**табл. 4, прил. 4**);

$P^3_{ви}$ – внутреннее избыточное давление на глубине $*L^2$ (определяется по эпюре внутренних избыточных давлений).

$$n_{cmp} = Q^3_{cmp} / \Sigma *G^2, \quad (3.3.18)$$

где Q^3_{cmp} – прочность на страгивающие нагрузки для труб 3-ей секции с толщиной стенок δ^3 (**табл. 5, прил. 4**);

$\Sigma *G^2$ – растягивающая нагрузка на 3-ю секцию от откорректированного веса 2-х секций.

Рассчитанные коэффициенты должны быть больше допустимых коэффициентов запаса прочности (см. расчет 1-ой секции).

13) При соблюдении условий прочности для третьей секции, откорректированные параметры 2-ой секции принимаются за окончательные.

Расчет следующих секций

Если по одному из видов нагрузок условие прочности не выполняется, то дальнейший расчет ведется по этому виду нагрузок. В большинстве случаев в первую очередь несоблюдение условия имеет место по растягивающей нагрузке. В этом случае нужно найти длину рассчитываемой секции, при которой условие прочности будет выполняться.

Из условия прочности на растяжение длина рассчитываемой (i) секции определяется из следующего условия:

$$Q^{i+1}_{cmp} / n_{cmp} = \Sigma G^{i-1} + G^i, \quad (3.3.19)$$

где Q_{cmp}^{i+1} – табличное значение прочности на страгивающие нагрузки в резьбовом соединении для труб следующей (i+1) секции с толщиной стенок δ^{i+1} ;

ΣG^{i-1} – суммарный вес предыдущих секций;

G^i – вес рассчитываемой секции, который может быть выражен:

$$G^i = l^i \cdot q^i, \quad (3.3.20)$$

где l^i – длина рассчитываемой секции;

q^i – вес 1 м рассчитываемой секции.

Тогда из (19) и (20) можно найти:

$$l^i = (Q_{cmp}^{i+1} / n_{cmp} - \Sigma G^{i-1}) / q^i, \quad (3.3.21)$$

Для последующих секций толщина стенок увеличивается, а их длина определяется по вышеприведенному выражению. При этом проверяется запас прочности на внутреннее избыточное давление для верхней части очередной секции, так как с уменьшением глубины это давление растёт и на наружное избыточное давление в нижней части секции. Расчет проводится до тех пор, пока сумма длин всех секций не станет равной или большей длины обсадной колонны.

Возможен вариант, когда выбрана максимальная толщина стенки труб группы прочности «Д», а сумма длин рассчитанных секций составляет величину, меньшую длины колонны. Тогда необходимо принимать следующую группу прочности «К».

Расчет обсадных колонн для наклонно-направленных и горизонтальных скважин

Приведённая схема расчёта справедлива как для вертикальных, так и для наклонно направленных скважин. Особенности расчёта обсадных колонн для наклонно направленных скважин являются следующие:

1. При расчетах, в которых учитываются гидродинамические, пластовые и горные давления, в качестве длины интервала их действия используют длины «по стволу».

2. Изменения в этом случае допустимых растягивающих нагрузок за счёт изгиба учитываются увеличением коэффициента запаса прочности на страгивающие нагрузки.

Для обсадных труб с треугольной резьбой коэффициент запаса прочности для изогнутой обсадной колонны на страгивающие нагрузки определяется по формуле:

$$n_{cmp}^S = n_{cmp} / [1 - n_{cmp} \cdot \lambda \cdot (\alpha_0 - 0,5)], \quad (3.3.22)$$

где n_{cmp} – коэффициент запаса прочности на страгивающие нагрузки для вертикальной колонны;

λ – коэффициент, учитывающий влияние размеров соединения обсадных труб и его прочностные характеристики (табл. 6, прил. 4);

α_0 – интенсивность искривления труб, равная: $\alpha_0 = 573 / R$, где R – проектный радиус искривления в метрах.

Для труб с резьбами трапецидального профиля и нормальным диаметром муфт (ОТТМ, ОТТГ, ТБО и импортных труб с резьбой «Батресс», «Экстрем лайн» и др.) при интенсивности искривления скважин до 5^0 на 10 м

для труб диаметром до 168 мм и до 3⁰ на 10 м для труб диаметром выше 168 мм расчёт на страгивающие нагрузки проводят также как для вертикальных скважин без учёта изгиба.

При интенсивности искривления от 3 до 5⁰ на 10 м для труб диаметром выше 168 мм допускаемая нагрузка на страгивание уменьшается на 10%, то есть в этом случае $n_{стр}^S = 1,1 \cdot n_{стр}$.

3. Искривление учитывается для секций обсадной колонны в пределах которой наблюдается это искривление и нижележащих секций.

4. До начала расчёта колонн выделяют интервалы, в которых имеет место отклонение ствола. Определяют интервал с максимальной интенсивностью искривления. Если этот интервал является первым от устья, то расчёт всего нижележащего участка скважины вместе с этим интервалом + 25 метров в сторону устья ведут с $n_{стр}^S$ для участка максимального искривления. Если участок максимального искривления не является ближайшим к устью, то до этого участка расчёт колонны ведут с учётом вышележащего искривления, а от него + 25 метров в сторону устья и ниже ведут с учётом максимального искривления.

5. Коэффициент запаса прочности на растяжение по гладкому телу трубы на изогнутом участке ствола $n_{РАСТ}^S$ рассчитывается по формуле:

$$n_{раст}^S = n_{раст} / [1 - n_{раст} \cdot \lambda_I \cdot (\alpha_0 - 0,5)], \quad (3.3.23)$$

где $n_{раст}$ – коэффициент запаса для вертикальной скважины $n_{РАСТ} = 1,25$;

λ_I – коэффициент, учитывающий влияние формы тела трубы и её прочностные характеристики (табл. 7, прил. 4).

Затем сравнивают его с фактическим. В случае, если фактический коэффициент запаса прочности на растяжение тела трубы меньше расчётного, толщину стенки трубы соответствующей секции увеличивают.

Расчитанные параметры секций записываются в таблицу, представленную в табл. 12.

Таблица 12

Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8

4. Расчет и обоснование параметров цементирования

Различают 7 следующих способов цементирования скважин:

1. прямое одноступенчатое цементирование,
2. прямое двухступенчатое цементирование:
 - ступенчатое цементирование с разрывом во времени,
 - последовательное цементирование,
3. манжетное цементирование,
4. обратное цементирование,
5. цементирование встречными потоками,
6. цементирование с противодавлением на пласт,
7. цементирования хвостовиков и секций ОК.

Прямое одноступенчатое цементирование используют при малоразличающихся между собой градиентов гидроразрыва пород по всему разрезу скважины и их глубине до 3000 м.

Прямое двухступенчатое цементирование используется в глубоких скважинах, а также при наличии в верхней и нижней части разреза пород резко различающихся градиентами гидроразрыва пород.

Манжетное цементирование используют для исключения загрязнения высокопроницаемых пластов цементным раствором.

Обратное цементирование используется при наличии в разрезе пластов подверженных гидроразрыву, а также как ремонтно-восстановительный при обнаружении течи эксплуатационных колонн.

Цементирование встречными потоками используется при наличии в разрезе скважины проницаемых отложений с низкими пластовыми давлениями.

Цементирование с противодавлением на пласт применяется в тех случаях, когда после цементирования в нормальных условиях наблюдаются заколонные ГНВП.

4.1. Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{пг}, \quad (4.1.1)$$

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гпр}, \quad (4.1.2)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{пг}$ – давление начала поглощения, МПа;

$P_{гпр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва, МПа.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гд\ кп}$ определяются по формуле:

$$P_{гд\ кп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ зс} \cdot V_{зс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{к\ вн} - D_{эк\ н})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ ос} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{эк\ д} \cdot \sqrt{k_{срвзв}} - D_{эк\ н})}, \quad (4.1.3)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления при течении жидкости в затрубном пространстве, равный 0,035;

$\rho_{срвзв.зс}$ и $\rho_{срвзв.ос}$ – средневзвешенные плотности растворов в конце продавки тампонажного раствора за колонной открытого и закрытого стволов соответственно, кг/м³;

$V_{ос}$ – скорость восходящего потока в конце продавки за колонной в открытом стволе, равная 0,4 м/с;

$V_{зс}$ – скорость восходящего потока в конце продавки за колонной в закрытом стволе (м/с), определяемая из условия равенства расходов бурового раствора при его течении в обсаженной и необсаженной частях затрубного пространства;

L – длина ствола скважины, м;

L_k – длина ствола кондуктора, м;

$D_{экд}$ – диаметр долота при бурении под эксплуатационную колонну, м;

$D_{эки}$ – наружный диаметр обсадной колонны, м;

$k_{срвзв}$ – средневзвешенный коэффициент кавернозности в открытом стволе скважины;

$D_{квн}$ – внутренний диаметр кондуктора, м.

В случае подъема буферной жидкости на устье скважины гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве $P_{зс кп}$ определяется по формуле:

$$P_{гс кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н тр} \cdot h_2), \quad (4.1.4)$$

где $\rho_{буф}$, $\rho_{тр и}$, $\rho_{тр обл}$, h_1 , h_2 – величины, значения которых были найдены в п. 3.2.

При выполнении условия недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование, при невыполнении – прямое двухступенчатое.

4.2. Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объем буферной жидкости для цементировании эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства и определяется по формуле:

$$V_{б.ж} = S_{к.н.о.с} \cdot V_{в.п} \cdot t, \quad (4.2.1)$$

где $S_{к.н.о.с}$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе, м²;

$V_{кп}$ – скорость восходящего потока, м/с (1,8–2 м/с);

t – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 480÷600 с при турбулентном течении).

Объём тампонажного раствора $V_{ТР}$ (в м³) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны, с учётом коэффициента кавернозности, и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{эк д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк н}^2) \cdot (L - L_к) + (D_{к вн}^2 - D_{эк н}^2) \cdot (L_к - L_1) + d_{эк вн 1}^2 \cdot l_{см}] / 4, \quad (4.2.2)$$

где L_1 – глубина по стволу раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора, м;

$d_{эк вн 1}$ – внутренний диаметр 1-ой секции обсадной колонны, м (см. п. 3.3);

$l_{см}$ – длина по стволу цементного стакана в обсадной колонне, м.

В данном разделе необходимо рассчитать как общий объем тампонажного раствора, так и объемы раствора нормальной плотности и облегченного.

Расчёт необходимого количества продавочной жидкости $V_{прод}$ (м³) выполняется по формуле:

$$V_{прод} = k_{прод} \cdot \pi \cdot [(d_{эк вн}^2 \cdot L - d_{эк вн 1}^2 \cdot h_{см}] / 4, \quad (4.2.3)$$

где $k_{прод}$ – коэффициент, учитывающий сжатие продавочной жидкости (для глинистого раствора $k_{прод} = 1,03 - 1,05$);

$d_{эк вн}$ – средневзвешенный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

В **табл. 13** представляется сводная информация об объемах жидкостей заканчивания.

Таблица 13

Рассчитанные объемы жидкостей заканчивания

Наименование жидкости	Объем, м ³
Буферная жидкость	
Облегченный тампонажный раствор	
Цементный раствор нормальной плотности	
Продавочная жидкость	

4.3. Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водотвёрдого (водоцементного) отношения и оптимальной плотности цементного раствора.

Учитывая температуры на интервалах цементирования и используемые при расчете обсадных колонн на прочность значения плотности тампонажного раствора нормальной плотности и облегченного в соответствии с **табл. 14** выбирается марка цемента и рекомендуемое значение водоцементного отношения.

Дальнейшие расчеты данного раздела проводятся как для облегченного тампонажного раствора, так и для тампонажного раствора нормальной плотности.

Плотность твердой фазы рассчитывается по формуле:

$$\rho_m = \rho_{mp} / [1 - m \cdot (\rho_{mp} / \rho_{жс} - 1)], \quad (4.3.1)$$

где m – водоцементное отношение;

ρ_{mp} – требуемая плотность тампонажного раствора, кг/м³;

$\rho_{жс}$ – плотность жидкости затворения, кг/м³. В качестве жидкости затворения применяется вода, $\rho_{жс} = 1000$ кг/м³;

Масса тампонажного материала G (в кг), необходимая для приготовления 1 м³ раствора, определяется по формуле:

$$G = \rho_m \cdot (\rho_{mp} - \rho_{жс}) / (\rho_m - \rho_{жс}), \quad (4.3.2)$$

Общая масса сухого тампонажного материала (в кг) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле:

$$G_{сyx} = K_u \cdot G \cdot V_{mp}, \quad (4.3.3)$$

где K_u – коэффициент, учитывающий потери тампонажного материала при погрузочно-разгрузочных работах, берется в пределах 1,03÷1,05.

Расход сухого тампонажного материала на 1 м³ воды затворения (в кг) определяется по формуле:

$$G_l = \rho_m \cdot m. \quad (4.3.4)$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³) определяется по формуле:

$$V_в = K_в \cdot G_{сyx} / G_l, \quad (4.3.5)$$

где $K_в$ – коэффициент, учитывающий потери воды, принимается равным 1,08÷1,10.

Результаты данного расчета сводятся в **табл. 15**.

Таблица 14

Данные, регламентирующие выбор тампонажного цемента

Входная информация		Обозначение и порядковый номер цемента												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1. Рекомендуемая температурная область применения, °С	(-2) - 20													
	20 - 50	+	+				+		+					
	50 - 100			+	+	+		+		+				
	100 - 160					+					+		+	
	160 - 250											+		+
2. Расчетная плотность тампонажного раствора, кг/м ³		1900-1880	1850-1830	1900-1880	1850-1930	1890-1820	1400-1600	1400-1600	2000-2300	2000-2300	1890-1820	1890-1820	2250-2080	2250-2080
3. Рекомендуемое водоцементное отношение		0,44-0,45	0,48-0,50	0,44-0,46	0,48-0,50	0,40-0,45	0,75-1,20	0,75-1,20	0,30-0,40	0,30-0,40	0,40-0,45	0,40-0,45	0,30-0,36	0,30-0,36
4. Плотность сухого цемента, кг/м ³		3150	3120	3150	3120	2880-2950	2700-2900	2700-2900	3400-3800	3400-3800	2880-2940	2880-2940	3400-3600	3400-3600

Таблица 15

Количество составных компонентов тампонажной смеси

Плотность тампонажного раствора	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр} = \dots$ кг/м ³		
$\rho_{обтр} = \dots$ кг/м ³		
Сумма		

4.4. Гидравлический расчет цементировании скважины

Гидравлический расчет цементировании обсадных колонн проводят для определения необходимой суммарной подачи цементируемых агрегатов Q из условия обеспечения максимально возможной скорости восходящего потока бурового и тампонажного растворов в затрубном пространстве V , допустимого давления на цементирующей головке $P_{цг}$ и забое скважины $P_з$ (в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва начала поглощения), а также для выбора цементирующего оборудования и определения продолжительности процесса цементировании $t_{ц}$. При этом принимаются следующие граничные условия:

$$P_{цг} \leq P_{цг \text{ расч}}, \quad (4.4.1)$$

$$P_з \leq 0,95 \cdot P_{нз} \text{ или } P_з \leq 0,95 \cdot P_{зр}, \quad (4.4.2)$$

$$t_{ц} = t_{цем} + 15 \text{ мин} \leq 0,75 \cdot t_{заг}, \quad (4.4.3)$$

где $P_{цг \text{ расч}}$ – рассчитанное в п. 3.2.2 значение давления на цементирующей головке, МПа;

$P_{нз}$ – давление начала поглощения, МПа;

$P_{зр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва, МПа;

$t_{цем}$ – затраты времени на закачивание и продавливание тампонажного раствора, мин;

$t_{заг}$ – время загустевания тампонажного раствора, определяемое консистометром, принимается равным 120 мин;

15 мин – дополнительное время, необходимое для вывода цементосмесительной машины на режим, освобождения продавочной пробки и получения сигнала «Стоп».

Максимальное ожидаемое давление на цементирующей головке $P_{цг}$ (в МПа) рассчитывается по формуле:

$$P_{цг} = \Delta P_{зс} + P_m + P_{кп} + P_{см}, \quad (4.4.4)$$

где $\Delta P_{зс}$ – максимальная ожидаемая разность гидростатических давлений в затрубном пространстве и в трубах в конце процесса цементировании, МПа;

P_m , $P_{кп}$ – гидравлические сопротивления соответственно в трубах и в затрубном пространстве при принятом значении v , МПа;

$P_{см}$ – давление момента «Стоп», принимаемое равным $2,5 \div 3$ МПа.

Максимальная ожидаемая разность гидростатических давлений в затрубном пространстве и в трубах в конце процесса цементировании $\Delta P_{зс}$ определяется по формуле:

$$\Delta P_{ГС} = (\rho_{срвзКП} - \rho_{срвзТ}) \cdot g \cdot H, \quad (4.4.5)$$

$\rho_{срвзКП}$ – средневзвешанная плотность жидкости в затрубном пространстве, кг/м³;

$\rho_{срвзТ}$ – средневзвешанная плотность жидкости в обсадной колонне, кг/м³.

Гидравлические сопротивления внутри обсадной колонны P_m (в МПа) в конце продавки тампонажной смеси находят по формулам Дарси-Вейсбаха:

$$P_m = \Sigma P_m^i, \quad P_m^i = 8,11 \cdot \lambda_m \cdot \rho_{прод} \cdot Q^2 \cdot L^i / d_{эк \text{ вн}}^5, \quad (4.4.6)$$

где P_m^i – гидравлические сопротивления внутри секций обсадной колонны,

имеющих диаметры $d_{\text{эк вн}}^i$, МПа;

где λ_m – коэффициент гидравлических сопротивлений внутри обсадной колонны, для практических расчетов принимается равным 0,02;

$d_{\text{эк вн}}^i$ – внутренние диаметры секций обсадной колонны, см;

L^i – длина секций обсадной колонны, м;

Q – производительность закачки раствора (л/с), определяемая по формуле;

Производительность закачки цементного и бурового растворов (в л/с):

$$Q = 0,0785 \cdot (D_{\text{эк д}}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{эк н}}^2) \cdot V_{II}, \quad (4.4.7)$$

где V_{II} – скорость подъема тампонажного раствора в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора.

В конце продавки тампонажного раствора обычно используют вторую передачу насоса цементирующего агрегата V_{II} . Известно, что скорость движения раствора в затрубном пространстве на 5-ой передаче составляет 1,8 м/с. Поэтому величина скорости на 2-ой передаче насоса находится исходя из равенства площадей затрубного пространства при известных значениях расхода на 2-ой и 5-ой передачах любого диаметра втулок (см. табл. 16).

Гидравлические сопротивления в затрубном пространстве $P_{\text{кп}}$ (в МПа) в конце продавки тампонажной смеси находят по формулам Дарси-Вейсбаха:

$$P_{\text{кп}} = \Sigma P_{\text{кп}}^i, \quad P_{\text{кп}}^i = 8,11 \cdot \lambda_{\text{кп}} \cdot Q^2 \cdot \{ \rho_{\text{срвзв.ос}} \cdot (L - L_{\text{к}}) / [(D_{\text{эк д}} \cdot \sqrt{k_{\text{срвзв}}} - D_{\text{эк н}})^3 \cdot (D_{\text{эк д}} \cdot \sqrt{k_{\text{срвзв}}} + D_{\text{эк н}})^2] + \rho_{\text{срвзв.зс}} \cdot L_{\text{к}} / [(D_{\text{к вн}}^2 - D_{\text{эк н}}^2)^3 \cdot (D_{\text{к вн}}^2 + D_{\text{эк н}}^2)^2] \}, \quad (4.4.8)$$

где $\lambda_{\text{кп}}$ – коэффициент гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве, для практических расчетов принимается равным 0,035 соответственно.

Максимальное ожидаемое давление на забое скважины P_z (в МПа) равно:

$$P_z = P_{\text{зс}} + P_{\text{кп}}, \quad (4.4.9)$$

где $P_{\text{зс}}$ – гидростатическое давление на забой со стороны составного столба тампонажного раствора и буферной жидкости (в МПа), вычисляемое по формуле:

$$P_{\text{зс}} = \rho_{\text{срвзкп}} \cdot g \cdot H. \quad (4.4.10)$$

По вычисленным $P_{\text{зс}}$ и P_z проверяют условия (4.4.1), (4.4.2). Если одно из этих условий не выполняется, то корректируют V или выбирают другой тампонажный раствор (корректируют состав) и повторно рассчитывают эти параметры до выполнения ограничений.

Условие (4.4.3) проверяется позже в п. 4.6.

4.5. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

Рассчитывается давление на цементирующих насосах цементирующих агрегатов (в МПа):

$$P_{ца} \geq P_{цз} / 0,8. \quad (4.4.11)$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементирующим агрегатом ЦА-320 (технические характеристики насоса 9Т см. в табл. 16), указывается диаметр втулок и передача насоса.

Таблица 16

Технические характеристики насоса 9Т цементирующего агрегата ЦА-320

Диаметр втулок, мм	Развиваемое давление, МПа					Идеальная подача, л/с				
	Скорость коробки передач					Скорость коробки передач				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
100	-	32	18	12	7,6	-	3,2	6,1	9,3	14,1
115	-	23	13	8,6	5,1	-	4,3	8,2	12,4	18,8
127	-	18	10	7	4,5	-	5,3	10,2	15,5	23,5

По расчетному значению Q рассчитывают количество цементирующих агрегатов, работающих на скважину, из соотношения:

$$n = Q / q + 1, \quad (4.4.12)$$

где q – производительность одного цементирующего агрегата при давлении $P_{ца}$ при выбранном выше диаметре втулок;

1 – резервный агрегат.

Приготовление тампонажных растворов для изоляции продуктивных горизонтов рекомендуется производить в отдельной осреднительной емкости с целью получения однородной смеси и качественного разобщения пластов.

Рассчитывается дополнительное количество цементирующих агрегатов, которые будут качать тампонажный раствор в эту ёмкость. Расчёт ведется с учётом того, что цементирующие насосы агрегата можно использовать в режиме максимальной подачи с минимальным развиваемым давлением (при диаметре втулки, равном 127 мм). При этом водоподающие насосы этих цементирующих агрегатов и их мерные емкости можно применять для затворения тампонажной смеси.

При продажке тампонажного раствора в скважину необходимо иметь запас по суммарной производительности агрегатов, работающих на осреднительную ёмкость:

$$Q^2_{MAX} > Q^1_{MAX}. \quad (4.4.13)$$

Определяется максимальная подача, которую развивают агрегаты, работающие на скважину, на максимальной (пятой) передаче:

$$Q^1_{MAX} = q^1_v \cdot n_1, \quad (4.4.14)$$

где q^1_v – производительность одного агрегата на максимальной (пятой) передаче при выбранном диаметре втулок агрегата, работающего на скважину;

n_1 – число агрегатов, работающих на скважину, без учета резервного.

Определяется число агрегатов, работающих на осреднительную емкость:

$$n_2 \geq Q_{MAX}^2 / q_v^2, \quad (4.4.15)$$

где Q_{MAX} – максимальная подача, которую развивают агрегаты, работающие на осреднительную емкость, на максимальной передаче при максимальном диаметре втулок;

q_v^2 – производительность одного агрегата на максимальной передаче при максимальном диаметре втулок агрегата, работающего на скважину.

Учитывая (4.4.13)–(4.4.15), число агрегатов, работающих на осреднительную емкость, можно выявить по формуле:

$$n_2 \geq q_v^1 \cdot n_1 / q_v^2. \quad (4.4.16)$$

Затем проверяется, достаточно ли суммарного объема мерных баков цементировочных агрегатов $V_{мб}$ (в м³) для воды затворения тампонажной смеси:

$$V_{мб} = b \cdot \sum n \geq V_в, \quad (4.4.17)$$

где $V_в$ – рассчитанный в п.4.3 объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала;

b – объем мерного бака цементировочного агрегата (в м³);

$\sum n$ – суммарное число агрегатов без учета резервного.

Если условие (4.4.17) не выполняется, то принимается решение доливать мерные баки в процессе цементирования.

Рекомендуется использовать самый распространенный тип цементосмесительных машин – УС6-30Н(У).

Требуемое количество цементосмесительных машин m_1 определяется по формуле:

$$m_1 = Q / q_{см}, \quad (4.4.18)$$

где $q_{см}$ – наибольшая производительность приготовления тампонажного раствора, для УС6-30Н(У) равна 27 л/с.

Затем рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах.

$$m_2 = G_{сух} / G_б, \quad (4.4.19)$$

где $G_{сух}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т (см. п. 4.3);

$G_б$ – вместимость бункера смесителя, для УС6-30Н(У) равна 20 т.

В связи с тем, что тампонажные цементы не должны смешиваться, то расчет количества цементосмесительных машин по формуле (4.4.19) ведется для каждого цемента отдельно.

Потом сравниваются значения m_1 и m_2 , за окончательные число цементосмесительных машин m берется большее значение. В связи с тем, что цементосмесительные машины работают в паре с цементировочными агрегатами, то при $m > n_2$ окончательное число агрегатов, работающих на осреднительную ёмкость, увеличивается.

4.6. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

Расчёт режимов закачки растворов начинают с построения графика изменения давлений на цементировочной головке в зависимости от суммарного объёма закаченных растворов. График строится по трём характерным точкам, между которыми изменение давления на цементировочной головке с некоторой долей условности считают линейным. Это точка начала закачки тампонажного раствора в обсадную колонну, в которой давление на цементировочной головке равно сумме гидравлических сопротивлений в колонне и кольцевом пространстве, точка, соответствующая моменту прихода тампонажного раствора на забой, когда давление на цементировочной головке минимально и точка в конце продавки тампонажного раствора, в которой давление на цементировочной головке максимально.

1) Максимальное давление на цементировочной головке, без учёта давления «Стоп» в конце продавки тампонажной смеси $P_{ц}$ может быть найдено по формуле:

$$P_{ц} = P_{цг} - P_{см}, \quad (4.4.20)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементировочной головке, рассчитанное по формуле (4.4.4);

$P_{см}$ – давление «Стоп».

2) Давление, которое возникает на цементировочной головке в момент прихода тампонажной смеси на забой, $P_{ц}^l$ (в МПа), определяется по формуле:

$$P_{ц}^l = \Delta P_{гс}^l + P_{т}^l + P_{кп}^l, \quad (4.4.21)$$

где $\Delta P_{гс}^l$ – максимальная ожидаемая разность гидростатических давлений в затрубном пространстве и в трубах на момент прихода тампонажной смеси на забой, Мпа (эта величина отрицательна);

$P_{т}^l$, $P_{к}^l$ – гидравлические сопротивления соответственно в трубах и в затрубном пространстве, Мпа;

$\Delta P_{гс}^l$ рассчитывается по формуле:

$$\Delta P_{гс}^l = (\rho_{срвзкп}^l - \rho_{срвзг}^l) \cdot g \cdot H, \quad (4.4.22)$$

где H – глубина скважины по вертикали, м;

$\rho_{срвзкп}^l$ – средневзвешенная плотность составного столба буферной жидкости и бурового раствора, кг/м³ (учитывается рассчитанный по формуле (4.2.1) суммарный объем буферной жидкости);

$\rho_{срвзг}^l$ – средневзвешенная плотность составного столба жидкости в обсадной колонне на момент прихода тампонажного раствора на забой, кг/м³ (учитываются рассчитанные в п. 4.2 объемы тампонажного раствора нормальной плотности и облегченного).

Она равна средневзвешенной плотности тампонажного раствора $\rho_{срвзгП}$, если выполняется условие:

$$V_{тп} \geq V_{ок}, \quad (4.4.23)$$

где $V_{тп}$ – необходимый объем тампонажного раствора (в м³), рассчитанный по формуле (6).

$V_{ок}$ – внутренний объём обсадной колонны (в м³), определяемый по формуле:

$$V_{ок} = \pi \cdot d_{эк\ вн}^2 \cdot L / 4, \quad (4.4.24)$$

где $d_{эк\ вн}$ – средневзвешенный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м (рассчитывается с учетом изменения толщины стенки эксплуатационной колонны).

При несоблюдении условия (4.4.23) расчет $\rho^1_{срвзвГ}$ производится с учетом составного столба тампонажного раствора и продажной жидкости.

Гидравлические сопротивления в трубах P^1_m (в МПа) для этого случая определяются по формуле (4.4.6) с учетом того, что расход определяется, как сумма расходов всех работающих на скважину цементировочных агрегатов на 5-ой передаче насоса, а плотность составного столба жидкости равна $\rho^1_{срвзвГ}$.

Гидравлические сопротивления в кольцевом пространстве $P^1_{кп}$ (в МПа) для этого случая определяются по формуле (4.4.8) с учетом того, что расход определяется, как сумма расходов всех работающих на скважину цементировочных агрегатов на 5-ой передаче насоса, а плотность составного столба жидкости равна $\rho^1_{срвзвКП}$.

В связи с тем, что величина $P^1_ц$ будет иметь малое и даже отрицательное значение, закачку тампонажного раствора до забоя можно производить с максимальной производительностью, которая ограничивается только условием:

$$P^1_з \leq 0,95 \cdot P_{зр}, \quad (4.4.25)$$

где $P_{зр}$ – давление гидроразрыва на забое скважины.

Так как забойное давление с другой стороны равно $P^1_з = P^1_{зс} + P^1_к$, условие (4.4.25) можно переписать в виде:

$$P^1_{зс} + P^1_{кп} \leq 0,95 \cdot P_{ГР}. \quad (4.4.26)$$

В случае невыполнения условия (4.4.25) закачку тампонажного раствора необходимо осуществлять на 4-ой передаче насоса агрегатов, следовательно, необходимо пересчитать значения P^1_m и $P^1_{кп}$.

Подставив полученные значения $\Delta P^1_{зс}$, P^1_m , $P^1_{кп}$ в (4.4.21) находится величина давления на цементировочной головке в момент прихода тампонажного раствора на забой.

3) Давление на цементировочной головке в момент начала закачки тампонажного раствора в обсадную колонну $P^0_ц$ (в МПа) равна сумме гидравлических сопротивлений в секциях обсадной колонны P^0_m и $P^0_{кп}$ (формулы (4.4.6) и (4.4.8), при этом берется плотность бурового раствора).

Давление на цементировочной головке в начале закачки тампонажного раствора в обсадную колонну не должно быть больше давления в конце продавки. Если по результатам расчёта это условие не выполняется, производят уменьшение Q и пересчитывают давления на цементировочной головке в моменты начала закачки тампонажного раствора в обсадную колонну и его прихода на забой.

Таким образом, определяются необходимые для построения графика изменения давления на цементировочной головке величины давлений в моменты начала закачки тампонажного раствора $P^0_ц$, прихода тампонажного раствора на забой $P^1_ц$ и конца продавки $P_ц$ (ординаты графика).

4) Следующий этап – определение суммарных закаченных объёмов ΣV в скважину при цементировании (абсциссы графика). Эти объёмы рассчитываются без учёта закачки буферной жидкости. На момент начала закачки тампонажного раствора объём ΣV_0 равен нулю. В момент прихода тампонажного раствора на забой ΣV_1 равна внутреннему объёму обсадной колонны $V_{ок}$, рассчитанному по формуле (4.4.24). В конце продавки тампонажного раствора ΣV равен сумме объёмов тампонажного раствора $V_{тр}$ и продавочной жидкости $V_{прод}$.

5) По полученным данным строится график изменения давления на цементировочной головке, пример которого представлен на **рис. 10**. При построении следует учитывать, что изменение давления по глубине между расчётными точками принимается прямолинейным.

6) На график накладывают горизонтальные линии, соответствующие максимальным давлениям, развиваемым цементировочным насосом 9Т (см. **табл. 16**) цементировочных агрегатов, работающих на скважину, на каждой передаче, от максимально допустимой до низшей передачи, предварительно умноженным на 0,8. То есть строятся графики $P_i(V) \cdot 0,8$, совмещённые с графиком изменения давления на цементировочной головке. Пересечения этих графиков дают возможность определить объёмы технологических жидкостей, откаченных цементировочными насосами на разных передачах V_i с расходами $Q_i = q_i \cdot (n-1)$. Здесь n – число цементировочных агрегатов, q_i – подача цементировочного насоса на i -ой передаче.

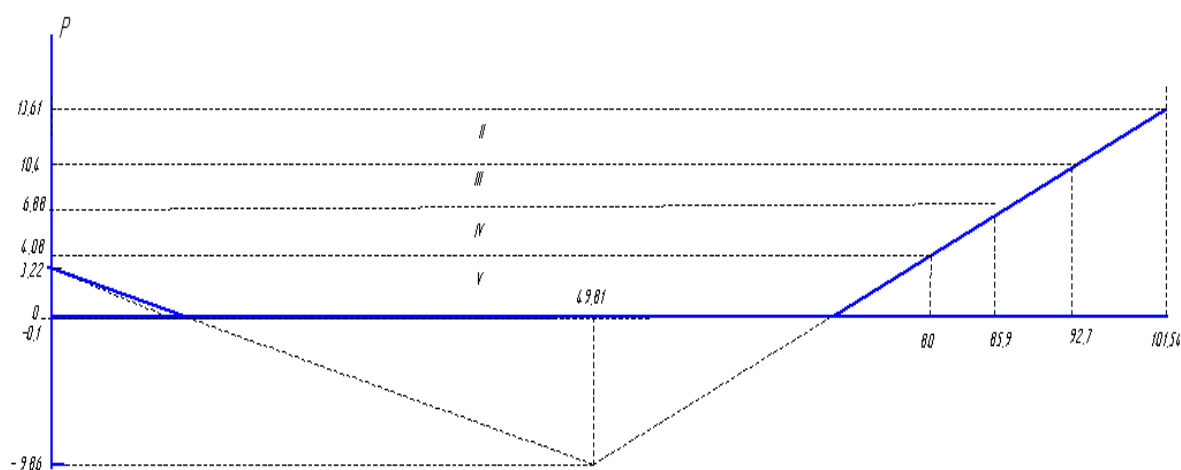


Рис. 10. Пример построенного графика изменения давления на цементировочной головке

В **табл. 17** показан пример сводных данных о режимах работы цементировочных агрегатов.

Режимы работы цементируемых агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	80,0
IV	5,9
III	6,8
II	8,85

Затем вычисляется общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{цем}$ в минутах, по формуле:

$$t_{цем} = 16,7 \cdot \sum V_i / (q_i \cdot (n_I - 1)) + 16,7 \cdot V_{II} / q_{II}, \quad (4.4.27)$$

где q_i – производительность одного цементируемого агрегата на i -ой передаче, л/с;

n_I – число цементируемых агрегатов, работающих на скважину;

V_i – объёмы, откаченные всеми задействованными цементируемыми агрегатами на i -ой передаче, м³.

q_{II} – производительность одного цементируемого агрегата на второй передаче до момента посадки цементируемой пробки на стоп, равная 3÷4 л/с;

V_{II} – объём, откачиваемый одним цементируемым агрегатом до посадки цементируемой пробки на стоп-кольцо, равный 1,0÷1,5 м³.

Затем определяется время цементирования скважины t_y (в мин):

$$t_y = t_{цем} + 15 \text{ мин}, \quad (4.4.28)$$

где $t_{цем}$ – затраты времени на закачивание тампонажного раствора и его продавку, мин;

15 мин – дополнительное время, необходимое для вывода цементосмесительной машины на режим, освобождения продавочной пробки и получения сигнала «Стоп».

По вычисленному значению t_y проверяют условие (4.4.3). Если это условие не выполняется, то выбирают другой тампонажный раствор (корректируют состав) и повторно рассчитывают этот параметр до выполнения ограничения.

Также рассчитывается число агрегатов, задействованных в закачке буферной жидкости:

$$n_{бж} = V_{бж} / V_{мб}, \quad (4.4.29)$$

где $V_{бж}$ – объём буферной жидкости, м³;

$V_{мб}$ – объём мерных баков, м³.

Время закачки буферной жидкости $t_{бж}$ определяем по формуле:

$$t_{бж} = 16,7 \cdot V_{бж} / (q^I_v \cdot n_{бж}), \quad (4.4.30)$$

где $V_{бж}$ – объём буферной жидкости, м³;

q^I_v – производительность закачки раствора в обсадную колонну одним цементируемым агрегатом в режиме ускоренной закачки, л/с.

По результатам расчёта количества и выбора цементируемой техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементируемого

оборудования. На **рис. 11** приведен пример технологической схемы с применением осреднительной емкости.

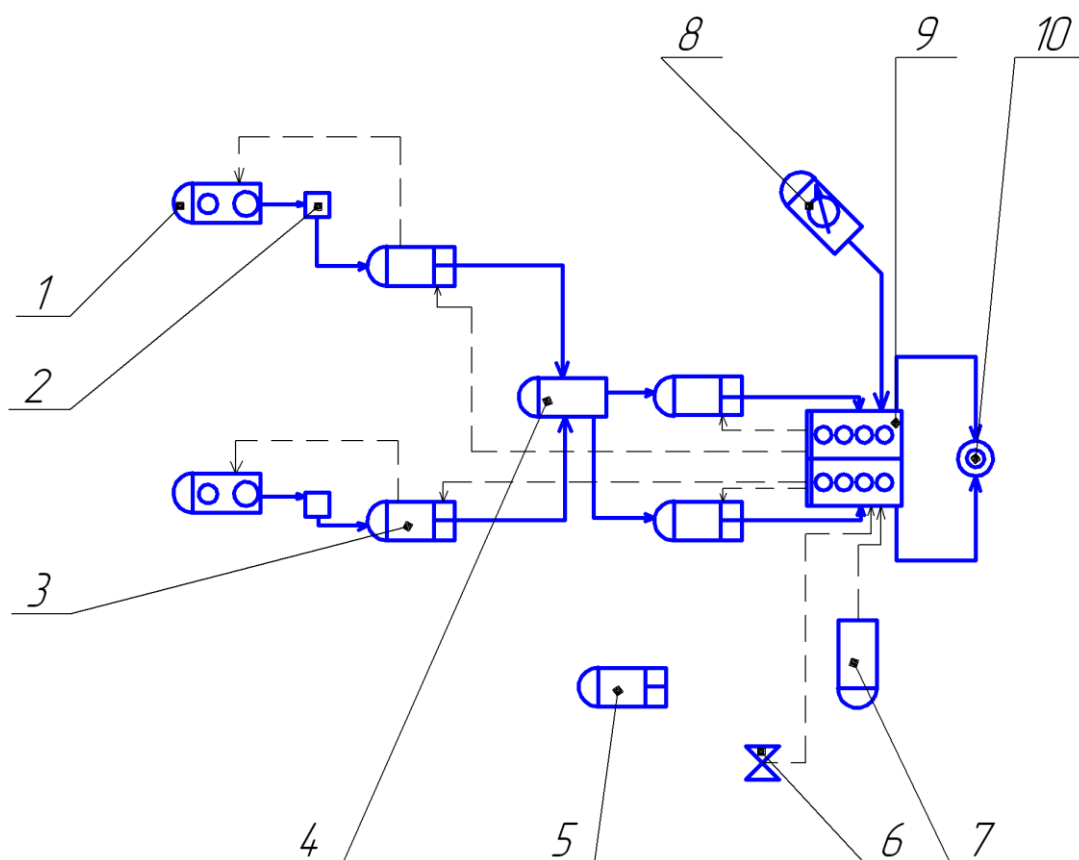


Рис. 11. Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

**1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16;
5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия;
7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины**

5. Проектирование процессов испытания и освоения скважины

5.1. Вторичное вскрытие пласта

Основная задача вторичного вскрытия – создание совершенной гидродинамической связи между скважиной и продуктивным пластом без отрицательного воздействия на коллекторские свойства призабойной зоны пласта (ПЗП), без значительных деформация обсадных колонн и цементной оболочки. Решение этой задачи обеспечивается выбором условий перфорации, перфорационной среды, оптимального для данных условий типоразмера стреляющей аппаратуры и оптимальной плотности перфорации.

В проекте должен быть обоснован способ вторичного вскрытия пласта. Необходимо проанализировать существующие методы перфорации и выбрать оптимальный с технико-экономической точки зрения с учётом запроектированных выше решений.

После предварительного выбора метода перфорации производится выбор превенторной установки для безопасного проведения осуществления вторичного вскрытия пласта и вызова притока. Основными критериями для ее выбора являются величина условного прохода и максимальное рабочее давление (см. п. 2.6).

Затем необходимо выбрать конкретный перфоратор, привести его краткое описание, схему, принцип действия.

В расчетной части требуется определить интервал перфорации соответствующий максимально допустимой величине плотности перфорации, а также оценить потребное количество рейсов выбранного оборудования на забой.

Интервал перфорации H определяется по формуле:

$$H = n / m, \quad (5.1)$$

где n – количество перфорированных отверстий, шт;

m – плотность перфорации, отверстие на 1 м.

Расчет количества перфорированных отверстий n определяется из неравенства:

$$S_{mp} \leq n \cdot S_{перф}, \quad (5.2)$$

где S_{mp} – площадь сечения проходного канала трубы, м²;

$S_{перф}$ – площадь перфорации, м².

Площадь сечения проходного канала трубы определяется по формуле (5.3), а площадь перфорации – по формуле (5.4).

$$S_{mp} = \pi \cdot d_1^2 / 4, \quad (5.3)$$

$$S_{перф} = \pi \cdot d_2^2 / 4, \quad (5.4)$$

где d_1 – внутренний диаметр колонны в интервале продуктивного пласта;

d_2 – диаметр перфорационного канала, принимается равным 0,015 м.

Исходя из полученной величины интервала перфорации H и величины мощности продуктивного пласта, делается вывод о потребном количестве спусков перфоратора на забой.

5.2. Вызов притока флюида

Под освоением скважин мы понимаем комплекс проводимых в них работ по окончании бурения, крепления и перфорации (или капитального ремонта) с целью получить при оптимальных технологических режимах работы эксплуатационного пласта максимального дебита нефти (газа) или лучшей приемистости пласта при закачке в него газа (иных флюидов).

Процесс освоения скважины заключается в возбуждении скважины, очистке ПЗП от жидкости и прочих загрязняющих примесей, находящихся в стволе, в проведении необходимых работ с целью повышения фильтрационной характеристики призабойной зоны продуктивного пласта.

Сущность возбуждения скважины состоит в понижении давления на забой (в ПЗП) различными способами до давления меньше пластового, чтобы обеспечить приток нефти или газа в скважину.

Понижение давления у забоя скважины может быть достигнуто следующими способами:

1. заменой бурового раствора раствором меньшей плотности (разница в плотности последовательно заменяемых жидкостей не должна быть более $0,5 \text{ г/см}^3$);
2. заменой бурового раствора водой;
3. снижением уровня жидкости в скважине (свабирование, поршневание, эжекторным насосом);
4. использованием аэрированных жидкостей и пенных систем;
5. поршневанием с подкачкой газообразного агента;
6. промывкой скважины (фонтанной) находящейся в стволе жидкостью при практическом равенстве давлений пластового и в ПЗП.

В данном разделе необходимо обосновать выбор конкретного способа вызова притока флюида, привести необходимые рисунки, таблицы, результаты расчетов.

Заключение

Список использованных источников

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Заканчивание скважин. – М.: Недра, 2000. – 670 с.
2. Агзамов Ф.А., Акбулатов Т.О., Сакаев Р.М. Методическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине “Заканчивание скважин”. – Уфа: Изд. УГНТУ, 2002. – 81 с.
3. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин. - М.: Недра, 1979. – 303 с.
4. Элияшевский Н.В. и др. Типовые задачи и расчеты в бурении. - М.: Недра, 1982.-296 с.
5. Сароян А.Е. Трубы нефтяного сортамента.-М.: Недра,1987.-488 с.
6. Иогансен К.В. Спутник буровика.- М: Недра, 1990. - 294 с.
7. Булатов А.И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. - М.: Недра, 1991. – 296 с.
8. Редутинский Л.С. Расчет обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. - Томск: Изд. ТПУ, 1998. - 64с.
9. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн - Томск: Изд. ТПУ, 1997. - 47 с.
10. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. - М.: ВНИИТнефть, 1997. -194 с.
11. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. РД 39-00147001-767-2000. - М.: УБР ОАО «Газпром» и ОАО НПО «Бурение», 2000. – 277 с.
12. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 12 марта 2013 г.
13. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. "Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые." М: «Недра», 2001 г.

Оформление исходных данных

Таблица 1

Стратиграфический разрез скважины, элементов залегания и коэффициент кавернозности пласта

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности интервала (средневзвешенная величина)
от (кровля)	до (подошва)	название	индекс	угол		
				град	мин.	
		1	2	3	4	

Таблица 2

Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4

Таблица 3

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, дарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести, кгс/мм ²	Твердость, кгс/мм ²	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Таблица 4

Геокриологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетнемерзлых пород, м		Тип многолетнемерзлых пород	Льдистость пород, %	Наличие: да, нет			
	от (верх)	до (низ)			избыточной льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	таликов	межмерзлотных напорных (защемленных) вод	пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Таблица 5

Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент						Температура в конце интервала, °С	Источник получения
	от (верх)	до (низ)	пластового давления		гидроразрыва пород		горного давления			
			величина кгс/см ² на м	источник получения	величина кгс/см ² на м	источник получения	величина кгс/см ² на м	источник получения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Таблица 6

Газоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Максимальный дебит газа, тыс. м ³ /сут. — средний выход конденсата, м ³ /сут.	Пластовое давление, кгс/см ²	Относительная по воз-духу плотность газа	Пластовая температура, °С
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8

Таблица 7

Нефтеносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Подвижность, дарси на сантипуаз	Содержание серы, % парафина, %	Дебит, м ³ /сут.	Пластовое давление, кгс/см ²	Газовый фактор, м/м ³	Относительная по воздуху плотность газа	Динамический уровень в конце эксплуатации, м	Температура жидкости в колонне на устье скваж. при экспл., град.	Давление насыщения, МПа
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Таблица 8

Водоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Дебит, м ³ /сут.	Пластовое давление, кгс/см ²	Химический состав (воды), % экв.						Минерализация, г/л	Тип воды по Сулину	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ⁻⁴	HCO ⁻³	Na ⁺ (К)	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Таблица 9

Поглощения бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Условия возникновения, в том числе допустимая репрессия
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5

Таблица 10

Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, газ)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5

Таблица 11

Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Устойчивость пород, измеряемая временем от момента вскрытия до начала осложнения, сутки	Интенсивность осыпей и обвалов	Проработка в интервале из-за этого осложнения		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			мощность, м	скорость, м/час	
1	2	3	4	5	6	7	8

Таблица 12

Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Репрессия при прихвате, кгс/см ²	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5

Таблица 13

Параметры профиля ствола наклонно-направленной скважины

Глубина по вертикали, м		Зенитный угол, град		Отклонение, м		Глубина по стволу, м		Интенсивность искривления, град/10 м
на интервале	всего	нач.	конеч.	на интервале	всего	на интервале	всего	
1	2	3	4	5	6	7	8	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Технические характеристики колонных обвязок

Колонные обвязки типа ОКК1 (рабочее давление: 21 МПа)

пп	Наименование параметров и размеров		Значение							
			ОКК 1-21- 140 ×219	ОКК 1-21- 140 ×245	ОКК 1-21- 140 ×273	ОКК 1-21- 146 ×219	ОКК 1-21- 146 ×245	ОКК 1-21- 146 ×273	ОКК 1-21- 168 ×245	ОКК 1-21- 168 ×273
1.	Условный диаметр обвязываемых труб, мм	d ₁	140			146		168		
		d ₂	219	245	273	219	245	273	245	273
2.	Рабочее давление МПа, не более		21							
3.	Диаметры боковых отводов, мм		65							
4.	Условный проход верхнего фланца по ГОСТ 28919		280							
5.	Тип колонной подвески		Клиньевая							
6.	Скважинная среда		Нефть, газ, газоконденсат с содержанием механических примесей до 0,05% и пластовой воды до 90% по объему							
			с суммарным содержанием CO ₂ и H ₂ S до 0,003% по объему					с содержанием CO ₂ до 6% по объему		
7.	Температура скважинной среды, °С, не выше		120							
8.	Габаритные размеры, мм: длина L ширина В высота Н		1000							
			785							
			560							
9.	Масса, кг, не более		520	520	518	515	514	513	508	507

Колонные обвязки типа ОКК1 (рабочее давление: 35 МПа)

пп	Наименование параметров и размеров		Значение							
			ОКК 1-35- 140 ×219	ОКК 1-35- 140 ×245	ОКК 1-35- 140 ×273	ОКК 1-35- 146 ×219	ОКК 1-35- 146 ×245	ОКК 1-35- 146 ×273	ОКК 1-35- 168 ×245	ОКК 1-35- 168 ×273
1.	Условный диаметр обвязываемых труб, мм	d ₁	140			146			168	
		d ₂	219	245	273	219	245	273	245	273
2.	Рабочее давление МПа, не более		35							
3.	Диаметры боковых отводов, мм		65							
4.	Условный проход верхнего фланца по ГОСТ 28919		280							
5.	Тип колонной подвески		Клиньевая							
6.	Скважинная среда		Нефть, газ, газоконденсат с содержанием механических примесей до 0,05% и пластовой воды до 90% по объему							
			с суммарным содержанием CO ₂ и H ₂ S до 0,003% по объему			с содержанием CO ₂ и H ₂ S до 6% по объему каждого				
7.	Температура скважинной среды, °С, не выше		120							
8.	Габаритные размеры, мм: длина L ширина В высота Н		1000							
			800							
			570							
9.	Масса, кг, не более		600	600	600	595	594	593	588	587

Колонные обвязки типа ОКК2 (рабочее давление: 21 МПа)

№ № пп	Наименование параметров и размеров	Значение								
		ОКК 2-21-140 ×219×299	ОКК 2-21-140 ×219×324	ОКК 2-21-140 ×245×299	ОКК 2-21-140 ×245×324	ОКК 2-21-146 ×219×299	ОКК 2-21-146 ×219×324	ОКК 2-21-146 ×245×29	ОКК 2-21-146 ×245×324	
1.	Условный диаметр обвязываемых труб, мм	d	140				146			
		d ₁	219		245		219		245	
		d ₂	299	324	299	324	299	324	299	324
2.	Рабочее давление МПа, не более	21								
3.	Диаметры боковых отводов, мм	65								
4.	Условный проход верхнего фланца согласно ГОСТ 28919	280								
5.	Тип колонной подвески	Клиньевая								
6.	Скважинная среда	Нефть, газ, газоконденсат с содержанием механических примесей до 0,05% и пластовой воды до 90% по объему: - <i>некоорозионная</i> : с суммарным содерж. CO ₂ и H ₂ S до 0,003% по объему - <i>коррозионная K1</i> : с содержанием CO ₂ до 6% по объему - <i>коррозионная K2</i> : с содерж. CO ₂ и H ₂ S до 6% по объему каждого								
7.	Температура скваж. среды, °С	120								
8.	Габаритные размеры, мм: длина L ширина В высота Н	1010								
		610								
		1250								
9.	Масса, кг, не более	1250	1250	1240	1230	1230	1220	1220	1210	

Колонные обвязки типа ОКК2 (рабочее давление: 21 МПа)

№№ пп	Наименование параметров и размеров	Значение								
		ОКК 2-21- 168 ×245× 299	ОКК 2-21- 168 ×245× 324	ОКК 2-21- 178 ×245× 299	ОКК 2-21- 178 ×245× 324	ОКК 2-35- 140 ×219× 299	ОКК 2-35- 140 ×219× 324	ОКК 2-35- 140 ×245× 299	ОКК 2-35- 140 ×245× 324	
1.	Условный диаметр обвязываемых труб, мм	d	168		178		140			
		d ₁	245				219		245	
		d ₂	299	324	299	324	299	324	299	324
2.	Рабочее давление МПа, не более	21				35				
3.	Диаметры боковых отводов, мм	65								
4.	Условный проход верхнего фланца согласно ГОСТ 28919	280								
5.	Тип колонной подвески	Клиньевая								
6.	Скважинная среда	Нефть, газ, газоконденсат с содержанием механических примесей до 0,05% и пластовой воды до 90% по объему: - некоорозионная: с суммарным содерж. CO ₂ и H ₂ S до 0,003% по объему - коррозионная К1: с содержанием CO ₂ до 6% по объему - коррозионная К2: с содерж. CO ₂ и H ₂ S до 6% по объему каждого								
7.	Температура скваж. среды, °С	120								
8.	Габаритные размеры, мм: длина L ширина В высота Н	1010				1070				
		610				675				
		1250				1405				
9.	Масса, кг, не более	1170	1160	1150	1140	1790	1770	1690	1650	

Колонные обвязки типа ОКК2 (рабочее давление: 35 МПа)

№ № пп	Наименование параметров и размеров							
		ОКК2- 35- 146×219 × 299	ОКК2- 35- 146×219 × 324	ОКК2- 35- 146×245 × 299	ОКК2- 35- 146×245 × 324	ОКК2- 35- 168×245 × 299	ОКК2- 35- 168×245 × 324	
1.	Условный диаметр обвязываемы х труб, мм	d	146				168	
		d	219		245			
		1						
		d	299	324	299	324	299	324
2.	Рабочее давление МПа, не более	35						
3.	Диаметры боковых отводов, мм	65						
4.	Условный проход верхнего фланца согласно ГОСТ 28919	280						
5.	Тип колонной подвески	Клиньевая						
6.	Скважинная среда	Нефть, газ, газоконденсат с содержанием механических примесей до 0,05% и пластовой воды до 90% по объему: - некоорозионная: с суммарным содерж. CO ₂ и H ₂ S до 0,003% по объему - коррозионная К1: с содержанием CO ₂ до 6% по объему - коррозионная К2: с содерж. CO ₂ и H ₂ S до 6% по объему каждого						
7.	Температура скваж. среды, °С	120						
8.	Габаритные размеры, мм: длина L ширина В высота Н	1070 675 1405						

Колонные обвязки типа ОККЗ (рабочее давление: 35 МПа)

№ № пп	Наименование параметров и размеров	Значение								
		ОКК 3-35- 140× 219×299 ×426	ОКК 3-35- 140× 219×324 ×426	ОКК 3-35- 140× 245×299 ×426	ОКК 3-35- 140× 245×324 ×426	ОКК 3-35- 146× 219×299 ×377	ОКК 3-35- 146× 219×299 ×426	ОКК 3-35- 146× 219×324 ×377	ОКК 3-35- 146× 219×324 ×426	
1.	Условный диаметр обвязываемых труб, мм	d ₁	140				146			
		d ₂	219		245		219			
		d ₃	299	324	299	324	299		324	
		d ₄	426				377	426	377	426
2.	Рабочее давление МПа, не более	35								
3.	Диаметры боковых отводов, мм	65								
4.	Условный проход верхнего фланца по ГОСТ 28919	280								
5.	Тип колонной подвески	Клиньевая								
6.	Скважинная среда	Нефть, газ, газоконденсат с содержанием механических примесей до 0,05% и пластовой воды до 90% по объему: - <i>некоорозион.</i> : с сум. содерж. CO ₂ и H ₂ S до 0,003% по объему - <i>коррозионная K1</i> : с содержанием CO ₂ до 6% по объему - <i>коррозион. K2</i> : с содерж. CO ₂ и H ₂ S до 6% по объему каждого								
7.	Температура скваж. среды, °С, не выше	120								
8.	Габаритные размеры, мм: длина L ширина В высота Н	1170 770 2280								
9.	Масса, кг, не более	3090	2940	3030	2920	3040	3010	2950	2930	

Колонные обвязки типа ОККЗ (рабочее давление: 35 МПа)

№№ пп	Наименование параметров и размеров								
		ОККЗ-35 -146×245 ×299×377	ОККЗ-35 -146×245 ×299×426	ОККЗ-35 -146×245 ×324×377	ОККЗ-35 -146×245 ×324×426	ОККЗ-35 -168×245 ×299×377	ОККЗ-35 -168×245 ×299×426	ОККЗ-35 -168×245 ×324×426	
1.	Условный диаметр обвязываемых труб, мм	d ₁	146				168		
		d ₂	245						
		d ₃	299		324		299		324
		d ₄	377	426	377	426	377	426	377
2.	Рабочее давление МПа, не более	35							
3.	Диаметры боковых отводов, мм	65							
4.	Условный проход верхнего фланца по ГОСТ 28919	280							
5.	Тип колонной подвески	Клиньевая							
6.	Скважинная среда	Нефть, газ, газоконденсат с содержанием механических примесей до 0,05% и пластовой воды до 90% по объему: - некоорозион.: с сум. содерж. CO ₂ и H ₂ S до 0,003% по объему - коррозионная К1: с содержанием CO ₂ до 6% по объему - коррозион. К2: с содерж. CO ₂ и H ₂ S до 6% по объему каждого							
7.	Температура скваж. среды, °С, не выше	120							
8.	Габаритные размеры, мм: длина L ширина В высота Н	1170							
		770							
		2280							
9.	Масса, кг	2890	2870	2740	2720	2790	2770	2660	

Основные параметры противовыбросового оборудования

Диаметр условный прохода ОП, мм	Рабочее давление, МПа	Диаметр условный прохода манифольда, мм		Номинальное давление станции гидропривода (для схем 3-10), МПа	Максимальный диаметр трубы, проходящей с трубодержателем (подвеской) через ОП, мм
		для бурения	для ремонта		
100	14 21 35 70	80	50; 65; 80	10, 5; 14; 21; 35	-
180	14 21 35 70 105				127
230	35 70				146
280	21 35 70 105				194
350	21 35 70				273
425	21 35				340
476	35 70				377
540	14 21				426
680	7 14				560

Параметры обсадных труб

Таблица 1

Критические давления для обсадных труб по ГОСТ 632-80, МПа

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности					
		Д	Е	Л	М	Р	Т
114	5,2	20,3	-	-	-	-	-
	5,7	24,2	-	-	-	-	-
	6,4	29,5	38,6	42,7	45,9	-	-
	7,4	36,9	50,3	57,1	62,7	70,1	-
	8,6	45,3	63,4	73,4	82,4	95,5	102,1
	10,2	-	-	93,7	106,9	127,4	138,6
127	5,6	19,0	-	-	-	-	-
	6,4	24,6	31,1	33,6	35,5	-	-
	7,5	32,2	42,7	47,7	51,7	56,6	58,6
	9,2	43,0	60,0	69,2	77,4	88,8	94,4
	10,7	52,3	74,1	86,7	98,3	116,4	126,0
140	6,2	19,3	-	-	-	-	-
	7,0	24,4	30,7	33,2	35,0	-	-
	7,7	28,8	37,4	41,3	44,2	47,6	49,1
	8,5	37,7	51,7	58,6	64,9	72,8	76,5
	10,7	45,2	63,3	73,3	82,4	95,3	101,9
146	6,5	19,4	-	-	-	-	-
	7,0	22,4	27,7	29,8	31,3	-	-
	7,7	26,7	34,2	37,4	39,7	-	-
	8,5	31,4	41,6	46,3	50,0	54,5	56,5
	9,5	37,1	50,7	57,5	63,2	70,8	74,2
	10,7	43,7	61,0	70,4	78,8	90,7	96,6
168	7,3	18,3	21,9	-	-	-	-
	8,0	22,1	27,3	-	-	-	-
	8,9	26,9	34,4	37,6	40,0	42,8	44,0
	10,6	35,4	47,9	54,2	59,3	65,9	68,7
	12,1	42,6	59,3	68,3	76,3	87,4	92,9
178	5,9	9,8	-	-	-	-	-
	6,9	14,4	-	-	-	-	-
	8,1	20,3	24,6	26,3	-	-	-
	9,2	25,9	32,8	35,8	37,9	40,4	41,5
	10,4	31,7	42,1	46,9	50,6	55,2	57,3
	11,5	36,9	50,2	57,0	62,6	69,9	73,2
	12,7	42,3	58,7	67,6	75,4	86,4	91,7
	13,7	-	65,6	76,2	85,8	99,8	107,0
	15,0	-	-	86,9	96,5	116,6	126,3
194	7,6	14,7	-	-	-	-	-
	8,3	17,9	21,3	22,4	23,2	24,2	24,6
	9,5	23,4	29,2	31,6	33,1	35,1	35,9
	10,9	29,8	39,0	43,1	46,4	5,2	51,8
	12,7	37,5	51,4	58,3	84,3	72,1	75,7
	15,1	-	-	77,4	87,4	101,9	109,4
219	6,7	7,9	-	-	-	-	-
	7,7	11,4	-	-	-	-	-
	8,9	16,0	18,5	19,5	20,1	-	-

	10,2	21,2	26,0	27,7	29,0	30,5	-
	11,4	26,1	33,2	36,3	38,4	41,0	42,1
	12,7	31,2	41,3	46,0	49,6	54,0	55,9
	14,2	-	50,4	57,2	62,8	70,3	73,6
245	7,9	9,2	-	-	-	-	-
	8,9	12,4	139,	14,5	14,8	-	-
	10,0	16,2	18,9	19,8	20,5	21,3	-
	11,1	20,2	24,4	26,1	27,2	28,4	28,9
	12,0	23,4	29,3	31,6	33,2	35,1	36,0
	13,8	29,9	39,2	43,4	46,7	50,6	52,3
	15,9	-	-	57,5	63,2	70,8	74,2
273	7,1	5,1	-	-	-	-	-
	8,9	9,4	10,0	10,6	10,9	-	-
	10,2	13,1	14,9	15,6	16,9	16,5	-
	11,4	17,6	19,9	21,0	21,7	22,6	-
	12,5	20,9	25,4	27,2	26,3	29,7	30,3
	13,8	24,8	31,3	33,8	35,3	35,9	36,9
	15,1	-	37,6	41,6	44,5	48,6	49,5
	16,5	-	-	50,0	54,3	59,7	62,1
298	8,5	5,6	-	-	-	-	-
	9,5	8,8	-	-	-	-	-
	11,1	13,0	14,7	15,4	15,8	-	-
	12,4	16,6	19,8	20,7	21,4	22,3	22,5
	14,8	-	30,1	32,4	34,1	36,1	37,0
324	8,5	5,3	-	-	-	-	-
	9,5	7,2	7,6	7,8	-	-	-
	11,0	10,4	11,6	13,0	12,3	-	-
	12,4	13,9	15,3	16,6	17,1	17,6	17,8
	14,0	18,2	21,7	22,9	23,6	24,6	25,2
340	8,4	4,5	-	-	-	-	-
	9,7	6,7	7,2	7,3	-	-	-
	10,9	9,0	9,8	10,2	-	-	-
	12,2	12,0	13,4	13,9	14,3	-	-
	13,1	14,1	16,3	17,0	17,4	18,0	18,2
	14,0	16,5	19,2	20,3	21,0	21,6	22,1
	15,4	20,1	24,3	26,0	-	-	-
351	9,0	4,9	-	-	-	-	-
	10,0	6,6	7,1	7,3	-	-	-
	11,0	8,4	9,2	9,5	9,7	-	-
	12,0	10,6	11,8	12,2	12,4	-	-
377	9,0	4,0	-	-	-	-	-
	10,0	5,4	6,8	-	-	-	-
	11,0	7,1	7,5	7,7	-	-	-
	12,0	8,8	9,7	9,9	-	-	-
406	9,5	3,8	-	-	-	-	-
	11,1	5,9	6,3	-	-	-	-
	12,6	8,2	9,0	-	-	-	-
	16,7	16,4	19,1	-	-	-	-
426	10,0	3,9	-	-	-	-	-
	11,0	5,0	5,4	-	-	-	-
	12,0	6,4	6,9	-	-	-	-
473	11,1	3,7	-	-	-	-	
508	11,1	3,1	-	-	-	-	

	12,7 16,1	4,6 8,7	- -	- -	- -	- -	- -	- -
Трубы исполнения Б								
Овальность 0,01								
Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
114	6,4	26,7	32,6	35,2	-	-	-	-
	7,4	33,6	42,3	46,2	52,3	-	-	-
	8,6	41,8	53,4	59,0	68,0	76,2	87,6	93,7
127	6,4	22,1	26,4	28,1	-	-	-	-
	7,5	29,1	36,0	39,0	43,5	-	-	-
	9,2	39,6	50,5	55,7	63,9	71,2	81,5	86,6
140	6,2	17,3	20,0	21,1	-	-	-	-
	7,0	21,9	26,1	27,8	-	-	-	-
	7,7	25,9	31,7	34,1	37,5	40,3	43,6	45,1
	9,2	34,5	43,4	47,5	58,9	59,3	66,8	70,0
	10,5	41,8	53,3	58,9	67,9	76,0	87,6	93,5
146	6,5	17,4	20,1	21,2	-	-	-	-
	7,0	20,1	23,7	25,2	27,2	-	-	-
	7,7	24,0	28,9	31,1	34,0	-	-	-
	8,5	28,4	35,0	27,9	42,2	45,6	50,0	51,9
	9,5	33,8	42,5	46,6	52,6	57,8	64,7	67,9
	10,7	40,2	51,3	56,7	65,1	72,6	83,2	88,6
168	7,3	16,4	18,9	19,9	21,2	-	-	-
	8,0	19,7	23,2	24,7	26,6	-	-	-
	8,9	24,1	29,1	31,3	34,2	36,6	39,3	40,5
	10,6	32,3	40,3	44,0	49,5	54,2	60,2	63,0
	12,1	39,2	49,9	55,0	63,0	70,2	80,2	85,2
178	6,9	12,8	14,5	15,1	-	-	-	-
	8,1	18,1	21,2	22,4	24,0	-	-	-
	9,2	23,2	27,9	29,9	32,5	34,6	37,2	38,2
	10,4	28,6	35,4	38,3	42,6	46,2	50,6	52,5
	11,5	33,6	42,2	46,1	52,2	57,3	63,9	67,1
	12,7	38,8	49,4	54,4	62,4	69,4	79,2	84,0
194	7,6	13,2	14,9	15,5	-	-	-	-
	8,3	16,0	18,4	19,3	20,5	-	-	-
	9,5	21,0	24,9	26,6	28,7	30,4	32,3	33,1
	10,9	26,9	32,9	35,5	39,3	42,3	46,0	47,6
	12,7	34,3	43,1	47,3	53,5	58,8	66,0	69,3
219	7,7	10,2	11,3	11,7	-	-	-	-
	8,9	14,2	16,2	17,0	17,8	18,5	-	-
	10,2	19,0	22,3	23,5	25,3	26,6	28,1	28,7
	11,4	23,4	28,2	30,2	33,0	35,1	37,6	38,8
	12,7	28,2	34,8	37,6	41,9	45,2	49,4	51,4

	14,2	33,7	42,3	46,3	52,4	57,4	64,2	67,4
245	7,9	8,2	9,0	9,3	-	-	-	-
	8,9	11,1	12,4	12,7	13,3	13,7	-	-
	10,0	14,5	16,5	17,3	18,2	18,9	19,7	20,1
	11,1	18,0	21,1	22,3	23,7	24,9	26,3	26,9
	12,0	21,1	25,0	28,7	28,7	30,4	32,4	33,2
	13,8	27,1	33,1	35,8	39,6	42,5	46,3	47,9
273	7,1	4,7	5,0	5,1	-	-	-	-
	8,9	8,4	9,2	9,5	-	-	-	-
	10,2	11,8	13,1	13,6	14,3	14,8	15,3	15,6
	11,4	15,1	17,2	18,1	19,2	20,0	20,9	21,3
	12,6	18,6	21,9	23,0	24,7	28,0	27,4	28,0
	13,8	22,2	26,6	28,3	30,8	32,7	34,9	35,9
299	8,5	6,0	6,4	6,6	-	-	-	-
	9,5	7,9	8,6	8,9	9,2	9,4	9,7	9,8
	11,1	11,7	12,9	13,5	14,1	14,6	15,1	15,4
	12,4	15,0	17,1	17,9	18,9	19,7	20,6	21,0
	14,8	21,5	25,5	27,2	29,5	31,2	33,2	34,1
324	9,5	6,5	7,0	7,2	-	-	-	-
	10,0	9,4	10,3	10,6	11,1	11,4	11,7	11,9
	12,4	12,4	14,0	14,5	15,3	15,8	16,4	16,7
	14,0	16,3	18,8	19,7	21,0	21,9	22,9	23,4
340	9,7	6,1	6,5	6,6	-	-	-	-
	10,9	8,1	8,8	9,1	-	-	-	-
	12,2	10,7	11,9	12,4	-	-	-	-
	13,1	12,6	14,2	14,8	-	-	-	-
	14,0	14,7	16,8	17,5	-	-	-	-
351	9,0	4,5	4,8	-	-	-	-	-
	10,0	6,0	6,5	-	-	-	-	-
	11,0	7,6	8,3	-	-	-	-	-
	12,0	9,5	10,5	-	-	-	-	-
377	9,0	3,7	3,9	-	-	-	-	-
	10,0	5,0	5,3	-	-	-	-	-
	11,0	6,4	6,9	-	-	-	-	-
	12,0	7,9	8,6	-	-	-	-	-
406	9,5	3,5	3,7	-	-	-	-	-
	11,1	5,4	5,7	-	-	-	-	-
	12,6	7,4	8,0	-	-	-	-	-
426	10,0	3,5	3,7	-	-	-	-	-
	11,0	4,6	4,9	-	-	-	-	-
	12,0	5,8	6,3	-	-	-	-	-
473	11,1	3,5	3,7	-	-	-	-	-
508	11,1	2,9	3,0	-	-	-	-	-
Овальность 0,015								

245	7,9	7,4	8,2	8,6	-	-	-	-
	8,9	9,9	11,2	11,7	12,4	12,8	13,4	13,7
	10,0	12,8	14,8	15,6	16,7	17,5	-	-
	11,1	16,0	18,8	20,0	21,7	22,8	24,5	25,2
	12,0	18,6	22,3	23,8	26,0	27,7	29,9	31,0
	13,8	24,0	29,5	32,0	35,5	38,5	42,4	44,2
273	7,1	4,3	4,6	4,6	-	-	-	-
	8,9	7,6	8,4	8,8	-	-	-	-
	10,2	10,5	11,9	12,4	13,1	13,8	14,5	14,8
	11,4	13,4	15,5	16,4	17,5	18,4	19,6	20,1
	12,6	16,5	19,5	20,7	22,4	23,8	25,6	26,3
	13,8	19,6	23,6	25,4	27,8	29,8	32,6	33,4
299	8,5	5,4	6,0	6,1	-	-	-	-
	9,5	7,2	7,9	8,2	8,6	8,9	9,3	9,4
	11,1	10,4	11,8	12,4	13,0	13,6	14,3	14,6
	12,4	13,2	15,4	16,2	17,4	18,2	19,3	19,8
	14,8	19,0	22,7	24,3	26,7	28,4	30,8	31,8
324	9,5	5,9	6,5	6,7	-	-	-	-
	10,0	8,4	9,4	9,8	10,3	10,7	11,7	11,4
	12,4	11,1	12,6	13,2	14,1	14,7	15,5	15,8
	14,0	14,4	16,9	17,8	19,2	20,2	21,5	22,1
340	9,7	5,5	6,0	6,2	-	-	-	-
	10,9	7,4	8,1	8,4	-	-	-	-
	12,2	9,6	10,8	11,3	-	-	-	-
	13,1	11,3	12,6	13,5	-	-	-	-
	14,0	13,0	15,1	15,9	-	-	-	-
351	9,0	4,1	4,5	-	-	-	-	-
	10,0	5,5	6,0	-	-	-	-	-
	11,0	7,0	7,6	-	-	-	-	-
	12,0	8,5	9,5	-	-	-	-	-
377	9,0	3,4	3,7	-	-	-	-	-
	10,0	4,5	4,9	-	-	-	-	-
	11,0	5,8	6,4	-	-	-	-	-
	12,0	7,2	7,9	-	-	-	-	-
406	9,5	3,2	3,4	-	-	-	-	-
	11,1	4,9	5,3	-	-	-	-	-
	12,6	6,8	7,4	-	-	-	-	-
426	10,0	3,3	3,5	-	-	-	-	-
	11,0	4,2	4,6	-	-	-	-	-
	12,0	5,3	5,8	-	-	-	-	-
473	11,1	3,2	3,5	-	-	-	-	-

Таблица 2

Теоретический вес 1 м колонны, составленной из отечественных труб по ГОСТ 632-80, кН

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Тип соединения						ТБО
		с треугольной резьбой		ОТТМ		ОТТГ		
		короткой	удлиненной	нормальная муфта	специальная муфта	нормальная муфта	специальная муфта	
114	5,2	0,141 (0,142)	-	-	-	-	-	-
	5,7	0,153 (0,154)	-	-	-	-	-	-
	6,4	0,169 (0,170)	0,169 (0,170)	0,169 (0,170)	0,168	-	-	-
	7,4	0,194 (0,195)	0,194 (0,196)	0,194 (0,195)	0,193	-	-	-
	8,6	0,222 (0,223)	0,222 (0,224)	0,222 (0,224)	0,221	0,223 (0,225)	0,222	-
	10,2	-	0,266 (0,268)	0,266 (0,268)	0,265	0,267 (0,269)	0,266	-
127	5,6	0,169 (0,170)	-	-	-	-	-	-
	6,4	0,192 (0,193)	0,193 (0,194)	0,192 (0,194)	0,190	-	-	-
	7,5	0,221 (0,222)	0,222 (0,223)	0,221 (0,223)	0,230	-	-	-
	9,2	0,267 (0,268)	0,268 (0,269)	0,267 (0,269)	0,265	0,268 (0,270)	0,266	0,262
	10,7	-	0,307 (0,308)	0,306 (0,308)	0,304	0,307 (0,309)	0,305	0,300
140	6,2	0,205 (0,207)	-	0,205 (0,207)	0,204	-	-	-
	7,0	0,229 (0,231)	0,23 (0,233)	0,229 (0,231)	0,228	-	-	-
	7,7	0,251 (0,253)	0,252 (0,255)	0,251 (0,253)	0,250	-	-	-
	9,2	0,294 (0,296)	0,295 (0,298)	0,294 (0,296)	0,930	0,296 (0,298)	0,294	0,289
	10,5	0,334 (0,336)	0,335 (0,338)	0,334 (0,336)	0,333	0,336 (0,338)	0,334	0,328
146	6,5	0,226	-	0,226	0,222	-	-	-
	7,0	0,243	0,245	0,243	0,239	-	-	-
	7,7	0,265	0,267	0,265	0,261	-	-	-
	8,5	0,290	0,292	0,290	0,286	0,292	0,287	0,282
	9,5	0,321	0,323	0,321	0,318	0,322	0,319	0,314
	10,7	0,358	0,360	0,358	0,354	0,360	0,355	0,349
168	7,3	0,293	0,295	0,294	0,289	-	-	-
	8,9	0,353	0,320	0,354	0,349	0,355	0,350	0,344

	10,6	0,413	0,355	0,414	0,409	0,415	0,410	0,404
	12,1	0,465	0,415	0,465	0,461	0,466	0,462	0,455
178	5,9	0,252 (0,254)	-	-	-	-	-	-
	6,9	0,293 (0,295)	-	0,294 (0,296)	0,290	-	-	-
	8,1	0,338 (0,340)	0,341 (0,342)	0,339 (0,341)	0,335	-	-	-
	9,2	0,382 (0,384)	0,385 (0,386)	0,383 (0,385)	0,379	0,385 (0,388)	0,381	0,373
	10,4	0,427 (0,429)	0,430 (0,431)	0,428 (0,429)	0,424	0,430 (0,433)	0,426	0,410
	11,5	0,470 (0,472)	0,473 (0,474)	0,471 (0,473)	0,467	0,473 (0,475)	0,469	0,451
	12,7	0,513 (0,515)	0,515 (0,516)	0,514 (0,516)	0,510	0,515 (0,518)	0,512	0,503
	13,7	-	0,555 (0,556)	0,553 (0,555)	0,549	0,555 (0,558)	0,551	0,541
	15,0	-	0,607 (0,608)	0,605 (0,606)	0,601	0,607 (0,610)	0,603	0,593
194	7,5	0,355	-	0,356	0,351	-	-	-
	8,3	0,385	0,389	0,386	0,381	-	-	-
	9,5	0,436	0,440	0,437	0,432	0,440	0,433	0,424
	10,9	0,494	0,498	0,495	0,490	0,498	0,491	0,481
	12,7	0,567	0,571	0,568	0,564	0,571	0,564	0,554
	15,1	-	0,667	0,664	0,660	0,667	0,661	0,649
219	6,7	0,360	-	-	-	-	-	-
	7,7	0,410	-	0,412	0,404	-	-	-
	8,9	0,469	0,475	0,471	0,464	0,475	0,466	-
	10,2	0,528	0,534	0,530	0,522	0,534	0,524	-
	11,4	0,589	0,595	0,591	0,581	0,595	0,585	-
	12,7	0,649	0,655	0,651	0,643	0,655	0,645	-
	14,2	0,716	0,722	0,718	0,711	0,722	0,712	-
245	7,9	0,470	-	0,472	0,464	-	-	-
	8,9	0,526	0,533	0,528	0,519	0,532	0,521	-
	10,0	0,586	0,593	0,588	0,579	0,592	0,581	-
	11,1	0,644	0,648	0,643	0,634	0,647	0,636	-
	12,0	0,691	0,698	0,693	0,684	0,697	0,686	-
	13,8	0,789	0,795	0,791	0,782	0,795	0,784	-
	15,9	-	0,802	0,897	0,888	0,901	0,880	-
273	7,1	0,476	-	-	-	-	-	-
	8,9	0,588	-	0,589	0,579	0,594	0,582	-
	10,2	0,666	-	0,667	0,658	0,672	0,661	-
	11,4	0,743	-	0,744	0,734	0,749	0,737	-
	12,6	0,812	-	0,813	0,804	0,818	0,807	-
	13,8	0,888	-	0,889	0,879	0,894	0,882	-

	15,1	0,962	-	0,963	0,954	0,968	0,956	-
	16,5	1,045	-	1,046	1,036	1,051	1,039	-
299	8,5	0,615	-	-	-	-	-	-
	9,5	0,688	-	0,689	-	-	-	-
	11,1	0,790	-	0,791	-	-	-	-
	12,4	0,881	-	0,882	-	-	-	-
	14,8	1,037	-	1,038	-	-	-	-
324	8,5	0,670	-	0,672	-	-	-	-
	9,5	0,744	-	0,746	-	-	-	-
	10,0	0,854	-	0,856	-	-	-	-
	12,4	0,956	-	0,957	-	-	-	-
	14,0	1,070	-	1,072	-	-	-	-
340	8,4	0,697	-	-	-	-	-	-
	9,7	0,796	-	0,797	-	-	-	-
	10,9	0,894	-	0,895	-	-	-	-
	12,2	0,991	-	0,992	-	-	-	-
	13,1	1,054	-	1,057	-	-	-	-
	14,0	1,122	-	1,126	-	-	-	-
	15,4	1,233	-	1,237	-	-	-	-
361	9,0	0,772	-	-	-	-	-	-
	10,0	0,853	-	-	-	-	-	-
	11,0	0,932	-	-	-	-	-	-
	12,0	1,011	-	-	-	-	-	-
377	9,0	0,831	-	-	-	-	-	-
	10,0	0,917	-	-	-	-	-	-
	11,0	1,004	-	-	-	-	-	-
	12,0	1,069	-	-	-	-	-	-
406	9,5	0,949	-	-	-	-	-	-
	11,1	1,097	-	-	-	-	-	-
	12,6	1,232	-	-	-	-	-	-
	16,7	1,604	-	-	-	-	-	-
426	10,0	1,044	-	-	-	-	-	-
	11,0	1,141	-	-	-	-	-	-
	12,0	1,236	-	-	-	-	-	-
473	11,1	1,287	-	-	-	-	-	
508	11,1	1,380	-	-	-	-	-	-
	12,7	1,564	-	-	-	-	-	-
	16,1	1,961	-	-	-	-	-	-

Примечания:

1. Теоретический вес колонны принят с учетом веса соединения, длина трубы принята равной 10 м.
2. Значения теоретического веса 1 м колонны, взятые в скобках, относятся к трубам исполнения Б.

Таблица 3

**Растягивающие нагрузки, при которых напряжения в теле труб по
ГОСТ 632-80 достигает предела текучести, кН**

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
114	5,2	666	-	-	-	-	-	-
	5,7	744	-	-	-	-	-	-
	6,4	824 (804)	(1058)	1196	1412	1646	-	-
	7,4	940 (920)	(1216)	1372	1628	1882	2314	-
	8,6	1078 (1058)	(1392)	1568	1862	2156	2646	2942
	10,2	-	-	-	2176	2530	3098	3452
127	5,6	804	-	-	-	-	-	-
	6,4	920(902)	(1176)	1332	1588	1842	-	-
	7,5	1058(1038)	(1372)	1548	1842	2138	2608	2902
	9,2	1294 (1274)	(1666)	1882	2236	2568	3156	3510
	10,7	1490	-	2156	2546	2960	3628	4040
140	6,2	980 (960)	(1274)	1430	-	-	-	-
	7,0	1098 (1078)	(1430)	1608	1902	2216	-	-
	7,7	1216 (1196)	(1568)	1764	2078	2412	2960	3294
	9,2	1430 (1412)	(1842)	2078	2470	2862	3510	3902
	10,5	1606 (1588)	(2976)	2352	2784	3236	3962	4412
146	6,5	1078 (1058)	(1392)	1568	-	-	-	-
	7,0	1156 (1136)	(1490)	1686	2000	2314	-	-
	7,7	1274 (1254)	(1646)	1842	2196	2530	-	-
	8,5	1392 (1372)	(1804)	2020	2412	2784	3412	3804
	9,5	1548 (1510)	(2000)	2234	2666	3078	3784	4216
	10,7	1726 (1686)	(2234)	2510	2980	3452	4236	4706
168	7,3	1392 (1372)	(1804)	2040	2412	-	-	-
	8,0	1510 (1490)	(1962)	2216	2628	-	-	-
	8,9	1696 (1666)	(2176)	2450	2922	3372	4138	4608
	10,6	1980 (1960)	(2568)	2882	3432	3980	4884	5432

	12,1	2254 (2216)	(2902)	3274	3870	4490	5510	6138
178	5,9	1216	-	-	-	-	-	-
	6,9	1412 (1372)	(1804)	2038	-	-	-	-
	8,1	1620 (1608)	(2118)	2372	2824	-	-	-
	9,2	1842 (1824)	(2392)	2686	3196	3686	4530	5040
	10,4	2078 (2038)	(2686)	3020	3568	4138	5080	5648
	11,5	2274 (2234)	(2942)	3314	3922	4550	5588	6216
	12,7	2490 (2450)	(3216)	3628	4314	4980	6118	6806
	13,7	-	-	3882	4528	5254	6570	7296
	15,0	-	-	-	4980	5766	7100	7884
194	7,6	1686 (1646)	(2176)	2450	-	-	-	-
	8,3	1824 (1804)	(2372)	2666	3156	3888	4490	5000
	9,5	2078 (2038)	(2686)	3020	3588	4158	5118	5888
	10,9	2372 (2334)	(3058)	3452	4098	4746	5824	6472
	12,7	2744 (2586)	(3530)	3980	4726	5472	6706	7472
	15,1	-	-	-	5550	6412	7884	8788
219	6,7	1686	-	-	-	-	-	-
	7,7	1940 (1902)	(2510)	2824	-	-	-	-
	8,9	2234 (2196)	(2196)	2882	3236	4452	-	-
	10,2	2530 (2490)	(3274)	3686	4372	5060	6216	6922
	11,4	2824 (2764)	(3648)	4098	4864	5628	6922	7888
	12,7	3118 (3058)	(4040)	4530	5392	6236	7648	8512
	14,2	3470 (3392)	(4470)	5040	5982	6922	8492	9452
245	7,9	2216 (2176)	(2882)	3236	-	-	-	-
	8,9	2490 (2450)	(3236)	3828	4314	4980	-	-
	10,0	2784 (2744)	(3608)	4060	4824	5570	6844	7610
	11,1	3078 (3020)	(3980)	4470	5334	6158	7570	8414
	12,0	3314	(4294)	4824	5746	6629	8158	9060

		(3254)						
	13,8	3784 (3726)	(4902)	5510	6550	7570	9296	10336
	15,9	-	-	-	7472	8648	10610	11806
273	7,1	2254 (2216)	(2902)	3274	-	-	-	-
	8,9	2804 (2744)	(3608)	4060	4844	5584	-	-
	10,2	3196 (3138)	(4118)	4648	5510	6374	7924	8708
	11,4	3550 (3490)	(4588)	5158	6138	7100	8706	9688
	12,6	3902 (3844)	(5060)	5888	6746	7806	9590	10670
	13,8	4256 (4176)	(5510)	6198	7354	8512	10454	11630
	15,1	-	-	6746	8002	9276	11376	12650
	16,5	-	-	-	8708	10080	12376	13748
299	8,5	2942 (2882)	(3784)	4256	-	-	-	-
	9,5	3274 (3216)	(4216)	4746	5648	6530	8022	8924
	11,1	3804 (3726)	(4926)	5510	6550	7590	9316	10356
	12,4	4216 (4158)	(5452)	6138	7296	8434	10356	11532
	14,8	5000 (4902)	(6472)	7256	8630	9982	12258	13630
324	8,5	3196	-	-	-	-	-	-
	9,5	3550 (3490)	(4588)	5158	-	-	-	-
	10,0	4098 (4020)	(5294)	5962	7080	8198	10060	11178
	12,4	4608 (4510)	(5942)	6688	7942	9198	11278	12552
	14,0	5178 (5080)	(6668)	7512	8924	10316	12670	14102
340	8,4	3314	-	-	-	-	-	-
	9,7	3804 (3746)	(4922)	5530	6590	-	-	-
	10,9	4274 (4196)	(5510)	6198	7374	-	-	-
	12,2	4766 (4668)	(6158)	6904	8218	9512	-	-
	13,1	5098 (5000)	(6590)	7394	8806	10178	12434	13906
	14,0	5432 (5334)	(7020)	7884	9374	10846	13316	14808
	15,4	-	-	-	10276	11886	14592	16220
351	9,0	3666	(4746)	-	-	-	-	-

		(3608)						
	10,0	4060 (3980)	(5256)	5902	7020	-	-	-
	11,0	4452 (4372)	(5746)	6472	7888	8904	-	-
	12,0	4844 (4766)	(6256)	7040	8374	9688	-	-
377	9,0	3962 (3862)	(5098)	-	-	-	-	-
	10,0	4372 (4294)	(5648)	6354	-	-	-	-
	11,0	4804 (4706)	(6198)	6962	8276	-	-	-
	12,0	5216 (5118)	(6746)	7570	9002	-	-	-
406	9,5	4490 (4412)	(5804)	-	-	-	-	-
	11,1	5236 (5138)	(6746)	7590	-	-	-	-
	12,6	5902 (5804)	(7628)	8590	-	-	-	-
	16,7	7746	-	11258	-	-	-	-
426	10,0	4962 (4864)	(6394)	-	-	-	-	-
	11,0	5432 (5334)	(7020)	7904	-	-	-	-
	12,0	5922 (5804)	(7648)	8590	-	-	-	-
473	11,1	6098 (6000)	(7884)	-	-	-	-	-
508	11,1	6570 (6452)	(8492)	-	-	-	-	-
	12,7	7492	-	-	-	-	-	-
	16,1	9434	-	-	-	-	-	-
Примечание. Значения прочностных показателей, взятые в скобки, относятся к трубам исполнения В, значения прочностных показателей без скобок относятся к трубам исполнения А и Б.								

Таблица 4

**Внутренние давления, при которых напряжение в теле труб по ГОСТ
632-80 достигает предела текучести, кН**

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Тип соединения						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
114	5,2	30,2	-	-	-	-	-	-
	5,7	33,1	-	-	-	-	-	-
	6,4	37,2 (36,5)	(48,0)	54,0	64,2	74,3	-	-
	7,4	42,9 (42,3)	(55,5)	62,4	74,2	85,9	105,4	-
	8,6	50,0 (49,0)	(64,5)	72,5	86,3	99,8	132,5	136,2
	10,2	-	-	-	102,3	118,3	145,3	161,5
127	5,6	29,3	-	-	-	-	-	-
	6,4	33,4 (32,8)	(48,0)	48,6	57,7	66,9	-	-
	7,5	39,2 (38,5)	(50,7)	57,0	67,6	78,3	96,2	106,9
	9,2	48,1 (47,3)	(62,2)	69,8	83,0	96,1	117,9	131,1
	10,7	56,0	-	81,3	96,6	111,8	137,2	152,5
140	6,2	29,5 (28,9)	(38,0)	42,7	-	-	-	-
	7,0	33,2 (32,6)	(42,9)	48,3	57,4	66,5	-	-
	7,7	36,6 (36,0)	(47,3)	53,1	63,1	73,1	89,7	99,8
	9,2	43,7 (42,9)	(56,5)	63,5	75,5	87,4	107,3	119,2
	10,5	49,9 (49,0)	(64,5)	72,4	86,2	99,7	122,4	136,1
146	6,5	29,5 (29,0)	(38,1)	42,9	-	-	-	-
	7,0	31,8 (31,3)	(41,1)	46,2	63,5	54,9	-	-
	7,7	35,0 (34,3)	(45,2)	50,8	60,4	69,9	-	-
	8,5	38,6 (37,9)	(49,9)	56,1	66,7	77,2	94,7	105,3
	9,5	43,1 (42,4)	(55,8)	62,7	74,5	86,3	105,9	117,7
	10,7	48,6 (47,7)	(62,8)	70,6	83,9	97,2	119,2	132,5
168	7,3	28,8 (28,2)	(37,3)	41,9	49,7	-	-	-
	8,0	31,6 (31,0)	(40,8)	45,8	54,4	-	-	-

	8,9	35,1 (34,5)	(45,4)	51,0	60,6	70,1	86,1	95,7
	10,6	41,9 (41,1)	(54,0)	60,7	72,2	83,5	102,5	114,0
	12,1	47,7 (46,9)	(61,7)	69,3	82,4	95,4	117,1	130,1
178	5,9	22,1	-	-	-	-	-	-
	6,9	25,8 (25,3)	(33,3)	37,4	-	-	-	-
	8,1	30,3 (29,7)	(39,1)	43,9	52,3	-	-	-
	9,2	34,3 (33,4)	(44,4)	49,9	59,3	68,6	84,2	93,6
	10,4	38,8 (38,1)	(50,2)	56,4	67,1	77,5	95,2	105,9
	11,5	42,9 (42,2)	(55,5)	62,4	74,1	85,8	105,3	117,1
	12,7	47,4 (46,6)	(61,3)	68,9	81,9	94,7	116,3	129,3
	13,7	-	-	74,3	88,3	102,2	125,5	139,5
	15,0	-	-	-	96,7	111,9	137,4	152,7
194	7,6	26,1 (25,6)	(38,6)	37,8-	--	--	--	--
	8,3	28,4 (27,9)	(36,8)	41,3	49,1	56,9	69,8	77,5
	9,5	32,5 (32,0)	(42,1)	47,3	56,2	65,0	79,9	88,7
	10,9	37,4 (36,7)	(48,2)	54,2	64,5	74,6	91,7	101,9
	12,7	43,5 (42,7)	(56,3)	63,2	75,1	87,0	106,8	118,6
	15,1	-	-	-	89,3	103,4	127,0	141,1
219	6,7	20,3	-	-	-	-	-	-
	7,7	23,3 (22,9)	(30,2)	33,9	-	-	-	-
	8,9	27,0 (26,5)	(34,8)	39,2	46,6	53,8	-	-
	10,2	30,9 (30,4)	(39,9)	44,9	53,3	61,8	75,8	84,3
	11,4	34,5 (33,9)	(44,6)	50,2	59,6	69,0	84,7	94,2
	12,7	38,5 (37,7)	(49,7)	55,9	66,5	76,9	94,4	104,9
	14,2	43,1 (42,3)	(55,6)	62,4	74,3	86,0	105,5	177,4
245	7,9	21,5 (21,1)	(27,7)	31,2	-	-	-	-
	8,9	24,2 (23,7)	(31,3)	35,1	41,8	48,2	-	-
	10,0	27,2	(35,1)	39,4	46,9	54,2	66,6	74,0

		(26,7)						
	11,1	30,1 (29,6)	(38,9)	43,7	52,1	60,2	73,9	82,2
	12,0	32,5 (32,0)	(42,1)	47,4	56,3	65,1	79,9	88,8
	13,8	37,4 (36,8)	(48,4)	54,4	64,7	74,9	91,9	102,2
	15,9	-	-	-	74,5	85,3	105,9	117,7
273	7,1	17,3 (17,0)	(22,3)	25,1	-	-	-	-
	8,9	21,7 (21,3)	(27,9)	31,5	37,4	43,2	-	-
	10,2	24,8 (24,3)	(32,1)	36,0	42,8	49,5	60,8	67,6
	11,4	27,7 (27,3)	(35,8)	40,3	47,8	55,4	67,9	75,6
	12,6	30,6 (30,1)	(39,6)	44,5	52,8	61,2	75,1	83,5
	13,8	33,5 (32,9)	(43,3)	48,7	57,9	67,1	82,3	91,5
	15,1	-	-	53,3	63,3	73,3	90,0	100,1
	16,5	-	-	-	69,2	80,1	98,3	109,3
299	8,5	18,9 (18,5)	(24,4)	27,4	-	-	-	-
	9,5	21,2 (20,8)	(27,3)	30,7	36,5	42,3	51,9	57,6
	11,1	24,7 (24,2)	(31,9)	35,9	42,6	49,3	60,6	67,4
	12,4	27,5 (27,1)	(35,6)	40,1	47,6	55,1	67,6	75,2
	14,8	32,9 (32,4)	(42,5)	47,8	56,9	65,8	80,7	89,7
324	8,5	17,4	-	-	-	-	-	-
	9,5	19,5 (19,1)	(25,2)	28,2	-	-	-	-
	10,0	22,5 (22,2)	(29,1)	32,7	38,9	45,0	55,3	51,5
	12,4	25,4 (25,0)	(32,8)	37,0	43,9	50,8	62,4	69,3
	14,0	28,7 (28,1)	(37,1)	41,7	49,5	57,4	70,4	78,2
340	8,4	16,4	-	-	-	-	-	-
	9,7	18,9 (18,6)	(24,5)	27,5	32,7	-	-	-
	10,9	21,3 (20,9)	(27,5)	31,0	36,8	-	-	-
	12,2	23,8 (23,3)	(30,8)	34,6	41,2	47,6	-	-
	13,1	25,6 (25,1)	(33,0)	37,2	44,2	51,2	62,7	69,8

	14,0	27,4 (26,9)	(35,4)	39,7	47,3	54,7	67,1	74,6
	15,4	-	-	-	52,0	60,1	73,8	82,1
351	9,0	17,1 (16,8)	(22,0)	-	-	-	-	-
	10,0	18,9 (18,5)	(24,4)	27,4	32,6	-	-	-
	11,0	20,8 (20,4)	(26,9)	30,2	35,9	41,6	-	-
	12,0	22,7 (22,3)	(29,3)	32,9	39,2	45,3	-	-
377	9,0	15,9 (15,6)	(20,5)	-	-	-	-	-
	10,0	17,6 (17,3)	(22,7)	25,6	-	-	-	-
	11,0	19,4 (19,0)	(25,0)	28,1	33,4	-	-	-
	12,0	21,2 (20,8)	(27,3)	30,7	36,5	-	-	-
406	9,5	15,5 (15,2)	(20,0)	-	-	-	-	-
	11,1	18,1 (17,8)	(23,4)	26,4	-	-	-	-
	12,6	20,6 (20,2)	(26,6)	29,9	-	-	-	-
	16,7	27,3	-	39,6	-	-	-	-
426	10,0	15,6 (15,3)	(20,1)	-	-	-	-	-
	11,0	17,2 (16,9)	(22,2)	24,9	-	-	-	-
	12,0	18,7 (18,3)	(24,1)	27,2	-	-	-	-
473	11,1	15,6 (15,3)	(20,1)	-	-	-	-	-
508	11,1	14,5 (14,2)	(18,7)	-	-	-	-	-
	12,7	16,6	-	-	-	-	-	-
	16,1	21,1	-	-	-	-	-	-

Примечания:

Значения прочностных показателей, взятые в скобки, относятся только к трубам исполнения Б, значения прочностных показателей без скобок относятся к трубам исполнения А и Б.

Таблица 5

Страгивающие нагрузки для обсадных труб ОТТМ и ОТТГ по ГОСТ 632-80 с нормальным диаметром муфт исполнения А (с учетом запаса прочности для резьбового соединения 1,75 от разрушающей нагрузки), кН

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности					
		Д	Е	Л	М	Р	Т
114	6,4	657*	696	765	873	-	-
	7,4	755*	823	902	1029	1196	-
	8,6	863*	971	1069	1216	1402	1549
	10,2	1010*	1118	1235	1402	1628	1785
127	6,4	735*	784	853	980	-	-
	7,5	853*	941	1029	1167	1353	1500
	9,2	1029*	1167	1284	1461	1696	1673
	10,7	1186*	1363	1500	1706	1981	2187
140	6,2	784*	-	-	-	-	-
	7,0	882*	961	1059	1196	-	-
	7,7	971*	1069	1177	1333	1549	1706
	9,2	1137*	1294	1422	1618	1883	2079
	10,5	1294*	1490	1637	1863	2157	2383
146	6,5	863*	-	-	-	-	-
	7,0	931*	-	-	-	-	-
	7,7	1020*	1118	1235	1402	-	-
	8,5	1108*	1245	1373	1559	1814	2000
	9,5	1226*	1412	1549	1755	2040	2255
	10,7	1373*	1598	1755	1991	2314	2550
168	7,3	1116*	1226	-	-	-	-
	8,0	1226*	1353	1490	-	-	-
	8,9	1353*	1530	1677	1912	2216	2442
	10,6	1588*	1843	2020	2304	2667	2942
	12,1	1804*	2108	2324	2638	3059	3373
178	6,9	1116*	-	-	-	-	-
	8,1	1304*	1461	1808	-	-	-
	9,2	1480*	1676	1843	2098	2432	2687
	10,4	1667*	1912	2098	2393	2775	3059
	11,5	1814*	2128	2334	2657	3079	3403
	12,7	2000*	2285	2510	2854	3314	3658
	13,7	-	2285	2510	2854	3314	3658
	15,0	-	-	2510	2854	3314	3658
194	7,6	1343*	-	-	-	-	-
	8,3	1471*	1637	1804	2049	2383	2628
	9,5	1677*	1902	2089	2373	2755	3040
	10,9	1892*	2206	2422	2755	3197	3520
	12,7	2187*	2579	2834	3216	3736	4119

	15,1	-	-	3383	3844	4452	4923
219	7,7	1549*	-	-	-	-	-
	8,9	1785*	2000	2216	2520	-	-
	10,2	2030*	2314	2569	2922	3393	-
	11,4	2255*	2520	2893	3295	3815	4217
	12,7	2500*	2903	3236	3667	4266	4717
	14,2	-	3256	362	4128	4786	5286
245	7,9	1755	-	-	-	-	-
	8,9	2000*	2215	2491	2824	-	-
	10,0	2236*	2540	2824	3216	3726	-
	11,1	2471*	2834	3158	3589	4168	4599
	12,0	2657*	3079	3432	3903	4521	4991
	13,8	3040*	3560	3962	4511	5227	5766
	15,9	-	-	4580	5197	6041	6668
273	8,9	2206	2491	2795	3177	-	-
	10,2	2550	2873	3236	3687	4276	-
	11,4	2844*	3226	3648	4148	4815	-
	12,6	3128*	3579	4050	4609	5345	5904
	13,8	3403*	3942	4452	5070	5884	6492
	15,1	-	4325	4884	5560	6453	7120
	16,5	-	-	5315	6080	7051	7786
299	8,5	2285	-	-	-	-	-
	9,5	2569	-	-	-	-	-
	11,1	3040	3432	3873	4217	-	-
	12,4	3383*	3854	4354	4736	5776	6374
	14,8	-	4609	5197	5943	6943	7659
324	9,5	2795	3158	3579	-	-	-
	10,0	3265	3697	4177	4766	-	-
	12,4	3687*	4187	4746	5413	6286	6943
	14,0	4138*	4746	5364	6119	7139	7885
340	9,7	3001	3393	3844	-	-	-
	10,9	3383	3844	4344	-	-	-
	12,2	3805*	4325	5031	5580	-	-
	13,1	4079*	4658	5276	6021	7002	7728
	14,0	4344*	4991	5649	6453	7512	8287
	15,4	-	-	6208	7080	8287	9150

* Допустимые нагрузки, при которых напряжения в теле труб достигают 0,8 предела текучести (коэффициент запаса прочности равен 1,25).

Таблица 6

**Коэффициент снижения прочности резьбовых соединений
отечественных труб с треугольной резьбой по ГОСТ 632-80**

Диаметр трубы, мм	Группа прочности					
	Д	К	Е	Л	М	Р
114,3	0,030	0,023	0,020	0,017	0,014	0,012
127,0	0,032	0,026	0,023	0,020	0,017	0,014
139,7	0,038	0,029	0,025	0,022	0,019	0,015
146,1	0,040	0,030	0,027	0,023	0,020	0,016
168,3	0,046	0,035	0,031	0,027	0,023	0,019
177,8	0,050	0,038	0,033	0,029	0,025	0,020
193,7	0,054	0,042	0,037	0,032	0,027	0,022
219,1	0,066	0,050	0,044	0,037	0,032	0,027
244,5	0,074	0,054	0,050	0,042	0,036	0,030
273,1	0,084	0,064	0,057	0,048	0,041	0,034
298,5	0,095	0,072	0,064	0,054	0,046	0,038
323,9	0,106	0,080	0,072	0,060	0,052	0,043
339,7	0,113	0,086	0,076	0,064	0,055	0,045
351,0	0,122	0,092	0,082	0,069	0,060	-
377,0	0,135	0,102	0,090	0,077	-	-
406,4	0,137	0,104	0,093	-	-	-
425,0	0,160	0,122	0,108	-	-	-
473,1	0,168	0,128	-	-	-	-
508,0	0,183	-	-	-	-	-

Таблица 7

Коэффициент снижения прочности гладкого тела трубы

Диаметр трубы, мм	Группа прочности					
	Д	К	Е	Л	М	Р
114,3	0,028	0,021	0,019	0,016	0,014	0,011
127,0	0,031	0,023	0,021	0,018	0,016	0,012
139,7	0,034	0,026	0,023	0,020	0,017	0,013
146,1	0,035	0,027	0,024	0,021	0,018	0,014
168,3	0,041	0,031	0,028	0,024	0,021	0,016
177,8	0,043	0,033	0,030	0,025	0,022	0,017
193,7	0,047	0,036	0,032	0,027	0,024	0,019
219,1	0,053	0,040	0,036	0,031	0,027	0,021
244,5	0,059	0,045	0,041	0,034	0,030	0,024
273,1	0,066	0,050	0,046	0,038	0,033	0,026
298,5	0,072	0,055	0,050	0,042	0,036	0,029
323,9	0,078	0,059	0,054	0,046	0,040	0,031
339,7	0,082	0,062	0,057	0,048	0,042	0,033
351,0	0,085	0,064	0,059	0,050	0,043	0,034
377,0	0,091	0,069	0,063	0,053	0,046	0,036
406,4	0,098	0,074	0,068	0,057	0,050	0,039
425,0	0,103	0,078	0,071	0,060	0,052	0,041
473,1	0,114	0,087	0,079	0,067	0,058	0,046
508,0	0,122	0,093	0,085	0,072	0,062	0,049

Учебное издание

САМОХВАЛОВ Михаил Андреевич
КОВАЛЕВ Артем Владимирович
ЕПИХИН Антон Владимирович

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

Методические указания к выполнению курсового проекта
для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
(профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»)


**Отпечатано в Издательстве ТПУ в полном соответствии
с качеством предоставленного оригинал-макета**

Подписано к печати 00.00.2013. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 9,01. Уч.-изд. л. 8,16.
Заказ 000-13. Тираж 100 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Издательства Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту BS EN ISO 9001:2008



ИЗДАТЕЛЬСТВО  **ТПУ**. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, www.tpu.ru