

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

ПРАКТИКУМ

Направление подготовки 21.03.01 – Нефтегазовое дело
Профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Бакалавриат

Ставрополь
2015

УДК 550.83 (075.8)
ББК 33.361 я73
3 18

Печатается по решению
редакционно-издательского совета
Северо-Кавказского федерального
университета

Рецензенты:

канд. техн. наук, доцент Ю. А. Пуля,
канд. техн. наук, доцент И. И. Андрианов

3 18 **Заканчивание скважин:** практикум / сост. Ю. А. Воропаев,
А. В. Мацко. – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2015. – 155 с.

Практикум составлен в соответствии с ФГОС ВО и включает теоретический материал, задания для работы на занятии и вопросы для обсуждения. Утвержден на заседании кафедры строительства нефтяных и газовых скважин (протокол № 7 от 12.11.2014 г.).

Предназначен для бакалавров по направлению подготовки 21.03.01 – Нефтегазовое дело, по профилю «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Составители:

канд. техн. наук доцент Ю. А. Воропаев,
ассистент кафедры А. В. Мацко

© ФГАОУ ВПО «Северо-Кавказский
федеральный университет», 2015

ПРЕДИСЛОВИЕ

Дисциплина «Заканчивание скважин» является одной из основных в структуре подготовки дипломированного бакалавра направления подготовки 21.03.01 – Нефтегазовое дело, профиля подготовки «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Целью изучения дисциплины является приобретение студентами знаний по вопросам теории основных технологических процессов, связанных с креплением скважин, вскрытием, опробованием и испытанием нефтегазовых залежей, высококачественным завершением строительства нефтяных и газовых скважин, обеспечивающих их долговечность, надежность, экономичность, охрану недр и окружающей среды от загрязнения пластовыми жидкостями и другими агрессивными компонентами и безопасности условий труда.

В результате изучения дисциплины студенты должны научиться разрабатывать технологические проекты на вскрытие, опробование и испытание нефтегазовых залежей, крепление и цементирование скважин, на вторичное вскрытие перфораций, проводить диагностику скважин и проектировать операции по устранению выявленных дефектов, снижающих эксплуатационные характеристики скважин, практически реализовать такие проекты и технологические операции.

Дисциплина относится к профессиональному циклу (обязательная дисциплина вариативной части).

Успешное изучение данного курса предполагает знания студентом основных положений таких дисциплин, как математика, физика, гидравлика, сопротивление материалов, физика нефтяного и газового пласта, буровые промывочные и тампонажные растворы, технология бурения нефтяных и газовых скважин.

Дисциплина «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» является базой для изучения курса «Освоение и испытание скважин». На её основе возможно проведение исследовательской работы при выполнении курсовых и выпускных квалификационных работ, что соответствует профилю подготовки бакалавров по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

Компетенции обучающегося, формируемые в результате изучения курса:

- обобщать, анализировать, воспринимать информацию, ставить цели и выбирать пути ее достижения (ОК-1);
- стремиться к саморазвитию, повышению своей квалификации и мастерства (ОК-9);
- самостоятельно приобретать новые знания, используя современные образовательные и информационные технологии (ПК-1);
- использовать основные законы естественнонаучных дисциплин в профессиональной деятельности, применять методы математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования (ПК-2);
- применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику (ПК-6);
- осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья (ПК-7);
- эксплуатировать и обслуживать технологическое оборудование, используемое при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья (ПК-8);
- осуществлять сбор данных для выполнения работ по проектированию бурения скважин, добычи нефти и газа, промышленному контролю и регулированию извлечения углеводородов на суше и на море, трубопроводному транспорту нефти и газа, подземному хранению газа, хранению и сбыту нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов (ПК-21);
- выполнять отдельные элементы проектов на стадиях эскизного, технического и рабочего проектирования (ПК-22);
- использовать стандартные программные средства при проектировании (ПК-23);
- составлять в соответствии с установленными требованиями типовые проектные, технологические и рабочие документы (ПК-24).

1. Определение пористости горных пород

Цель – изучение методов определения пористости горных пород.

Формируемые компетенции: ОК-1; ПК-1; ПК-6; ПК-7.

Актуальность темы. Каждый продуктивный пласт характеризуется совокупностью величин, по которым можно определить вероятные запасы пластовой жидкости, оценить возможный дебит скважин, выбрать характеристики фильтра, правильно подобрать состав промывочной жидкости, конструкцию скважины и т. д.

Теоретическая часть

Пористость горных пород

Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот (*пор*).

Коэффициентом полной (или абсолютной) пористости m_n называется отношение суммарного объема пор $V_{\text{пор}}$ в образце породы к видимому его объему $V_{\text{обр}}$:

$$m_n = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} \quad (1.1)$$

Измеряется пористость в долях единицы или в процентах. По происхождению поры и другие пустоты подразделяются на первичные и вторичные. К первичным порам относят пустоты между зернами, промежутки между плоскостями наложения и т. д., образующиеся в процессе осадконакопления и формирования породы. Вторичные поры образовались в результате последующих процессов разлома и дробления породы, растворения, возникновения трещин вследствие сокращения породы (например, вследствие доломитизации) и т. д.

Структура порового пространства пород обусловлена большим числом факторов: гранулометрическим составом частиц, их формой, химическим составом пород, происхождением пор, а также соотношением количества больших и малых пор (рис. 1.1).

В большой степени свойства пористых сред определяются размерами поровых каналов. По величине поровые каналы нефтяных пластов условно разделяют на три группы:

- 1) сверхкапиллярные – размеры больше 0,5 мм;
- 2) капиллярные – от 0,5 до 0,0002 мм (0,2 мкм);

3) субкапиллярные – меньше $0,2 \text{ мкм}$ ($0,0002 \text{ мм}$).

По крупным (сверхкапиллярным) каналам и порам движение нефти, воды и газа происходит свободно. По капиллярным каналам движение жидкостей и газов происходит при значительном участии капиллярных сил. Иногда движение по ним возможно только при преодолении капиллярных сил, противодействующих движению.

В субкапиллярных каналах жидкости настолько сильно удерживаются силой притяжения стенками каналов (вследствие малого расстояния между стенками канала жидкость в ней находится в сфере действия молекулярных сил материала стенок), что практически в природных условиях перемещаться в них не могут. Породы, поры которых представлены в основном субкапиллярными каналами, независимо от пористости практически непроницаемы для жидкостей и газов (глина, глинистые сланцы). Хорошие коллекторы нефти – те породы, поры которых представлены в основном капиллярными каналами достаточно большого сечения, а также сверхкапиллярными. Из сказанного следует, что при существующих в естественных условиях перепадах давлений не во всех пустотах жидкости и газы находятся в движении.

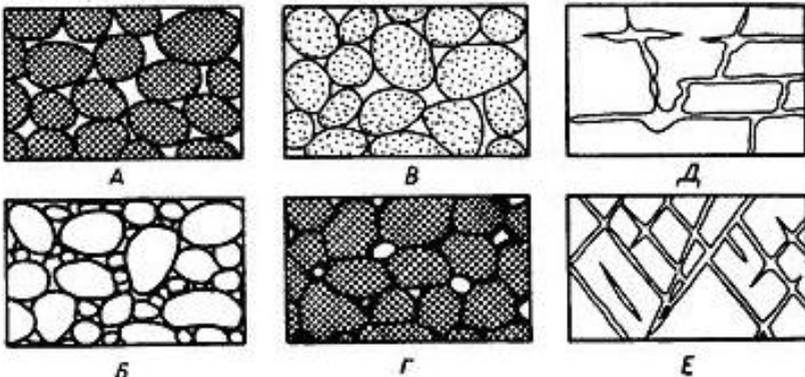


Рис. 1.1. Различные поровые пространства пород:

А – хорошо окатанный и отсортированный песок, Б – плохо отсортированный песок, имеющий низкую пористость, В – хорошо отсортированная порода, зерна которой также пористы, Г – хорошо отсортированная порода, пористость которой уменьшена отложениями минерального вещества в пространство между зернами, Д – поровое пространство трещиноватых известняков, частично расширенное растворением, Е – порода, ставшая пористой вследствие возникновения трещин

Наряду с полной пористостью для характеристики нефтесодержащих пород вводят еще понятия коэффициента открытой пористости, а также коэффициентов, характеризующих статическую полезную емкость и динамическую полезную емкость коллектора. Коэффициентом открытой пористости m_0 принято называть отношение объема открытых сообщающихся пор к объему образца. Статическая полезная емкость коллектора характеризует объем пор и пустот, которые могут быть заняты нефтью или газом. Эта величина обозначается через $ПСТ$ и определяется как разность открытой пористости и объема остаточной воды.

В зависимости от перепадов давления, существующих в пористой среде, и свойств жидкостей и поверхности пород та или иная часть жидкости не движется в порах. Сюда относятся неподвижные пленки у поверхности породы и капиллярно удержанная жидкость. Динамическая полезная емкость коллектора ПДИН характеризует относительный объем пор и пустот, через которые может происходить фильтрация нефти и газа в условиях, существующих в пласте.

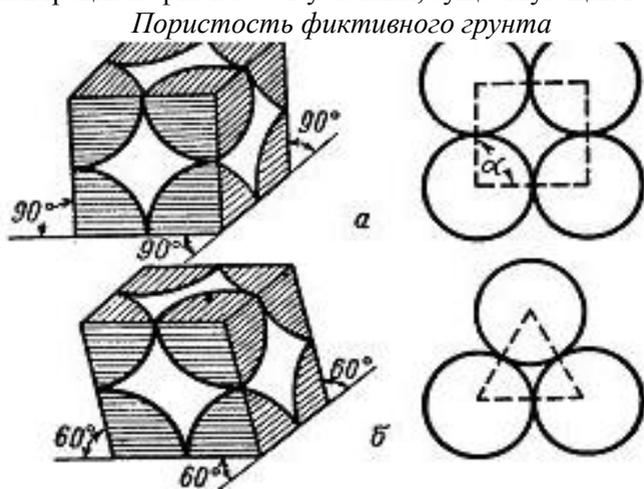


Рис. 1.2. Плотная и свободная укладка шаров фиктивного грунта

Фиктивным принято называть воображаемый грунт, состоящий из шарообразных частиц одного и того же размера.

Пористость такого идеализированного грунта целесообразно рассмотреть потому, что закономерности изменения ее легко могут быть получены аналитическим путем и, кроме того, некоторые

зависимости величины пористости фиктивных грунтов действительны также и для хорошо отсортированных однородных естественных песков.

Из рис. 1.2 можно видеть, что каждый элемент фиктивного грунта, сложенный восемью шарообразными частицами, может иметь плотную (рис. 1.2б) и свободную (рис. 1.2а) укладку. При этом угол α ромба, образованного линиями, соединяющими центры шаров, изменяется от 60 до 90°.

Из простых геометрических соображений вытекает, что пористость фиктивного грунта в зависимости от угла α будет равна

$$m = 1 - \frac{\pi}{6(1-\cos\alpha)\sqrt{1+2\cos\alpha}} \quad (1.2)$$

где m – коэффициент пористости в долях единицы; α – угол пересечения линий, соединяющих центры шаров.

Как следует из формулы (1.2), пористость фиктивного грунта не зависит от диаметра частиц, а зависит лишь от плотности укладки, т. е. от взаимного расположения шаров, определяемого величиной угла α .

Подставляя в формулу (1.2) крайние значения угла α , которые он принимает при наиболее плотной и свободной укладке, получим пределы изменения пористости фиктивного грунта:

$$m = 0,259 \text{ при } \alpha = 60^\circ;$$

$$m = 0,477 \text{ при } \alpha = 90^\circ.$$

Пористость однородных естественных песков, сложенных хорошо окатанными зёрнами, близка к пористости фиктивного грунта.

В природных условиях наблюдаются более сложные закономерности изменения пористости пород нефтесодержащих пластов.

Пористость естественных пород

На величину пористости нефте- и газосодержащих пород, кроме расположения зёрен, влияет множество факторов: размер и форма частиц, неоднородность их размера, процессы цементации, растворения и переотложения солей, процессы разрушения минералов и др.

Замечено, что по мере уменьшения величины зёрен пористость возрастает. Это связано с возрастанием неправильности форм частиц при уменьшении их величины. Зёрна неправильной формы укладываются менее плотно, что приводит к увеличению пористости.

Чем больше неоднороден песок по размерам своих частиц, тем меньше обычно и пористость, так как мелкие зерна забивают поры песка, образованные крупными частицами (рис. 1.1Б).

Вследствие влияния на пористость большого числа факторов величина ее изменяется в широких пределах (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Пределы изменения полной пористости некоторых горных пород

<i>Породы</i>	<i>Пористость, %</i>	
	<i>от</i>	<i>до</i>
Глинистые сланцы	0,54	1,4
Глины	6	50
Пески	6	52
Песчаники	3,5	29
Известняки и доломиты	0,6	33

Широкие пределы изменения пористости одноименных пород объясняются различными геологическими условиями их отложения и разнообразием свойств частиц. Наблюдается тесная связь между пористостью и ее изменением по пласту с палеогеографическими условиями отложения пород. Наиболее равномерной и весьма большой пористостью обладают морские песчаные отложения. Прибрежные же осадки обычно меняют свои коллекторские свойства в значительных пределах и по вертикали и по горизонтали.

С увеличением глубины залегания пород пористость обычно уменьшается в связи с их уплотнением под действием веса вышележащих пород.

Карбонатные породы образовались в основном из химических и биохимических осадков. Поэтому считают, что они чаще всего обладают вторичной пористостью, связанной с развитием трещиноватости и с явлениями растворения и доломитизации, сопровождающимися сокращением объема пород.

При доломитизации пористость часто имеет равномерный характер в противоположность трещиноватой пористости, которая бывает развита неравномерно в соответствии с условиями ее возникновения.

Изменение коллекторских свойств пород в залежи, в том числе и пористости, иногда бывает связано с наличием нефти и газа. В водоносной части вследствие отложения в порах карбонатов и других веществ коллекторские свойства пород обычно ухудшаются.

ся. В пределах залежи эти явления не происходят, и здесь может сохраняться повышенная пористость.

Наиболее неравномерна пористость карбонатных пород, в которых наряду с крупными трещинами, кавернами и пустотами имеются плотные блоки, практически лишенные пор.

Пористость коллекторов, дающих промышленную нефть, обычно следующая (в %).

Пески.....	20–25
Песчаники.....	10–30
Карбонатные коллекторы	10–25
и меньше	

В последнее время открыт ряд месторождений в карбонатных коллекторах, поровое пространство которых состоит в основном из трещин. Пористость (коэффициент трещиноватости) таких пластов оценивается долями и единицами процентов. Однако из них получены большие промышленные притоки нефти.

В связи с неравномерной пористостью пород при гидродинамических расчетах для определения запасов нефти приходится вычислять средние величины пористости.

Если установлено, что пласт состоит из n пропластков, имеющих мощности H_1, H_2, \dots, H_n с пористостью пород m_1, m_2, \dots, m_n , то средний коэффициент пористости пласта в районе скважины будет равен

$$m = \frac{\sum H_i m_i}{\sum H_i} \quad (1.3)$$

Если на пласт пробурено n скважин, площадь дренирования которых F_1, F_2, \dots, F_n , а мощности пласта H_1, H_2, \dots, H_n и средние величины пористости пород в разрезе скважин m'_1, m'_2, \dots, m'_n , то среднюю пористость пород вычисляют по формуле

$$m = \frac{\sum F_i H_i m'_i}{\sum F_i H_i} \quad (1.4)$$

Объем породы может быть также определен по размерам образца. Для этого керну придают правильную геометрическую форму. Объем же зерен, необходимый для определения объема пор, может быть найден приблизительно по средней плотности минералов. Для кварца, например, $\rho = 2650 \text{ кг/м}^3$.

Имеется множество других методов определения объемов образца, пор и частиц, слагающих породу, детальное описание которых приводится в соответствующих руководствах.

Считается, что метод И. А. Преображенского может быть также использован для приближенной оценки динамической полезной емкости коллектора. При этом свежие образцы, не отмытые от нефти, предварительно продуваются воздухом или азотом при перепаде давления в 2–3 ат ($\sim 0,2\text{--}0,3 \text{ Мн/м}^2$) в течение 2–3 мин, а затем оценку объема пор, не занятого жидкостями, ведут методом Преображенского обычным образом. Предполагается, что при продувке образца освобождается от жидкости только та часть пор, через которую фильтруются жидкости.

Следует отметить, что достаточно обоснованные методы определения динамической полезной емкости коллектора еще не разработаны.

Задания для работы на занятии

После ознакомления с методическими рекомендациями определить пористость пласта, состоящего из n пропластков, если известна мощность пласта и угол расположения зерен (фиктивный). Среднюю пористость определить в %.

Вариант 1		Вариант 7		Вариант 13	
$\alpha 1$	60	$\alpha 1$	72	$\alpha 1$	75
$h 1, \text{ м}$	10	$h 1, \text{ м}$	3	$h 1, \text{ м}$	4
$\alpha 2$	64	$\alpha 2$	77	$\alpha 2$	82
$h 2, \text{ м}$	5	$h 2, \text{ м}$	15	$h 2, \text{ м}$	8
$\alpha 3$	85	$\alpha 3$	80	$\alpha 3$	90
$h 3, \text{ м}$	7	$h 3, \text{ м}$	24	$h 3, \text{ м}$	17

Вариант 2		Вариант 8		Вариант 14	
$\alpha 1$	67	$\alpha 1$	66	$\alpha 1$	88
$h 1, \text{ м}$	4	$h 1, \text{ м}$	4	$h 1, \text{ м}$	26
$\alpha 2$	74	$\alpha 2$	79	$\alpha 2$	72
$h 2, \text{ м}$	2	$h 2, \text{ м}$	13	$h 2, \text{ м}$	13
$\alpha 3$	78	$\alpha 3$	90	$\alpha 3$	73
$h 3, \text{ м}$	8	$h 3, \text{ м}$	30	$h 3, \text{ м}$	5

Вариант 3	
$\alpha 1$	85
$h1, м$	3
$\alpha 2$	77
$h2, м$	15
$\alpha 3$	70
$h3, м$	24

Вариант 9	
$\alpha 1$	73
$h1, м$	31
$\alpha 2$	79
$h2, м$	18
$\alpha 3$	85
$h3, м$	7

Вариант 15	
$\alpha 1$	66
$h1, м$	7
$\alpha 2$	81
$h2, м$	19
$\alpha 3$	86
$h3, м$	14

Вариант 4	
$\alpha 1$	80
$h1, м$	7
$\alpha 2$	62
$h2, м$	20
$\alpha 3$	70
$h3, м$	16

Вариант 10	
$\alpha 1$	86
$h1, м$	14
$\alpha 2$	75
$h2, м$	6
$\alpha 3$	63
$h3, м$	22

Вариант 16	
$\alpha 1$	62
$h1, м$	23
$\alpha 2$	67
$h2, м$	9
$\alpha 3$	60
$h3, м$	15

Вариант 5	
$\alpha 1$	61
$h1, м$	8
$\alpha 2$	83
$h2, м$	2
$\alpha 3$	87
$h3, м$	12

Вариант 11	
$\alpha 1$	71
$h1, м$	5
$\alpha 2$	69
$h2, м$	17
$\alpha 3$	88
$h3, м$	16

Вариант 17	
$\alpha 1$	73
$h1, м$	18
$\alpha 2$	65
$h2, м$	6
$\alpha 3$	61
$h3, м$	10

Вариант 6	
$\alpha 1$	76
$h1, м$	15
$\alpha 2$	87
$h2, м$	27
$\alpha 3$	63
$h3, м$	9

Вариант 12	
$\alpha 1$	79
$h1, м$	8
$\alpha 2$	73
$h2, м$	20
$\alpha 3$	61
$h3, м$	6

Вариант 18	
$\alpha 1$	65
$h1, м$	14
$\alpha 2$	81
$h2, м$	8
$\alpha 3$	72
$h3, м$	4

Вопросы для обсуждения

1. Что понимают под пористостью горных пород?
2. На какие группы условно разделяют поровые каналы?
3. Понятие коэффициента открытой пористости.
4. Что такое фиктивный грунт?
5. Какие факторы влияют на величину пористости?
6. Какие методики для определения пористости пласта вам известны?

2. Определение проницаемости горных пород

Цель – изучение методов определения проницаемости горных пород.

Формируемые компетенции: ОК-1; ПК-1; ПК-6; ПК-7.

Актуальность темы. Зная проницаемость горных пород, можно выбрать характеристики фильтра, правильно подобрать состав промывочной жидкости и конструкцию скважины.

Теоретическая часть

Проницаемостью называют свойство горных пород пропускать сквозь себя жидкости и газы при наличии перепада давления. Проницаемость – важнейший параметр, характеризующий проводимость коллектора, т. е. способность пород пласта пропускать к забоям скважин нефть и газ.

Абсолютно непроницаемых тел в природе нет. Однако при существующих в нефтяных пластах сравнительно небольших перепадах давлений многие породы оказываются практически мало или совсем непроницаемыми для жидкостей и газов (глины, сланцы и др.) из-за малых размеров пор в этих породах.

Большая часть осадочных пород обладает той или иной проницаемостью. Поровое пространство осадочных пород, кроме субкапиллярных пор, слагается также порами большего размера. По экспериментальным данным, подавляющая часть пор нефтесодержащих коллекторов больше 1 *мкм*.

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений возможна различная фильтрация в пористой среде жидкостей и газов или их смесей – совместное движение нефти, воды и газа или воды и нефти, нефти и газа или только нефти или газа. При этом проницаемость одной и той же пористой среды для данной фазы в зависимости от количественного и качественного состава фаз в ней будет различной. Поэтому для характеристики проницаемости пород нефтесодержащих пластов введены понятия абсолютной, эффективной и относительной проницаемости.

Для характеристики только физических свойств пород используется ее абсолютная проницаемость.

Под абсолютной принято понимать проницаемость пористой среды, которая определена при движении в ней лишь одной какой-

либо фазы (газа или однородной жидкости), химически инертной по отношению к породе. Для этой цели обычно используется воздух или газ, так как установлено, что при движении жидкостей в пористой среде на величину ее проницаемости оказывают влияние физико-химические свойства жидкостей.

Эффективной, или фазовой, называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем. Величина ее зависит не только от физических свойств пород, но также от степени насыщенности порового пространства жидкостями или газом и от их физико-химических свойств.

Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение эффективной проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси, по которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости:

$$v = \frac{Q}{F} = k \frac{1}{\mu} \frac{\Delta p}{L} \quad (2.1)$$

где Q – объемный расход жидкости в единицу времени; v – скорость линейной фильтрации; μ – динамическая вязкость жидкости; F – площадь фильтрации; Δp – перепад давления; L – длина пористой среды.

В этом уравнении способность породы пропускать сквозь себя жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности k , который называют коэффициентом проницаемости:

$$k = \frac{QL\mu}{\Delta p F} \quad (2.2)$$

При измерении проницаемости пород газом в формулу (2.2) следует подставлять средний расход газа в условиях образца:

$$k = \frac{\overline{Q}_g L \mu}{\Delta p F} \quad (2.3)$$

где \overline{Q}_g – объемный расход газа, приведенный к среднему давлению \overline{p} в образце.

Необходимость использования среднего расхода газа при определении проницаемости по газу объясняется непостоянством его объемного расхода при уменьшении давления по длине образца.

При малых длинах испытываемых образцов среднее давление по длине керна может быть принято

$$\bar{p} = \frac{p_1 + p_2}{2}$$

где p_1 и p_2 – соответственно давление газа на входе в образец и на выходе из него.

Полагая, что процесс расширения газа при фильтрации через образец происходит изотермически, и используя закон Бойля-Мариотта, получим

$$\bar{Q}_r = \frac{2Q_0 p_0}{p_1 + p_2} \quad (2.4)$$

где Q_0 – расход газа при атмосферном давлении p_0 .

Тогда формула для определения проницаемости пород по газу запишется в виде

$$k = \frac{2Q_0 p_0 \mu L}{(p_1^2 - p_2^2) F} \quad (2.5)$$

Единицы измерения проницаемости

В Международной системе единиц величины, входящие в формулу проницаемости, имеют размерности

$$[L] = м; [F] = м^2; [Q] = м^3/сек; [p] = н/м^2; [\mu] = н \cdot сек/м^2.$$

При $L = 1 м$; $F = 1 м^2$, $Q = 1 м^3/сек$, $p = 1 н/м^2$ и $\mu = н \cdot сек/м^2$ получим значение коэффициента проницаемости $k = 1 м^2$.

Действительно, подставив единицы измерения соответствующих величин в формулу (1.3), получим

$$[k] = \frac{\frac{м^3}{сек} \cdot \frac{н \cdot сек}{м^2}}{\frac{м^2}{м^2} \cdot \frac{н}{м^2}} = м^2 \quad (2.6)$$

Таким образом, в Международной системе (СИ) за единицу проницаемости в $1 м^2$ принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью $1 м^2$ и длиной $1 м$ при перепаде давления $1 н/м^2$ расход жидкости вязкостью $1 н \cdot сек/м^2$ составляет $1 м^3/сек$.

Физический смысл размерности k (площадь) заключается в том, что проницаемость как бы характеризует величину площади сечения каналов пористой среды, по которым в основном происходит фильтрация. Для оценки проницаемости обычно пользуются практической единицей *д а р с и*, которая приблизительно в 1012 раз меньше, чем проницаемость в 1 м^2 .

За единицу проницаемости в 1 дарси (1 *д*) принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 см^2 и длиной 1 см при перепаде давления 1 кг/см^2 расход жидкости вязкостью 1 снз (сантипуаз) составляет $1 \text{ см}^3/\text{сек}$. Величина, равная $0,001 \text{ д}$, называется миллидарси (*мд*). Учитывая, что $1 \text{ кг/см}^2 = \sim 105 \text{ н/м}^2$, $1 \text{ см}^3 = 10^{-6} \text{ м}^3$, $1 \text{ см}^2 = 10^{-4} \text{ м}^2$, $1 \text{ снз} = 10^{-3} \text{ н} \cdot \text{сек/м}^2$, из (1. 12) получим следующее соотношение:

$$1\text{д}^1 = \frac{10^{-6} \text{ м/сек} \cdot 10^{-3} \text{ н} \cdot \text{сек/м}^2 \cdot 10^{-2} \text{ м}}{10^{-4} \text{ м}^2 \cdot 10^{-5} \text{ н/м}^2} \quad (2.7)$$

Проницаемость пород нефтяных и газовых пластов изменяется от нескольких миллидарси до 2–3 *д* и редко бывает выше.

Как уже отмечалось, формула (1.1) соответствует закону Дарси при линейном потоке. Иногда возникает необходимость определять проницаемость образцов при радиальной фильтрации жидкости и газа, т. е. как бы при воспроизведении условий притока их в скважину. При этом образец породы готовят к опыту в виде цилиндрического кольца с осевым отверстием – «скважиной», а фильтрация жидкости или газа происходит в радиальном направлении от наружной поверхности образца к внутренней. Тогда проницаемость пород по данным опыта определяют по формулам:

при фильтрации жидкости

$$k = \frac{\mu_{\text{ж}} Q_0 \ln \frac{R}{r}}{2\pi h (P_1 - P_2)}$$

при фильтрации газа

$$k_{\text{Г}} = \frac{\mu_{\text{Г}} P_0 Q_0 \ln \frac{R}{r}}{\pi h (P_1^2 - P_2^2)}, \quad (2.8)$$

где $Q_{\text{ж}}$ – расход жидкости или газа (при атмосферном давлении) в мэ/сек ; $Q_{\text{Г}}$ – расход газа при атмосферном и среднем давлении в

образце в $m^3/сек$; $\mu ж$ и $\mu г$ – вязкость жидкости и газа в $Па с$; P_1 и P_2 – давление у наружной и внутренней поверхностей кольцевого образца в $Па$; R и r – наружный и внутренний радиусы кольца, в $м$; h – высота цилиндра в $м$; k – проницаемость в $м^2$.

Задания для работы на занятии

После ознакомления с методическими рекомендациями определить проницаемость пласта. Варианты, необходимые для расчета, представлены в таблице 2.1.

Вопросы для обсуждения

1. Что такое проницаемость горных пород?
2. Что такое абсолютная, эффективная и относительная проницаемость?
3. С помощью чего оценивают проницаемость горных пород?
4. Какие размерности имеют величины входящие в формулу проницаемости?

Таблица 2.1

Варианты, необходимые для расчета пористости

Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3		Вариант 4		Вариант 5	
Q	0,0002 м ³ /с	Q	0,0001 м ³ /с	Q	0,0003 м ³ /с	Q	0,00023 м ³ /с	Q	0,00031 м ³ /с
h	4 см	h	5 см	h	4,5 см	h	5 см	h	4,3 см
R	5 см	R	4 см	R	4,5 см	R	4 см	R	4,5 см
r	4,5 см	r	3,5 см	r	4 см	r	3,5 см	r	4 см
p_1	0,3 МПа	p_1	0,41 МПа	p_1	0,35 МПа	p_1	0,35 МПа	p_1	0,32 МПа
p_2	0,2 МПа	p_2	0,29 МПа	p_2	0,2 МПа	p_2	0,2 МПа	p_2	0,23 МПа
μ_n	0,2 мПа с	μ_n	0,3 мПа с	μ_n	0,22 мПа с	μ_n	0,24 мПа с	μ_n	0,24 мПа с
μ_c	0,002 мПа с	μ_c	0,003 мПа с	μ_c	0,0022 мПа с	μ_c	0,0024 мПа с	μ_c	0,0024 мПа с
Вариант 6		Вариант 7		Вариант 8		Вариант 9		Вариант 10	
Q	0,00027 м ³ /с	Q	0,00018 м ³ /с	Q	0,0002 м ³ /с	Q	0,00026 м ³ /с	Q	0,00032 м ³ /с
h	4,2 см	h	4 см	h	5 см	h	4,8 см	h	4 см
R	4,3 см	R	5 см	R	4 см	R	5 см	R	4,5 см
r	3,6 см	r	4,5 см	r	3,5 см	r	4,3 см	r	3,2 МПа
p_1	0,36 МПа	p_1	0,41 МПа	p_1	0,36 МПа	p_1	0,41 МПа	p_1	0,34 МПа
p_2	0,24 МПа	p_2	0,35 МПа	p_2	0,22 МПа	p_2	0,36 МПа	p_2	0,21 МПа
μ_n	0,26 мПа с	μ_n	0,2 мПа с	μ_n	0,21 мПа с	μ_n	0,25 мПа с	μ_n	0,23 мПа с
μ_c	0,0026 мПа с	μ_c	0,002 мПа с	μ_c	0,0021 мПа с	μ_c	0,0025 мПа с	μ_c	0,0023 мПа с
Вариант 11		Вариант 12		Вариант 13		Вариант 14		Вариант 15	
Q	0,00031 м ³ /с	Q	0,0004 м ³ /с	Q	0,0005 м ³ /с	Q	0,00018 м ³ /с	Q	0,00025 м ³ /с
h	4 см	h	4,1 см	h	5 см	h	5,1 см	h	5,4 см
R	4 см	R	5 см	R	5,2 см	R	4 см	R	4,3 см
r	3,5 см	r	4,2 см	r	4,7 см	r	3 см	r	3,8 см
p_1	0,36 МПа	p_1	0,36 МПа	p_1	0,37 МПа	p_1	0,38 МПа	p_1	0,52 МПа
p_2	0,24 МПа	p_2	0,21 МПа	p_2	0,23 МПа	p_2	0,25 МПа	p_2	0,41 МПа
μ_n	0,25 мПа с	μ_n	0,21 мПа с	μ_n	0,27 мПа с	μ_n	0,3 мПа с	μ_n	0,26 мПа с
μ_c	0,0025 мПа с	μ_c	0,0021 мПа с	μ_c	0,0027 мПа с	μ_c	0,003 мПа с	μ_c	0,0026 мПа с

Вариант 16		Вариант 17		Вариант 18		Вариант 19		Вариант 20	
Q	0,00053 м ³ /с	Q	0,00042 м ³ /с	Q	0,0002 м ³ /с	Q	0,00028 м ³ /с	Q	0,00036 м ³ /с
h	6 см	h	4 см	h	5,4 см	h	4 см	h	5,8 см
R	5,2 см	R	5,4 см	R	6,2 см	R	4,5 см	R	5,3 см
r	4,7 см	r	4,9 см	r	5,7 см	r	4 см	r	4,8 см
$p1$	0,36 МПа	$p1$	0,37 МПа	$p1$	0,41 МПа	$p1$	0,35 МПа	$p1$	0,42 МПа
$p2$	0,22 МПа	$p2$	0,23 МПа	$p2$	0,35 МПа	$p2$	0,23 МПа	$p2$	0,32 МПа
μ_n	0,28 мПа с	μ_n	0,22 мПа с	μ_n	0,21 мПа с	μ_n	0,26 мПа с	μ_n	0,34 мПа с
μ_z	0,0028 мПа с	μ_z	0,0022 мПа с	μ_z	0,0021 мПа с	μ_z	0,0026 мПа с	μ_z	0,0034 мПа с
Вариант 21		Вариант 22		Вариант 23		Вариант 24		Вариант 25	
Q	0,00051 м ³ /с	Q	0,00026 м ³ /с	Q	0,0003 м ³ /с	Q	0,00035 м ³ /с	Q	0,00029 м ³ /с
h	5 см	h	4,6 см	h	5 см	h	4,2 см	h	4 см
R	4 см	R	5 см	R	5,4 см	R	4 см	R	3,5 см
r	3,5 см	r	4,5 см	r	4,9 см	r	3,5 см	r	3 см
$p1$	0,45 МПа	$p1$	0,36 МПа	$p1$	0,54 МПа	$p1$	0,36 МПа	$p1$	0,44 МПа
$p2$	0,38 МПа	$p2$	0,24 МПа	$p2$	0,41 МПа	$p2$	0,24 МПа	$p2$	0,33 МПа
μ_n	0,22 мПа с	μ_n	0,25 мПа с	μ_n	0,36 мПа с	μ_n	0,2 мПа с	μ_n	0,27 мПа с
μ_z	0,0022 мПа с	μ_z	0,0025 мПа с	μ_z	0,0036 мПа с	μ_z	0,002 мПа с	μ_z	0,0027 мПа с
Вариант 26		Вариант 27		Вариант 28		Вариант 29		Вариант 30	
Q	0,00035 м ³ /с	Q	0,00016 м ³ /с	Q	0,0004 м ³ /с	Q	0,00042 м ³ /с	Q	0,00034 м ³ /с
h	5,7 см	h	3,2 см	h	5 см	h	4,5 см	h	4,6 см
R	5 см	R	3 см	R	4,3 см	R	5,2 см	R	4,5 см
r	4,5 см	r	2,5 см	r	3,8 см	r	4,7 см	r	4 см
$p1$	0,34 МПа	$p1$	0,36 МПа	$p1$	0,42 МПа	$p1$	0,54 МПа	$p1$	0,37 МПа
$p2$	0,26 МПа	$p2$	0,27 МПа	$p2$	0,31 МПа	$p2$	0,41 МПа	$p2$	0,23 МПа
μ_n	0,31 мПа с	μ_n	0,23 мПа с	μ_n	0,17 мПа с	μ_n	0,42 мПа с	μ_n	0,27 мПа с
μ_z	0,0031 мПа с	μ_z	0,0023 мПа с	μ_z	0,0017 мПа с	μ_z	0,0042 мПа с	μ_z	0,0027 мПа с

3. Понятие гидродинамического совершенства скважины

Цель – ознакомление с понятием гидродинамическое совершенство скважины.

Формируемые компетенции: ОК-1; ПК-1; ПК-6; ПК-7.

Актуальность темы. Процесс бурения в продуктивном пласте имеет определенную специфику. Она состоит в том, что при вскрытии большое значение приобретают физико-химические процессы, которые происходят в окрестностях ствола скважины и приводят к образованию прискважинной зоны пласта.

Теоретическая часть

Гидродинамически совершенной считается скважина, размещенная в центре кругового пласта радиусом r_k , свойства которого изотропны во всех направлениях. При этом жидкость поступает к открытому забою и является однофазной и несжимаемой. Так как приток жидкости к скважине носит радиальный характер, можно утверждать, что в гидродинамически совершенной скважине основная доля перепада давления сосредоточена в зоне пласта непосредственно вокруг стенок скважины. Так, если приток осуществляется от контура питания, находящегося на расстоянии 300 м от стенки скважины радиусом 0,1 м, то половина всего перепада давления расходуется на продвижение жидкости в пористом пространстве только в зоне 5,5 м вокруг скважины. Следовательно, прискважинная зона пласта играет решающую роль в притоке жидкости к скважине.

Приток жидкости в реальную скважину отличается от притока в гидродинамически совершенную скважину тем, что в прискважинной зоне пласта и в самой скважине против продуктивного горизонта возникают дополнительные фильтрационные сопротивления из-за искривления и загустения линий тока пластовых флюидов. Учитывая современные представления о фильтрации жидкостей и газов в пористых средах и о технологиях заканчивания скважин, выделяют три типа гидродинамического несовершенства скважин, представленные на рис. 3.1 б, в, г.

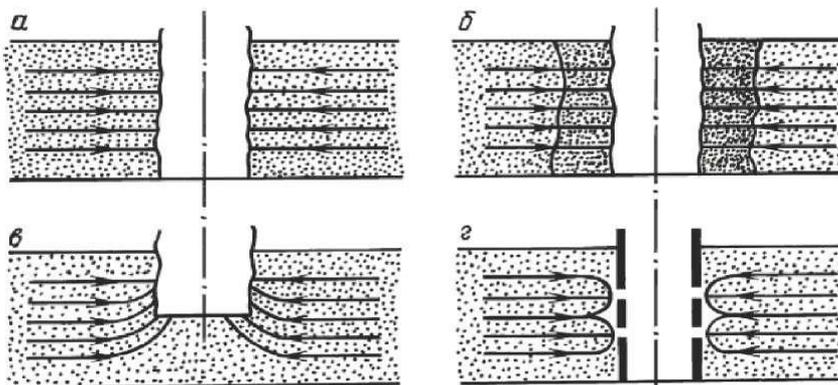


Рис. 3.1. Схемы притока в гидродинамически совершенную (а) и гидродинамически несовершенные скважины по качеству (б), степени (в) и характеру (г) вскрытия продуктивного горизонта

Известно, что в общем случае в пласте вокруг скважины образуются две зоны с измененной проницаемостью: зона проникновения фильтрата промывочной жидкости радиусом $R_{з.п}$, м и зона коагуляции r_k (рис. 3.2). Такие скважины называют несовершенными по качеству вскрытия пласта.

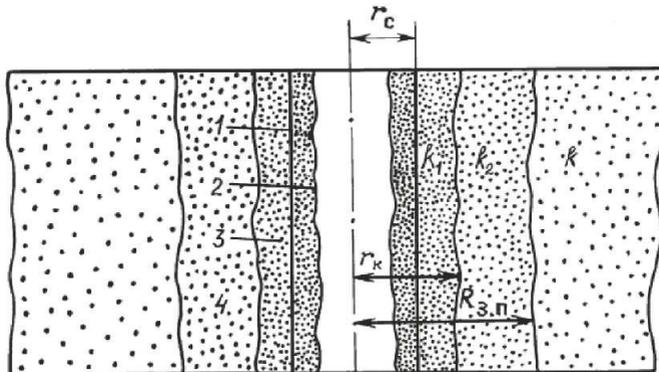


Рис. 3.2. Схемы прискважинной зоны пласта после вскрытия его бурением: 1 – стенка скважины; 2 – глинистая корка; 3 – зона коагуляции; 4 – зона проникновения фильтрата промывочной жидкости; k , k_1 , k_2 – проницаемости, соответственно начальная, в зоне коагуляции и в зоне проникновения фильтрата.

Задания для работы на занятии

Необходимо ознакомиться с основными понятиями гидродинамического совершенства скважины.

Вопросы для обсуждения

1. Что такое гидродинамически совершенная скважина?
2. Чем отличается приток в реальную скважину от притока в гидродинамически совершенную скважину?

4. Проектирование конструкции скважины

Цель – приобретение навыков позволяющих самостоятельно проектировать конструкции скважин.

Формируемые компетенции: ОК-1; ОК-9; ПК-1; ПК-6; ПК-7; ПК-22; ПК-23; ПК-24.

Актуальность темы. Наиболее распространенным способом крепления скважин является спуск в скважину колонны обсадных труб, заполнение заколонного пространства растворами, способными со временем затвердевать и создавать герметичную и прочную связь между трубами и горными породами.

Теоретическая часть

Выбор конструкции скважины является основным этапом ее проектирования и должен обеспечивать высокое качество строительства скважины как долговременно эксплуатируемого сложного нефтепромыслового объекта, предотвратить аварии и осложнения в процессе бурения, создать условия для снижения затрат времени и материально-технических средств на бурение.

Проектирование конструкции скважины проводится по единому принципу – совместимость отдельных интервалов геологического разреза по горно-геологическим условиям бурения [1, 2].

Число обсадных колонн, необходимых для обеспечения указанных требований, проектируется исходя из несовместимости условий бурения отдельных интервалов скважины.

Под несовместимостью условий бурения понимается такое их сочетание, когда заданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины вызовут осложнения

в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение дополнительных специальных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно или экономически нецелесообразно.

Анализ условий бурения скважины проводится поинтервально сверху вниз с разбивкой геологического разреза скважины на зоны крепления.

Для выбора количества обсадных колонн (зон крепления) используют совмещенный график изменения пластового давления, давления гидроразрыва пород и гидростатического давления столба бурового раствора, построенный на основании исходных данных в прямоугольных координатах глубина – эквивалент градиента давления.

Под эквивалентом градиента давления понимают удельный вес жидкости, столб которой в скважине на глубине определения создает давление, равное пластовому (поровому) или давлению гидроразрыва.

$$\gamma_{\text{Э.ПД}} = \frac{10 \cdot P_{\text{ПД}}}{H}, \quad (4.1)$$

$$\gamma_{\text{Э.ГР}} = \frac{10 \cdot P_{\text{ГР}}}{H}, \quad (4.2)$$

где $\gamma_{\text{Э.ПД}}$ – эквивалент градиента пластового давления, гс/см³; $P_{\text{ПД}}$ – пластовое давление, кгс/см²; H – глубина залегания пласта, м; $\gamma_{\text{Э.ГР}}$ – эквивалент градиента давления гидроразрыва, гс/см³; $P_{\text{ГР}}$ – давление гидроразрыва пласта, кгс/см².

Кривые, характеризующие изменение пластового (порового) давления и давления гидроразрыва пластов, строят на основании данных промысловых исследований.

В исключительных случаях при полном отсутствии промысловых данных допускается использовать эмпирическую зависимость

$$P_{\text{ГР}} = 0,083 \cdot H + 0,66 \cdot P_{\text{пл}}. \quad (4.3)$$

Определение зон совместимости, количества обсадных колонн и глубин их спуска производят в приведенной ниже последовательности.

1. По литологической характеристике разреза выделяют интервалы с характеристикой пластовых давлений и давлений гидроразрыва.

2. Для интервалов по п. 1 находят значения эквивалентов градиентов пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва слагающих пород.

3. На совмещенный график наносят точки эквивалентов и строят кривые эквивалентов градиентов давлений (см. рис. 4.1, точки $1, 2, \dots, 19$ – пластовых давлений, точки $20, 21, \dots, 39$ – давлений гидроразрыва).

4. Параллельно оси ординат проводят линии AB, EF, KL и OP касательно крайних точек эквивалентов градиентов пластового (порового) давления и линии CD, GH, MN, QS – касательно крайних точек кривой эквивалентов градиентов давления гидроразрыва.

5. Зоны $ABCD, EFGH, KLMN, OPQS$ являются зонами совместимых условий бурения.

6. Линии AB, EF, KL, OP определяют граничные условия по пластовым давлениям для соответствующих интервалов разреза, а линии CD, GH, MN, QS – по давлениям гидроразрыва.

7. Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления скважины обсадными колоннами. Количество зон крепления соответствует количеству обсадных колонн.

8. Глубина спуска обсадной колонны (установки башмака) принимается на 10–20 м выше окончания зоны крепления (зоны совместимых условий), но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий.

9. Плотность бурового раствора, применяемого при бурении в данной зоне крепления, должна находиться в пределах зоны совместимых условий и отвечать следующим требованиям: для скважин глубиной до 1200 м гидростатическое давление в скважине, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое на 10 % (не более 1,5 МПа), а для скважин глубиной от 1200 м – до проектной глубины на 5 % (не более 2,5–3,0 МПа).

В предварительном варианте конструкции скважины предусматривают перекрытие каждой зоны, выделенной с помощью совмещенного графика, самостоятельной обсадной колонной. Следовательно, число обсадных колонн в нем равно числу зон с несовместимыми условиями бурения, а глубины спуска колонн соответствуют границам этих зон. Затем число обсадных колонн и глубины их спуска корректируют:

1) с целью защиты устьевого участка ствола от размыва и канализации восходящего потока промывочной жидкости в очистную систему в конструкции скважины предусматривают направление;

2) если зоны с несовместимыми условиями бурения отсутствуют, то в конструкциях всех скважин, устья которых на период бурения должны быть оснащены противовыбросовым оборудованием, а также скважин на месторождениях, в разрезе которых имеются горизонты пресных вод, предусматривают установку кондукторов;

3) если расстояние между нижними концами двух смежных обсадных колонн очень велико и за время бурения ствола под внутреннюю из них наружная может быть изношена до аварийного состояния или прочность последней из-за износа может уменьшиться настолько, что возникнет опасность разрыва этой колонны в случае закрытия установленного на ней превентора при газонефтеводопроявлениях, то в конструкции скважины предусматривают замену изношенного верхнего участка колонны новым до вскрытия горизонта, из которого возможно проявление, или спуск дополнительной промежуточной колонны для установки на ней противовыбросового оборудования;

4) если для разбуривания пород в одной зоне требуется такая по составу промывочная жидкость, применение которой в смежной зоне недопустимо из-за опасности возникновения серьезных осложнений или экономически невыгодно из-за необходимости расходования большого количества химических реагентов на ее обработку, то в конструкции скважины может быть предусмотрена дополнительная промежуточная колонна;

5) если ту или иную зону можно надежно изолировать другим способом (помимо спуска обсадной колонны) и стоимость строительства скважины при этом не возрастет, то соответствующую колонну из конструкции исключают;

6) если расстояние между нижними концами двух смежных колонн очень велико и существует большая опасность, что внутреннюю колонну не удастся спустить до необходимой глубины из-за большой величины сил сопротивления, обусловленных прежде всего прижатием ее к стенкам необсаженного участка ствола скважины, то увеличивают глубину спуска предыдущей колонны или предусматривают дополнительную промежуточную колонну между ними;

7) уточняют глубины спуска тех обсадных колонн, на которых должно быть установлено противовыбросовое оборудование. Башмак колонны нужно устанавливать с таким расчетом, чтобы в случае частичного или полного выброса промывочной жидкости при дальнейшем углублении скважины и заполнения последней пластовой жидкостью породы, залегающие ниже этого башмака, не могли быть разорваны тем давлением, которое возникнет в стволе после герметизации устья превентором;

8) выбирают схему оборудования призабойного участка и в конструкцию добывающей (нагнетательной) скважины вносят корректив, обусловленный выбранной схемой.

Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется способами заканчивания и эксплуатации скважины.

Глубина спуска кондуктора определяется требованиями охраны источников водоснабжения от загрязнения, предотвращения осложнений при бурении под очередную обсадную колонну, обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием и подвески обсадных колонн. Кондуктором следует перекрывать все водоносные горизонты, имеющие выходы на поверхность, питающие водоемы и артезианские скважины, неустойчивые горные породы в верхней части разреза, в том числе толщи солей.

Глубину спуска направления определяют так, чтобы предупредить размыв и разрушение устья скважины. Направлением перекрываются неустойчивые наносы (обычно четвертичные отложения).

В целях уменьшения расхода металла на крепление некоторые из обсадных колонн делают потайными. Сплошную колонну можно заменить потайной в том случае, если за период бурения от башмака предыдущей сплошной колонны до глубины спуска последующей сплошной колонны предыдущая не может быть изношена до аварийного состояния или до такого состояния, при котором устье ее в случае газонефтяного выброса нельзя герметизировать из-за неизбежности разрыва изношенных обсадных труб. Не рекомендуется делать потайными две смежные обсадные колонны. Верхний конец потайной колонны должен быть расположен выше башмака предыдущей обсадной колонны; если предыдущая колонна перекрывает толщу пород, склонных к выпучиванию под влиянием горного давления, то верхний конец потайной колонны нужно размещать выше кровли такой толщи не менее чем на 25–50 м.

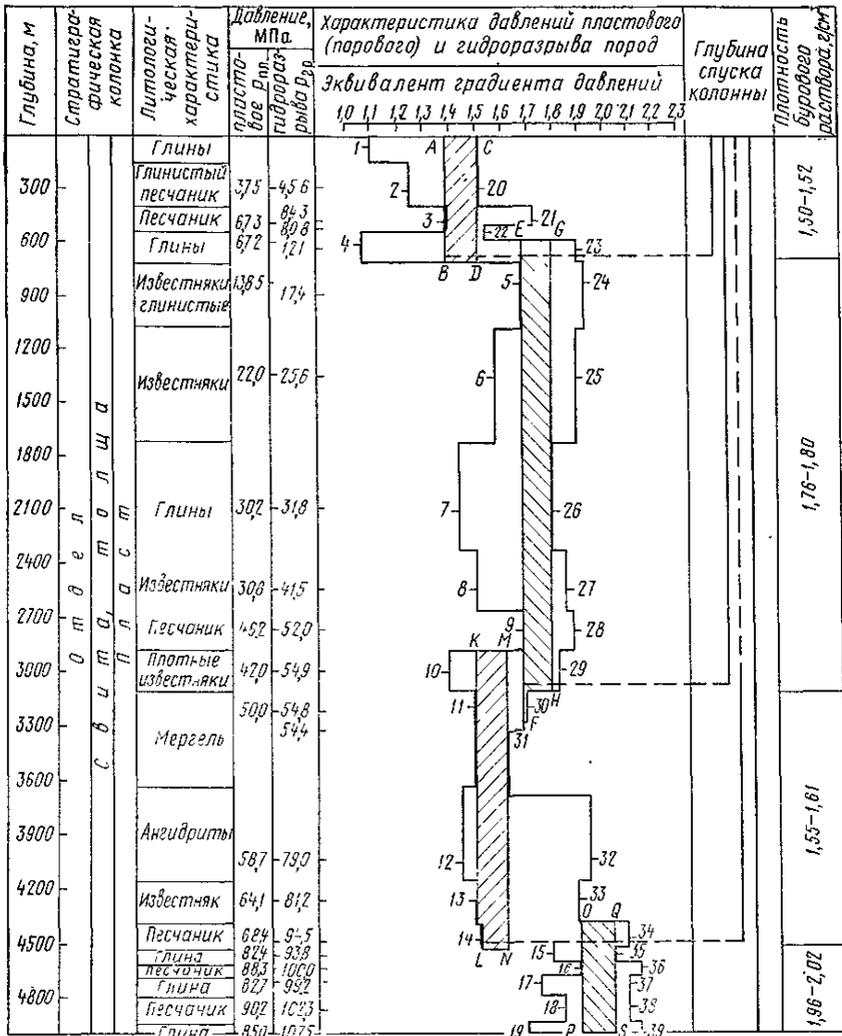


Рис. 4.1. Совмещенный график давлений для выбора конструкции скважины

Определение диаметров обсадных колонн и долот

Диаметры обсадных колонн выбирают в соответствии с величиной кольцевого зазора между долотом и спускаемой обсадной колонной и кольцевого зазора между обсадной колонной и спускаемым в нее долотом для бурения последующего интервала.

Диаметры обсадных колонн и долот выбирают снизу вверх, начиная с эксплуатационной колонны [3]. Диаметр эксплуатационной колонны зависит от способа заканчивания скважины, условий ее эксплуатации и задается заказчиком на буровые работы.

Диаметральные размеры конструкции скважины рассчитывают по следующим соотношениям:

– диаметр долота для бурения ствола под обсадную колонну с наружным диаметром d_n

$$d_o = d_m + \Delta, \quad (4.4)$$

где d_m – наибольший наружный диаметр обсадной колонны (обычно наружный диаметр ее муфты); Δ – разность между диаметрами скважины и муфты обсадной колонны, мм;

– внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны

$$d_{пред} = d_o + 2\Delta_e, \quad (4.5)$$

где Δ_e – радиальный зазор между долотом и внутренней поверхностью той колонны, через которую оно должно проходить при бурении скважины ($\Delta_e \geq 3...5$);

- наружный диаметр предыдущей обсадной колонны

$$(d_n)_{пред} = d_{пред} + 2\delta \quad (4.6)$$

где δ – наибольшая возможная толщина стенки труб данной колонны, мм.

Расчетные значения диаметров долот уточняют по ГОСТ 20692-75, а обсадных труб – по ГОСТ 632-80.

Минимально допустимая разность диаметров муфт обсадных труб и скважин приведена в табл. 4.1 [4].

Таблица 4.1

Размеры колонн, муфт и зазоров, мм

d_n	114,3	127,0	139,7	146,0	168,3	178,0	193,7	219,1	244,5
d_m	133	146	159	166	188	198	216	245	270
Δ	15	15	20	20	25	25	25	25	25

d_n	273,1	298,5	323,9	339,4	351,0	377,0	406,4	425,5	508
d_m	299	324	351	365	376	402	432	451	533
Δ	35	35	39-45	39-45	39-45	39-45	39-45	39-45	45

Диаметры шарошечных долот, выпускаемых промышленностью, приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Диаметры долот

$D_o, мм$	112,0	120,6	132,0	139,7	146,0	151,0	165,1	190,5
$D_o, мм$	215,9	244,5	269,9	295,3	320,0	349,2	393,7	490,0

Определение высоты подъема тампонажного раствора за колонной

Направления и кондуктора цементируются до устья. В нижележащей части стратиграфического разреза цементированию подлежат [4]:

- продуктивные горизонты, кроме запроектированных к эксплуатации открытым забоем;
- продуктивные отложения, не подлежащие эксплуатации, в том числе с непромышленными запасами;
- истощенные горизонты;
- водоносные проницаемые горизонты;
- горизонты вторичных (техногенных) скоплений нефти и газа;
- интервалы, сложенные пластичными породами, склонными к деформациям;
- интервалы, породы которых или продукты их насыщения способны вызывать ускоренную коррозию обсадных труб.

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

Все вышеуказанные интервалы цементирования объединяются в один общий. Разрыв сплошности цементного кольца по высо-

те за обсадными колоннами не допускается. Исключения составляют случаи встречного цементирования в условиях поглощения.

Общая проектная высота подъема тампонажного раствора за обсадными колоннами должна обеспечивать:

- превышение гидростатических давлений составного столба бурового раствора и жидкости затворения цемента над пластовыми давлениями перекрываемых флюидосодержащих горизонтов;
- исключение гидроразрыва пород или развитие интенсивного поглощения раствора;
- возможность разгрузки обсадной колонны на цементное кольцо для установки колонной головки.

При ступенчатом цементировании, спуске колонн секциями нижние и промежуточные ступени обсадных колонн, а также погтайные колонны должны быть зацементированы по всей длине.

Задания для работы на занятии

После ознакомления с методическими рекомендациями построить совмещенный график давлений для выбора конструкции скважин на миллиметровой бумаге. Определить количество обсадных колонн, спускаемых в скважину, и соответствующие диаметры для каждой из них. Далее определить высоту подъема тампонажного раствора за колонной.

Задания выдаются индивидуально каждому по различным месторождениям Российской Федерации.

Вопросы для обсуждения

1. Что понимают под конструкцией скважины?
2. Что такое несовместимые интервалы бурения?
3. С какой целью в конструкции скважины предусматривают направление и кондуктор?
4. Алгоритм построения совмещенного графика давлений для выбора конструкции скважины.
5. Как определяется глубина спуска кондуктора?
6. Что такое погтайная колонна?
7. Каким образом определяются диаметры обсадных колонн?
8. Каким образом определяется высота подъема тампонажного цемента за колонной?

5. Расчет эксплуатационной колонны на избыточное наружное давление для нефтяной скважины

Цель – приобретение навыков расчета эксплуатационной колонны на избыточное наружное давление для нефтяной скважины.

Формируемые компетенции: ОК-1; ОК-9; ПК-1; ПК-6; ПК-7; ПК-22; ПК-23; ПК-24.

Актуальность темы. Под влиянием наружного избыточного давления труба может быть разрушена. Для предотвращения этого необходимо уметь производить расчет эксплуатационной колонны на избыточное наружное давление.

Теоретическая часть

Выбор обсадных труб и расчет обсадных колонн на прочность проводятся с учетом максимальных ожидаемых избыточных наружных и внутренних давлений при полном замещении бурового раствора (жидкости глушения) пластовым флюидом или газожидкостной смесью, снижении уровня в процессе освоения или механизированной добыче, нагрузок, возникающих в результате пространственного искривления скважин, а также осевых нагрузок на трубы и агрессивности флюида на стадиях строительства и эксплуатации.

При расчете обсадных колонн должны быть использованы нормативные документы, согласованные с Госгортехнадзором России.

Прочность кондукторов, технических колонн и установленного на них противовыбросового оборудования должна обеспечить:

- герметизацию устья скважины в случаях газоводонефтепроявлений, выбросов и открытого фонтанирования с учетом превышения дополнительного давления, необходимого для глушения скважины, не менее чем на 10 %;

- устойчивость (сохранение целостности) при воздействии гидростатического давления столба бурового раствора максимальной плотности;

- противостояние воздействию максимальных сжимающих нагрузок в случаях открытого фонтанирования или поглощения с падением уровня бурового раствора, а также в интервалах залегания склонных к текучести пород.

Методика расчета обсадных колонн сводится к определению наружных избыточных $P_{ни}$ и внутренних избыточных $P_{ви}$ давлений, а также растягивающих нагрузок Q .

Условия прочности колонны:

- на смятие $P_{ни}z \leq P_{кр}/n1,$ (5.11)

- на разрыв $P_{ви}z \leq P_T/n2,$ (5.12)

- на растяжение $Q \leq P_{ст}/n3$ (5.13)

На основании исходных и расчетных данных определяется схема расположения технических жидкостей (цементного камня) внутри и за колонной на различных стадиях строительства и эксплуатации скважины (рис. 5.1).

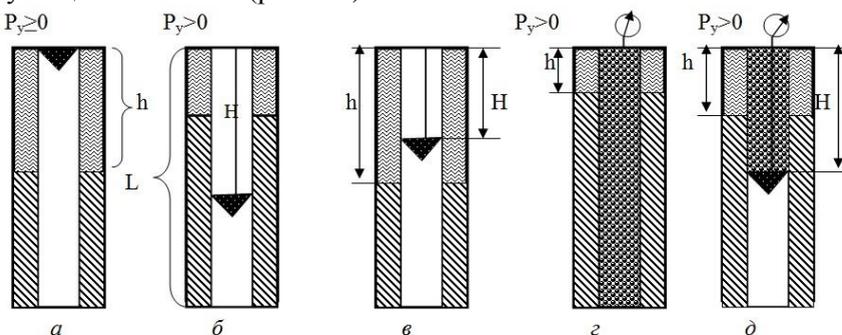


Рис. 5.1. Схемы уровней жидкостей в скважине

Определяют наружные избыточные давления на глубинах h, H, L_0, S_i, L на момент окончания цементирования, испытания колонны на герметичность, окончания эксплуатации и освоения скважин (таблица 5.1).

Таблица 5.1

Положение уровня жидкости Н в скважине

Н	Глубина скважины, L, м				
	< 500	500–1000	1000–1500	1500–2000	> 2000
- при испытании на герметичность, H_i	400	500	650	800	1000
- при освоении скважины, H_0	350	450	600	750	950
- при окончании эксплуатации, $H_э$	$\leq 2/3 L_{скв}$				

Таблица 5.2

Формулы для расчета избыточных давлений $P_{\text{ни}}$

1	2	3	4	5
		скважина газовая		
O		$R_{\text{ни}z} = 0$		
(устье)				$R_{\text{ни}z} = R_{\text{ни}z} - R_{\text{мин}}$
L_o	-	$R_{\text{ни}L_o} = R_{\text{ни}L_o} - 10^{-6} \gamma_b (L_o - H_b)$	$R_{\text{ни}L_o} = R_{\text{ни}L_o} - 10^{-6} \gamma_b (L_o - H_o)$	$R_{\text{ни}L_o} = R_{\text{ни}L_o} - R_{\text{мин}}$
		$** \left\{ \begin{array}{l} P_{\text{ни}L_o} = 10^{-6} \gamma_{\text{гс}} \cdot L_o \\ P_{\text{ни}L_o} = P_{\text{ни}L_o} \end{array} \right.$		
$L = S_j$	$R_{\text{ни}L} = 10^{-6} (\gamma_{\text{л}} - \gamma_o) L$	$R_{\text{ни}L} = R_{\text{ни}L} - 10^{-6} \gamma_b (L - H_b)$	$R_{\text{ни}L} = R_{\text{ни}L} - 10^{-6} \gamma_b (L - H_o)$	$R_{\text{ни}L} = R_{\text{ни}L} - R_{\text{мин}}$
		$** \left\{ \begin{array}{l} P_{\text{ни}L} = 10^{-6} \gamma_{\text{гс}} \cdot L \\ P_{\text{ни}L} = P_{\text{ни}L} \end{array} \right.$		
				$\left\{ \begin{array}{l} L \leq 1000 \text{м} \\ \text{при } P_{\text{вн}} \leq 10 \text{МПа} \\ \text{а также при } P_{\text{вн}} \leq 4 \text{МПа} \\ \text{и любым } L \\ \text{принимают } P_{\text{в}} = P_{\text{ни}} \end{array} \right.$
		<p>* Положение уровня жидкости для расчетов ** Принимается максимальное расчетное значение *** Для случая применения нескольких видов тампонажных растворов следует рассчитывать $P_{\text{ни}}$ на границе каждого из них</p>		

Окончание таблицы 5.2

Z	Окончание цементирования	Испытание на герметичность снижением уровня скважина нефтяная	Освоение снижением уровня	Окончание эксплуатации
O (устье)		$R_{ни0} = 0$		
H	$R_{ниh} = 10^{-6} (\gamma_p - \gamma_w) h$	если $h < H_m^*$ $R_{ниh} = 10^{-6} \gamma_p h$, если $H_m < h$ $R_{ниh} = 10^{-6} [\gamma_p \cdot h - \gamma_w (h - H_m)]$	ЕСЛИ $h < H_0^*$ $R_{ниh} = 10^{-6} \gamma_p h$, если $h > H_0$ $R_{ниh} = 10^{-6} [\gamma_p \cdot h - \gamma_w (h - H_0)]$	если $h < H_3^*$ $R_{ниh} = 10^{-6} \gamma_p h$, если $h > H_3$ $R_{ниh} = 10^{-6} [\gamma_p \cdot h - \gamma_w (h - H_3)]$
H* (H _в , H _о , H _з)	-	если $h > H_m^*$ $R_{ниh} = 10^{-6} \gamma_p H_m$ если $h < H_m$ $R_{ниh} = 10^{-6} [\gamma_p \cdot h + \gamma_w (H_m - h)]$ $R_{ниL_0} = R_{ни0} - 10^{-6} \gamma_w (L_0 - H_m)$	если $h > H_0^*$ $R_{ниh} = 10^{-6} \gamma_p H_0$ если $h < H_0$ $R_{ниh_0} = 10^{-6} [\gamma_p \cdot h + \gamma_w (H_0 - h)]$ $R_{ниL_0} = R_{ни0} - 10^{-6} \gamma_w (L_0 - H_0)$	если $h > H_3^*$ $R_{ниh} = 10^{-6} \gamma_p H_3$ если $h < H_3$ $R_{ниH_3} = 10^{-6} [\gamma_p \cdot h + \gamma_w (H_3 - h)]$ $R_{ниL_0} = R_{ни0} - 10^{-6} \gamma_w (L_0 - H_3)$
L ₀	-	** $R_{ниL_0} = R_{штL_0}$ $R_{ниL_0} = 10^{-6} [\gamma_p \cdot h + \gamma_w (L_0 - h)]$		
L = S _i	$R_{ниL}^{***} = 10^{-6} [(\gamma_u - \gamma_w)L - (\gamma_u - \gamma_p)h]$	$R_{ниL} = R_{ни0} - 10^{-6} \gamma_w (L - H_m)$	$R_{ниL} = R_{ни0} - 10^{-6} \gamma_w (L - H_0)$	$R_{ниL} = R_{ни0} - 10^{-6} \gamma_w (L - H_3)$
		*** $R_{ниL} = R_{шт}$ ** $R_{ниL} = 10^{-6} [\gamma_p \cdot h + \gamma_w (L - h)]$		

Построение эпюр внутренних давлений

Определяем внутреннее давление в период ввода скважины в эксплуатацию по формуле:

$$P_{вz} = P_{пл} - 10 \cdot \gamma \cdot \gamma \cdot (L - Z) \text{ МПа При } 0 \leq Z \leq L$$

Внутреннее давление по окончании эксплуатации определяем по формуле:

$$P_{вz} = 0 \text{ при } 0 \leq Z \leq H;$$
$$P_{вн} = 10 \cdot \gamma \cdot \gamma \cdot (Z - H), \text{ при } H \leq Z \leq L$$

По полученным значениям строятся эпюры внутренних давлений.

Построение эпюр наружных давлений

Определяем давление для незацементированной зоны по формуле

$$P_{hz} = 10 \cdot \gamma \cdot \gamma \cdot Z, \text{ при } 0 \leq Z \leq h$$

Определяем наружное давление для зацементированной зоны – в интервале, закрепленном предыдущей колонной по формуле

$$P_{hz} = 10 \cdot \gamma [\gamma \cdot z + \gamma \cdot c \cdot (Z - h)], \text{ при } h \leq Z \leq L_0$$

В интервале открытого ствола с учетом пластового давления – по формулам:

$$P_{hz} = P_{HLO} + \frac{P_{пл} - P_{HLO}}{S_i - l_0} (Z - L_0) \text{ при } L_0 \leq Z \leq S$$

Определяем наружное давление с учетом давления составного столба тампонажного и бурового растворов по всей длине скважины на момент окончания цементирования по формулам:

$$P_{HZ} = 10 \cdot \gamma \cdot \gamma \cdot Z, \text{ при } 0 \leq Z \leq h,$$
$$P_{hz} = 10 \cdot \gamma [\gamma \cdot h + \gamma \cdot n \cdot (Z - h)], h \leq Z \leq L.$$

По полученным значениям строятся эпюры наружных давлений.

Построение эпюры избыточных наружных давлений

Определяем избыточное наружное давление на момент окончания цементирования по формулам

$$P_{низ} = 10 \cdot \gamma (\gamma \cdot z - \gamma \cdot \gamma) Z, \text{ при } 0 \leq Z \leq h.$$

При испытании колонн на герметичность снижением уровня жидкости в колонне определяется по формуле

- в незацементированной зоне при $h < H$

$$P_{HHZ} = 10 \cdot \gamma \cdot \gamma \cdot z, \text{ при } 0 \leq Z \leq h, \text{ МПа,}$$

- в зацементированной зоне при $h < H$

$$P_{HHZ} = P_{HZ} 10 \cdot \gamma \cdot \gamma \cdot h + \gamma \cdot c \cdot (z - H) \text{ при } h \leq Z \leq H.$$

Определяем избыточное наружное давление при освоении скважины:

для нецементированной зоны, $h < H$

$$Z = 0; P_{\text{низ}} = 0,$$

$$Z = h; P_{\text{низ}} = 10 \cdot 6 \gamma \rho h.$$

Для цементированной зоны, $h < H$

$$Z = H; P_{\text{низ}} = 10 \cdot 6 \gamma \rho h + \gamma c(z - H).$$

В момент окончания эксплуатации наружное избыточное давление определяется по формуле

- для незацементированной зоны, $h < H$

$$P_{\text{низ}} = 10 \cdot 6 \gamma \rho h \text{ при } 0 \leq z \leq H$$

$$P_{\text{низ}} = 10 \cdot 6 \gamma \rho z - \gamma v(z - H) \text{ при } H \leq z \leq h$$

- для цементированной зоны – по формуле, $h < H$

$$P_{\text{низ}} = PHZ - 10 \cdot 6 \gamma v(z - H) \text{ при } h \leq z \leq L,$$

где PHZ в зоне эксплуатационного объекта принимаем по давлению гидростатического столба воды с удельным весом $\gamma_{TC} = 1,1 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$

По полученным значениям строятся эпюры наружных избыточных давлений.

Задания для работы на занятии

После ознакомления с методическими рекомендациями, построить эпюры внутренних и наружных давлений. Варианты для задания представлены в таблице.

Таблица 5.3

Данные необходимые для расчета внутренних и наружных давлений

Варианты	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
L	3100	2900	2500	2700	2600	2800	3100	2900	2500	2700	2600	2800	3100	2900
H (при испытании на герметичность)	1100	900	700	850	800	900	1100	900	700	850	800	900	1100	900
H (при освоении скважины)	1600	1400	1100	1300	1250	1300	1600	1400	1100	1300	1250	1300	1600	1400
h	1850	1650	1700	1750	1850	1650	2150	1950	1850	1450	1650	1750	2000	1600
L_0	1900	1700	1750	1800	1750	1700	2200	2000	1900	1500	1700	1800	2100	1650
$\gamma_{г}$	$1,85 \cdot 10^4$													
$\gamma_{ж}$	$1,0 \cdot 10^4$													
$\gamma_{в}$ (при освоении)	$1,0 \cdot 10^4$													
$\gamma_{р}$	$1,4 \cdot 10^4$													
S_j	2650	2450	2150	2250	2200	2350	2650	2450	2150	2250	2200	2350	2650	2450
$P_{всг}$	35,5	34	31	33	30	31	35,5	34	31	33	30	31	35,5	34
$P_{наЛ}$	42	40	38	36	35	37	42	40	38	36	35	37	42	40
$\gamma_{в}$ (в период ввода в эксплуатацию)	$0,85 \cdot 10^4$													

Эксплуатационная колонна для нефтяной скважины (фонтанирующая) 146 мм. $S_2 = L$; $R_{плс2} = R_{плс1}$; $n_1 = 1,20$ ув (при окончании эксл.) = $0,95 \cdot 104$

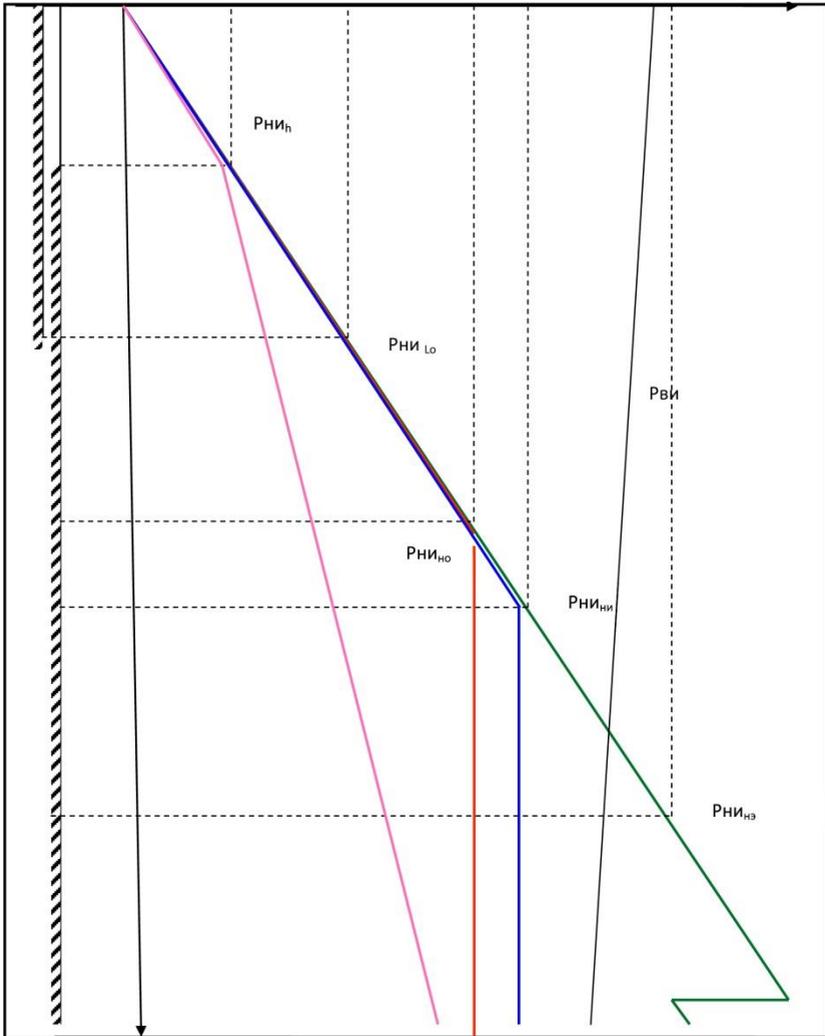


Рис. 4.1. Этюры избыточных наружных давлений

— Этюра наружного избыточного давления на период окончания цементирования

— Этюра наружного избыточного давления на период испытания на герметичность

— Этюра наружного избыточного давления на период освоения снижением уровня

— Этюра наружного избыточного давления на период окончания эксплуатации

Вопросы для обсуждения

1. Что должна обеспечить прочность кондукторов, технических колонн и установленного на них противовыбросового оборудования?
2. Какие условия прочности обсадных колонн вам известны?
3. Что такое наружное избыточное давление?
4. Для каких стадий определяют наружные избыточные давления?
5. Алгоритм построения эпюр внутренних и наружных давлений.
6. Алгоритм построения эпюры избыточного наружного давления.

6. Расчет эксплуатационной колонны на избыточное внутреннее давление и растяжение от собственного веса

Цель – приобретение навыков необходимых для расчета эксплуатационной колонны на избыточное внутреннее давление и растяжения от собственного веса.

Формируемые компетенции: ОК-1; ОК-9; ПК-1; ПК-6; ПК-7; ПК-22; ПК-23; ПК-24.

Актуальность темы. Под влиянием внутреннего избыточного давления и растяжения от собственного веса труба может быть разрушена. Для предотвращения этого необходимо уметь производить расчет эксплуатационной колонны на избыточное внутреннее давление и растяжение от собственного веса.

Теоретическая часть

Построение эпюры избыточных внутренних давлений при испытании на герметичность в один прием без пакера

Избыточное внутреннее давление определяется в общем случае как разность между внутренним и наружным давлениями, установленными для одного и того же момента времени.

Расчет колонны по внутреннему избыточному давлению производится для двух случаев испытания колонн на герметичность: в один прием без пакера; в два или несколько приема с установкой пакера.

Расчетные формулы для определения избыточного внутреннего давления приведены ниже.

Избыточное внутреннее давление при испытании на герметичность в один прием без пакера определяем:

- в незацементированной зоне – по формуле

$$P_{виз} = 1,1 P_{св} - 10 \cdot 6 (\gamma_p - \gamma_{жс}) \text{ при } 1,1 P_{св} > P_{он} \text{ и } 0 \leq Z \leq h, \quad (6.1)$$

где $P_{он}$ – минимально допустимое внутренне давление при испытании на герметичность

- в цементированной зоне

$$P_{виз} = 1,1 P_{св} + 10 \cdot 6 \gamma_{жс} z - \left[P_{НЛО} + \frac{P_{пл1} - P_{НЛО}}{S_1 - L_0} (z - L_0) \right] \text{ при } L_0 \leq Z \leq S_1. \quad (6.2)$$

По полученным данным строится эпюра избыточных внутренних давлений.

Расчет растяжения обсадной колонны от собственного веса

Для выбранных труб определяют запас прочности на внутреннее избыточное давление n_2 (таблица 6.1) на глубине кровли эксплуатационного объекта мощностью 11 . Если найденный запас окажется меньше допустимого, то подбор труб этой секции производят по избыточному внутреннему давлению.

Таблица 6.1

Коэффициенты запаса прочности на внутреннее давление

Диаметры труб, мм	n_2	
	Исполнение А	Исполнение Б
114 – 219	1,15	1,15
> 219	1,15	1,45

По эпюре определяют наружное избыточное давление на верхнем конце 1-й секции (на глубине L_1). А по приложению 1.1 подбирают трубы с $P_{кр} > n_1 \cdot P_{ин} L_1$ ($n_1 = 1$), из которых и составляют 2-ю секцию.

Определяют значение $P_{1кр}$ для труб 2-й секции из условия двухосного нагружения, с учетом влияния растягивающих нагрузок от веса 1-й секции длиной 11

$$P_{1кр} = P_{кр} (1 - 0,3 Q/Q_m), \quad (6.3)$$

где Q – осевая растягивающая нагрузка на трубу; Q_m – растягивающая нагрузка, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести (приложение 1.2).

Для полученного значения $P_{1кр}$ по эпюре определяют уточненную глубину спуска 2-й секции L_{11} ($L_{11} < L_1$) и уточненную

длину 1-й секции $l_{11} = L - L_{11}$. Определяют вес 1-й секции Q_{11} с помощью приложения 1.3.

Для определения длины 2-й секции выбирают трубы 3-й секции с меньшей по сравнению со 2-й секцией прочностью (приложение 1.1). Определяют соответствующее им $P_{кр}$, а по эпюре находят глубину L_2 , при которой расчетное наружное избыточное давление будет равно найденному значению.

Длина 2-й секции из условия одноосного нагружения $l_2 = L_{11} - L_2$. Определяют вес секции Q_2 (приложение 1.3).

Определяют величину $P_{1кр}$ для труб 3-й секции для условий двухосного нагружения с учетом влияния растягивающих нагрузок от веса 1-й и 2-й секции ($Q_1 + Q_2$). Для полученного значения $P_{1кр}$ по эпюре определяют уточненную глубину спуска 3-й секции L_{12} ($L_{12} < L_2$) и длину $l_{12} = L_{11} - L_{12}$. Определяют вес секции Q_2 (приложение 1.3) Далее производят расчет на внутреннее избыточное давление для верхней трубы 2-й секции. Если запас прочности $n_2 = P_m/P_{виз}$ окажется недостаточным, то длину 2-й секции определяют из расчета на внутреннее давление (P_m – приложение 1.4). Для этого определяют допустимое давление для труб этой секции, равное P_m/n_2 , и по эпюре, внутренних избыточных давлений устанавливают глубину $P_{1кр}$ верхней границы секции. Определяют окончательно вес 2-й секции Q_{12} .

Для определения длины 3-й секции необходимо выбрать трубы для 4-й секции. По соответствующему значению $P_{кр}$ и эпюре наружного избыточного давления найти глубину L_3 , на которой расчетное давление равно найденному. Длина 3-й секции из условия одноосного нагружения равна $l_3 = L_{12} - L_3$. Определяют вес секции Q_3 .

Определяют величину $P_{1кр}$ для труб 4-й секции из условия двухосного нагружения с учетом влияния растягивающих нагрузок от веса 1-, 2-, 3-й секций.

Для полученного значения $P_{1кр}$ по эпюре наружного избыточного давления определяют уточненную глубину спуска 4-й секции L_{13} ($L_{13} < L_3$) и длину $l_{13} = L_{12} - L_{13}$. Определяют вес секции Q_{13} . Производят проверочный расчет 3-й секции на внутреннее давление.

Аналогично подбирают последующие секции колонны. При этом одновременно определяют общий вес всех уже подобранных

секций и каждый раз проверяют условие $Q < [P]$. Для труб с резьбой треугольного профиля $[P] = P_{cm}/n_3$ (P_{cm} – приложение 1.5). Значение n_3 в таблице 6.2.

Для труб с резьбой трапецеидального профиля значение допускаемых нагрузок $[P]$ приведены в приложениях 1.6–1.11.

Если Q окажется близким к $[P_{cm}]$, то длину последней секции, для которой толщина стенки подобрана из условий внешнего и внутреннего давления, определяют из расчета на растяжение по формуле

$$l_i = ([P_{cm}] - Q) / g_i \quad (6.4)$$

Таблица 6.2

Значения коэффициентов запаса прочности n_3

Диаметр труб, мм	Длина колонны, м	n_3
114–168	до 3000	1,15
	> 3000	1,30
178–219	до 1500	1,30
	> 1500	1,45

Секция l_i разграничивает обе части колонны, поэтому последующие секции подбирают расчетом на растяжение из более прочных труб, для которых значение « P » определяют по приложению 2.6. Затем по формуле (6.4) вычисляют допустимую длину секции. Таким образом, для верхней части колонны секции подбирают до тех пор, пока общая длина всех подобранных секций не окажется равной глубине скважины или не превысит ее.

Подбираемые секции верхней части одновременно проверяют на избыточное внутреннее давление. При необходимости – и на наружное избыточное давление. В приложениях 2.1–2.9 представлены прочностные характеристики импортных обсадных труб по стандартам АНИ [9].

Задания для работы на занятии

После ознакомления с методическими рекомендациями построить эпюры внутренних избыточных давлений и растяжения от собственного веса. Результаты вычислений сводят в таблицу 6.3. Варианты выдает преподаватель.

Таблица 6.3

Конструкция обсадной колонны

Номер секции	Группа прочности	Толщина стенки трубы, мм	Длина секции, м	Вес секции, кН
1	2	3	4	5

Примечание. Счет секций ведется снизу вверх.

Вопросы для обсуждения

1. Что такое внутреннее избыточное давление?
2. В каких случаях внутренне избыточное давление представляет опасность?
3. Алгоритм построения эпюр внутренних избыточных давлений.
4. В чем заключается особенность определения длин секций обсадных колонн?
5. Что такое страгивающие нагрузки?

7. Расчет изменения температуры на забое скважины при ее промывке

Цель – изучение методик расчета изменения температуры на забое скважины при промывке.

Формируемые компетенции: ОК-1; ПК-1; ПК-6; ПК-7.

Актуальность темы. Для качественного крепления скважины необходимо знать температуру на забое скважины.

Теоретическая часть**7.1. Расчет изменения температуры на забое скважины при промывке по методике Г. Г. Полякова**

Для условий Восточного Предкавказья при геотермическом градиенте $\Gamma \leq 3,5$ °С / 100 м и для скважин глубиной $H \leq 4000$ м справедливы зависимости:

$$t_{np} = t_{cm} \left(1 - \frac{\tau_{np} \cdot \sqrt[6]{Q}}{150 + 4\tau_{np}} \right) \exp(L \cdot t_{cm} \cdot 10^{-7}); \quad (7.1)$$

$$t_{ocm} = t_{np}^{кон} + \frac{\tau_{ocm} \cdot \sqrt[6]{Q}}{650 + 3,3\tau_{ocm}} \cdot t_{cm} \cdot \exp(L \cdot t_{cm} \cdot 10^{-7}), \quad (7.2)$$

где t_{np} – температура при промывке у долота (у башмака обсадной колонны) после циркуляции в течение τ_{np} (мин) в °С; $t_{np}^{кон}$ – температура у долота (у башмака обсадной колонны) при промывке в момент её прекращения, °С; t_{cm} – статическая температура для глубины нахождения долота в °С; t_{ocm} – температура на той же глубине через τ_{ocm} (мин) после прекращения циркуляции, °С; L – глубина нахождения долота, м; Q – производительность насосов, л/с.

Выражение (6.2) справедливо, если

$$\tau_{ocm} \leq \frac{650 \cdot \tau_{np}}{0,7 \cdot \tau_{np} + 150}. \quad (7.3)$$

Для верхней части разреза при $\Gamma > 3,5$ °С / 100 м и $H \leq 4000$ м справедливы зависимости:

$$t_{np} = t_{cm} \left(1 - \frac{\tau_{np} \cdot \sqrt[6]{Q}}{180 + 7,3\tau_{np}}\right) \exp(L \cdot t_{cm} \cdot 10^{-7}); \quad (7.4)$$

$$t_{ocm} = t_{np}^{кон} + \frac{\tau_{ocm} \cdot \sqrt[6]{Q}}{800 + 6\tau_{ocm}} \cdot t_{cm} \cdot \exp(L \cdot t_{cm} \cdot 10^{-7}), \quad (7.5)$$

Выражение (5) справедливо, если

$$\tau_{ocm} \leq \frac{800 \cdot \tau_{np}}{1,3 \cdot \tau_{np} + 180}. \quad (7.6)$$

Для глубин $H > 4000$ м рекомендуется вводить множитель:

$$[1 - 2,9 \cdot 10^{-5} (L - 4000)]. \quad (7.7)$$

При практических расчетах в формулах (7.1), (7.2), (7.4), (7.5) множителем $\exp(L \cdot t_{cm} \cdot 10^{-7})$ можно пренебречь, т.к. ошибка составит несколько единиц процентов.

Меняя значения времени промывки τ_{np} и остановки τ_{ocm} (7-10 значений), определяем температуру при промывке у долота (у башмака обсадной колонны) после циркуляции t_{np} и температу-

ру на той же глубине после прекращения циркуляции $t_{ост}$. Затем строим график изменения температуры у долота при восстановлении и прекращении циркуляции (по оси ординат откладываем температуру t_{np} и $t_{ост}$, а по оси абсцисс – τ_{np} и $\tau_{ост}$).

7.2. Расчет забойной температуры по методике Э.В. Когана

В результате обработки промысловых данных получена формула для определения температуры у забоя скважины при циркуляции t_z , °С

$$t_z = T_o \left\{ \left[1 + \frac{\gamma(1 - e^{-22\nu})}{3,188 - 6,445\gamma + 1,15\gamma^2} \right] \cdot (1 - e^{-4\tau'}) + \left[1 - e^{-\left(1 + \frac{\Delta\tau}{5}\right)} \right] e^{-4\tau'} \right\}, \quad (7.8)$$

где T_o – естественная температура у забоя скважины, °С; γ – удельный вес бурового раствора, кг/м³; ν – кинематическая вязкость бурового раствора, ст; $\Delta\tau$ – продолжительность остановки циркуляции, после которой следует промывка или бурение, ч; τ' – отношение фиксированного момента времени τ (мин) к времени вытеснения жидкости в объёме, соответствующем объёму бурильных или обсадных труб τ_o (мин).

$$\tau' = \frac{\tau}{\tau_o}, \quad (7.9)$$

$$\tau_o = \frac{V}{Q}, \quad (7.10)$$

где Q – производительность насосов, м³/с; V – объём бурильных труб, м³.

Кинематическая вязкость бурового раствора ν определяется по формуле

$$\nu = \frac{\eta}{\rho}, \quad (7.11)$$

где η – структурная вязкость, Па·с; ρ – плотность бурового раствора, кг/м³.

На стадии проектирования допускается ориентировочное определение величины η по следующему уравнению

$$\eta = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot \rho - 0,022. \quad (7.12)$$

Строится график изменения во времени забойной температуры в безразмерных координатах. По оси абсцисс откладываем величины τ' , а по оси ординат – величины $\theta = \frac{t_z}{T_o}$.

Задания для работы на занятии

После ознакомления с методическими рекомендациями рассчитать изменение температуры по каждой из методик и построить графические зависимости. Варианты выдает преподаватель.

Вопросы для обсуждения

1. Какие методики расчета изменения температуры на забое скважины при промывке вам известны?
2. Сущность методики Г. Г. Полякова?
3. Сущность методики Э. В. Когана?

8. Расчет натяжения эксплуатационной колонны

Цель – изучение методики расчета натяжения эксплуатационной колонны

Формируемые компетенции: ОК-1; ОК-9; ПК-1; ПК-6; ПК-7; ПК-22; ПК-23; ПК-24.

Актуальность темы. При воздействии растягивающих сил в теле трубы возникают растягивающие напряжения, которые могут привести к разрушению трубы. Для того чтобы знать силы, при которых напряжения достигнут предела текучести материала, необходимо владеть методикой расчета натяжения эксплуатационной колонны.

Теоретическая часть

При обвязке устья скважины определяют величину натяжения обсадных колонн исходя из условия сохранения прямолинейной формы незацементированной части колонны при изменении температуры и давления.

В случае наклонно направленных скважин расчет натяжения производят только для вертикального незацементированного участка колонны.

Величину натяжения обсадной колонны, которая не подвергается воздействию температур и внутреннего избыточного давления, или условия ее работы неизвестны определяют по формуле

$$Q_n \geq Q_o, \quad (8.1)$$

где Q_n – усилия натяжения, кН; Q_o – вес свободной (незацементированной) части колонны, кН.

Минимальное значение усилия натяжения для скважин любого назначения определяют по наибольшему значению, вычисленному по формулам

$$\begin{cases} Q_n = Q_o, \\ Q_n = Q_o + P_1 + P_2 - P_3, \end{cases} \quad (8.2)$$

где P_1 – осевое усилие от действия температурных изменений в колонне, кН;

$$P_1 = \alpha E F \Delta t \cdot 10^{-3}, \quad (8.3)$$

P_2 – осевое усилие от действия внутреннего устьевого давления при эксплуатации, кН;

$$P_2 = 0,31 P \bar{d}^2 \cdot 10^{+3} \quad (8.4)$$

P_3 – осевое усилие от действия внутреннего и внешнего гидростатических давлений, кН;

$$P_3 = 0,655 L_{сч} \cdot (D^2 \gamma_p - \bar{d}^2 \gamma_v) \cdot 10^{-3}, \quad (8.5)$$

где P_3 – внутреннее устьевое давление в колонне при эксплуатации, МПа; $L_{сч}$ – длина свободной части колонны, м; D, \bar{d} – соответственно наружный и внутренний диаметры обсадной колонны, м;

$$\bar{d} = \frac{d_1 l_1 + d_2 l_2 + \dots + d_n l_n}{L_{св}}, \quad (8.6)$$

где l_1, l_2, l_n – длины секций обсадной колонны, м; γ_p, γ_v – удельные веса жидкости за колонной и внутри нее в процессе эксплуатации, н/м³; α – коэффициент линейного расширения, 1/°C;

$$\alpha = 12 \cdot 10^{-6};$$

E – модуль упругости материала трубы, Па;

$$E = 2 \cdot 10^{11};$$

Δt – средняя температура нагрева (охлаждения) колонны, °С.
 При нагревании положительна, при охлаждении – отрицательна.

Приближенное значение Δt может быть определено по формуле

$$\Delta t = \frac{(t_3 - t_1) + (t_4 - t_2)}{2}, \quad (8.7)$$

где t_1, t_2 – температура колонны до эксплуатации соответственно на устье и на уровне цементного кольца;

$$t_2 = t_1 + (t_0 - t_1) \frac{l}{L}, \quad (8.8)$$

t_3, t_4 – температура жидкости за колонной в процессе эксплуатации соответственно у устья и на уровне цементного кольца

$$t_4 = t_3 + (t_0 - t_3) \frac{l}{L}, \quad (8.9)$$

t_0 – температура на забое, определенная по геотермическому градиенту

$$t_o = T_o + \frac{L - 1000}{100} \times t_z, \quad (8.10)$$

где T_o – температура на глубине 1000 м (20–90 °С); t_z – геотермический градиент °С/100 м ($t_z = 1 - 8$); t_3 – обычно принимается на 20–30 °С меньше температуры на забое.

После натяжения колонны должны соблюдаться следующие условия прочности

$$Q_n - Q_o - \alpha EF \Delta t \times 10^{-3} - 0,47 P d^2 \times 10^3 - 0,235 Z (D_{\Delta}^2 \gamma_p - d^2 \Delta \gamma_u) \times 10^{-3} \leq [P]; \quad (8.11)$$

$$Q_n - Q_o \leq [P], \quad (8.12)$$

где $\gamma_p = \gamma_p - \gamma_p^1$; $\gamma_v = \gamma_v - \gamma_v^1$; γ_p^1, γ_v^1 – удельные веса жидкости в скважине после спуска и цементирования колонны, Н/м³; [P] – допустимая осевая нагрузка на обсадные трубы, кН.

В случае невыполнения указанных условий следует увеличить прочность обсадных труб в интервале не зацементированного участка колонны.

Задания для работы на занятии

После ознакомления с методическими рекомендациями, рассчитать изменение натяжение эксплуатационной колонны. Варианты выдает преподаватель.

Вопросы для обсуждения

1. Исходя из каких условий определяют величину натяжения обсадных колонн?
2. Алгоритм расчета натяжения эксплуатационной колонны.

9. Оснастка обсадных колонн, назначение, конструкции

Цель – изучение назначения и конструкций основных элементов оснастки обсадных колонн.

Формируемые компетенции: ОК-1; ОК-9; ПК-1; ПК-6; ПК-8; ПК-21.

Актуальность темы. Спуск обсадных колонн, секций и потайных колонн, как и проведение технологической операции, осуществляют с помощью специальных приспособлений и устройств, объединяющихся под общим названием элементов технологической оснастки.

Теоретическая часть

Элементы оснастки обсадных колонн представляют комплекс устройств, применяемый для успешного спуска обсадных колонн и качественного цементирования скважин, надежного разобщения пластов и нормальной последующей эксплуатации скважин.

Башмак с направляющей насадкой предназначен для оборудования нижней части обсадной колонны с целью повышения ее проходимости по стволу скважины и предупреждения повреждения нижней трубы при посадках. Башмаки присоединяют к нижней части обсадной колонны на резьбе или сварке. Направляющие насадки в основном изготавливают из чугуна или бетона. В промежуточных колоннах при последующем углублении ствола их разбуривают. Для обсадных колонн диаметром 351 мм и более в ряде случаев применяют башмаки с фаской без металлических направляющих насадок с целью исключения работ по разбуриванию металла на забое.

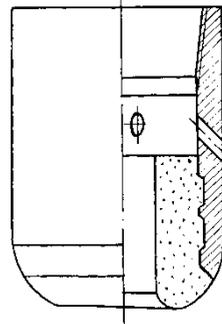


Рис. 9.1. Башмак колонный БКМ-146

Башмачный патрубок с отверстиями применяют в тех случаях, когда существует опасность забивания промывочных отверстий направляющей насадки.

Характеристики башмаков представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1

Технические характеристики башмаков обсадных колонн

Параметры	Шифр башмака				
	БКМ-140, БКМ-140 ОТТМ	БКМ-146, БКМ-146 ОТТМ	БКМ-168, БКМ-168 ОТТМ	БКМ-245, БКМ-245 ОТТМ	БКМ-324, БКМ-324 ОТТМ
Условный диаметр обсадных труб, мм	140	146	168	245	324
Наружный диаметр башмака, мм	159	166	188	270	351
Высота башмака, мм	296	298	303	378	390
Диаметр центрального отверстия, мм	70	70	80	120	160
Масса, кг	16	17	23	53	85

Обратный клапан предназначен для предотвращения переток бурового или тампонажного раствора из заколонного пространства в обсадную колонну в процессе крепления скважины. Его монтируют в башмаке обсадной колонны или на 10–20 м выше него. Обратные клапаны изготавливают корпусными и бескорпусными. По виду запорного элемента они делятся на тарельчатые, шаровые и имеющие шарнирную заслонку.

По принципу действия различают три группы обратных клапанов:

а) исключают перемещение жидкости из заколонного пространства в обсадную колонну при ее спуске в скважину;

б) обеспечивающие самозаполнение спускаемой обсадной колонны буровым раствором при определенном (задаваемом) перепаде давлений над клапаном и в заколонном пространстве, но исключают возможность обратной циркуляции раствора;

в) обеспечивающие постоянное самозаполнение обсадной колонны раствором при спуске в скважину и позволяющие ее промывку методом обратной циркуляции, они включаются в работу

после доставки запорного элемента клапана с поверхности в его корпус.

Если возможны нефтегазоводопроявления, но отсутствуют поглощения, то при креплении вертикальных и наклонно направленных скважин следует применять обратные клапаны соответственно первой и второй групп. При возможности поглощения и отсутствии проявления пластов целесообразно использовать клапаны третьей группы при креплении вертикальных и наклонно направленных скважин. Характеристики обратных клапанов представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2

Технические характеристики обратных клапанов

Наименование параметров	Шифр клапана					
	ЦКОДМ-140 ЦКОДМ-140 ОТТМ; ЦКОДМ-140 ОТТГ	ЦКОДМ-140 ЦКОДМ-140 ОТТМ; ЦКОДМ-	ЦКОДМ-140 ЦКОДМ-140 ОТТМ;	ЦКОДМ-245, ЦКОДМ-245 ОТТМ	ЦКОДМ-324, ЦКОДМ-324 ОТТМ	КОДГ-146
Максимальное рабочее давление, МПа	25	25	25	13	10	25
Наружный диаметр D, мм	159	166	188	270	351	166
Внутренний диаметр корпуса клапана D1, мм	118,7	124,7	144,1	220	300	124,7
Диаметр шара d, мм	76	76	76	76	76	76
Высота клапана H, мм	360 (395)	360 (395)	360	400	405	385
Масса клапана, кг	17,8 (19,3)	19,4 (21)	24,4	60	92	18

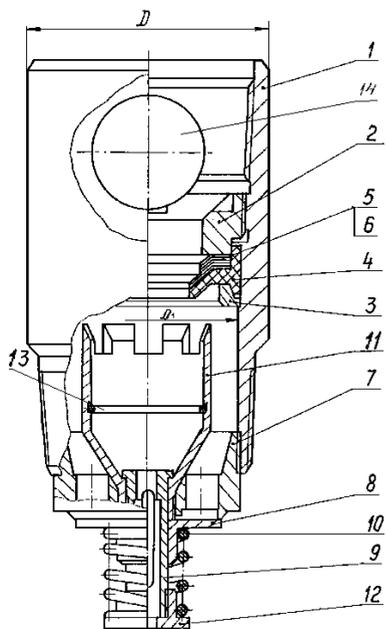


Рис. 9.2. Клапан обратный дроссельный для горизонтальных скважин КОДГ:

1 – корпус; 2 – кольцо нажимное; 3 – кольцо; 4 – диафрагма; 5, 6 – набор разрезных шайб; 7 – ограничитель; 8 – пята; 9 – дроссель; 10 – пружина; 11 – втулка; 12 – упор; 13 – кольцо уплотнительное; 14 – шар

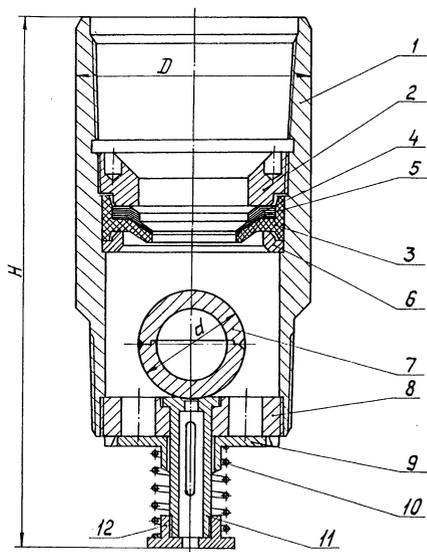


Рис. 9.3. Клапан обратный дроссельный модернизированный ЦКОДМ:

1 – корпус; 2 – кольцо нажимное; 3 – диафрагма; 4, 5 – набор разрезных шайб; 6 – кольцо; 7 – шар; 8 – ограничитель; 9 – пята; 10 – пружина; 11 – втулка; 12 – упор

Головка цементировочная универсальная предназначена для обвязки устья при цементировании нефтяных и газовых скважин в одну и более ступеней с одновременным расхаживанием обсадных колонн, а также в случаях манжетного цементирования. Характеристика цементировочных головок представлена в таблице 17.

Таблица 9.3

Технические характеристики цементировочных головок

Наименование показателей	ГЦУ-140 ГЦУ-146	ГЦУ-168	ГЦУ-178	ГЦУ-245
Условный диаметр, мм	140–146	168	178	245
Наибольшее рабочее давление, МПа	40	40	32	32
Внутренний диаметр головки, мм	130	144	153	209
Масса, кг	222	298	342	420

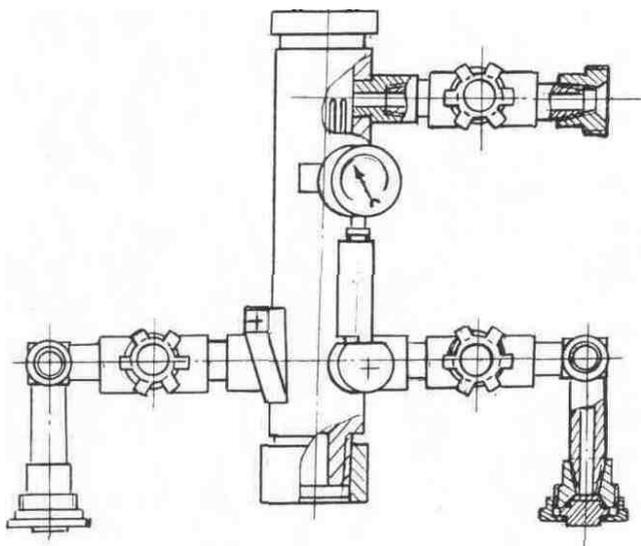


Рис. 9.4. Головка цементировочная

Упорное кольцо (кольцо «стоп») предназначено для получения четкого сигнала об окончании процесса продавливания тампонажного раствора при цементировании скважины. Его изготавливают из серого чугуна и устанавливают в муфте обсадной колонны на расстоянии 10–30 м от башмака.

Центраторы применяют для центрирования обсадной колонны в стволе скважины с целью равномерного заполнения кольцевого пространства тампонажным раствором / и качественного разобщения пластов. Кроме того, они облегчают процесс спуска обсадной колонны, уменьшая силу трения между обсадными трубами и стенками скважины, увеличивают степень вытеснения бурового раствора тампонажным, вследствие образования локальных завихрений восходящего потока раствора в зонах расположения центраторов, а также облегчают работу по подвеске хвостовиков и стыковке секций обсадных колонн в результате центрирования их верхних концов.

Центраторы по конструкции делятся на разъемные и неразъемные, пружинные и жесткие, а по характеру закрепления пружинных планок

– на сварные и разборные. Их обычно устанавливают в средней части каждой обсадной трубы, т.е. в местах наибольшего изгиба.

При креплении наклонно направленных скважин применение центраторов обязательно.

Основные параметры центраторов представлены в таблице 9.4.

Таблица 9.4

Основные технические параметры центраторов

Обозначение центратора	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Максимальная радиальная нагрузка, Н	Количество планок, шт	Масса, кг
1	2	3	4	5	6
ЦЦ-140/191-216-1	264	142	7850	6	9,0
ЦЦ-146/216-1	270	148	7850	6	9,2
ЦЦ-168/216-245-1	292	171	7850	6	10,5
ЦЦ-245/295-320-1	370	249	10450	8	15,0
ЦЦ-2-140/216	270	142	12000	6	8,0

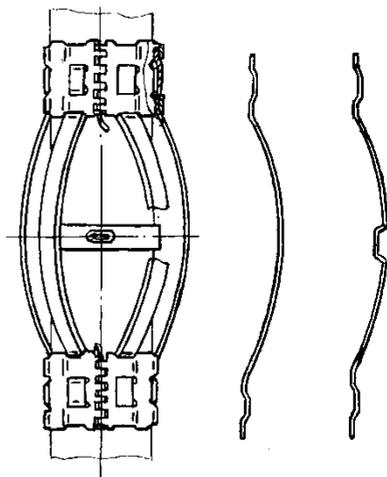


Рис. 9.5. Центратор типа ЦЦ

1	2	3	4	5	6
ЦЦ-2-146/216	275	148	12000	6	8,4
ЦЦ-2-168/216	300	172	12000	6	9,9
ЦЦ-4-245/295	370	249	13500	8	14,2
ЦЦ-4-273/320	380	278	13500	8	15,2
ЦЦ-4-324/394	445	329	18000	10	18,7
ЦЦ-4-340/445	530	345	18000	10	20,3

Скребки используют для разрушения корки бурового раствора на стенках скважины при спуске обсадной колонны в процессе ее цементирования в целях получения прочного контакта цементного камня с горной породой. Проволочные скребки корончатого типа комплектуют упорным кольцом «стоп» с витым клином и устанавливают на обсадной колонне рядом с центратором, выше и ниже каждого из них. Допускаемая осевая нагрузка на ограничительное кольцо СК 1,18 тс. На рис. 9.6 представлен скребок корончатого типа СК.

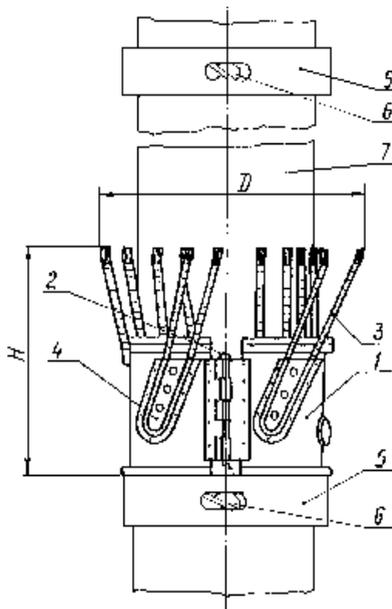


Рис. 9.6. Скребок корончатый типа СК:
 1 – корпус; 2 – штифт; 3 – скребущие элементы; 4 – накладки;
 5 – стопорные кольца; 6 – клинья; 7 – обсадная труба

Турбулизаторы предназначены для завихрения восходящего потока тампонажного раствора в затрубном пространстве при цементировании скважины. Их устанавливают на обсадной колонне в зонах расширения ствола скважины на расстоянии не более 3 м друг от друга. Лопасти турбулизаторов могут быть металлическими или резиновыми (резина покрывается двумя слоями кордной хлопчатобумажной ткани). Угол наклона лопастей турбулизатора типа ЦТ к его вертикальной оси 30°; допустимая осевая нагрузка на корпус 1,18 тс. На рисунке 9.7 представлены центраторы – турбулизаторы с упругими (ЦТ) и жесткими (ЦТГ) лопастями.

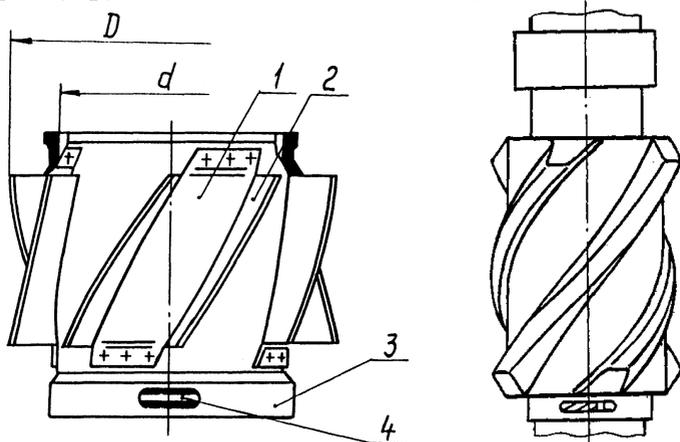


Рис. 9.7. Центраторы-турбулизаторы с упругими (ЦТ) и жесткими (ЦТГ) лопастями; 1 – накладки; 2 – упругие лопасти; 3 – корпус; 4 – винтовой клин.

Муфты ступенчатого цементирования применяют для крепления скважин в тех случаях, когда возникает необходимость подъема тампонажного раствора на большую высоту (до 3 000 м и более). При оснащении обсадных колонн указанными муфтами становится возможным цементирование скважин в две ступени как с разрывом во времени между ступенями, так и без него. В стволе скважин их рекомендуется устанавливать в интервалах устойчивых непроницаемых пород и на участках, где отсутствуют уширения, каверны или желобообразования, а в наклонно направленных скважинах – также в вертикальной части ствола.

На рис. 9.8 представлен пакер проходной гидравлический универсальный заклонный типа ППГУ. На рис. 9.9 представлены пробки ПДМ.

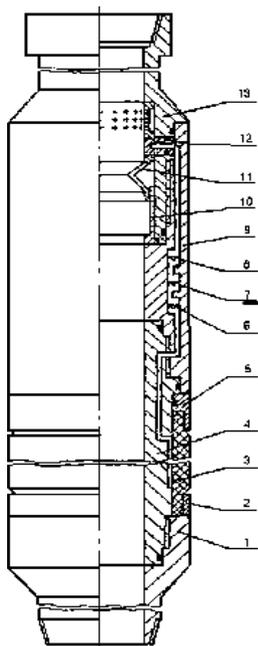
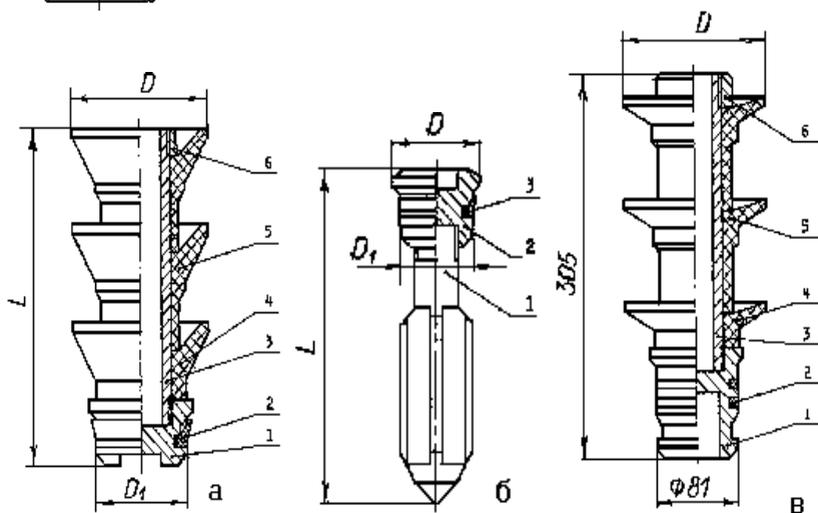


Рис. 9.8. Пакер проходной гидравлический универсальный заклонный типа ППГУ:

- 1 – присоединительный переводник;
- 2 – стальная обойма;
- 3 – рукав;
- 4 – корпус уплотнительного узла;
- 5 – стальная обойма;
- 6 – клапан пакеровки-допакеровки;
- 7 – уравнивательный клапан;
- 8 – предохранительный клапан;
- 9 – корпус-патрубок;
- 10 – втулка;
- 11 – седло радиально-разжимное;
- 12 – пробка поля срезная;
- 13 – верхний присоединительный переводник



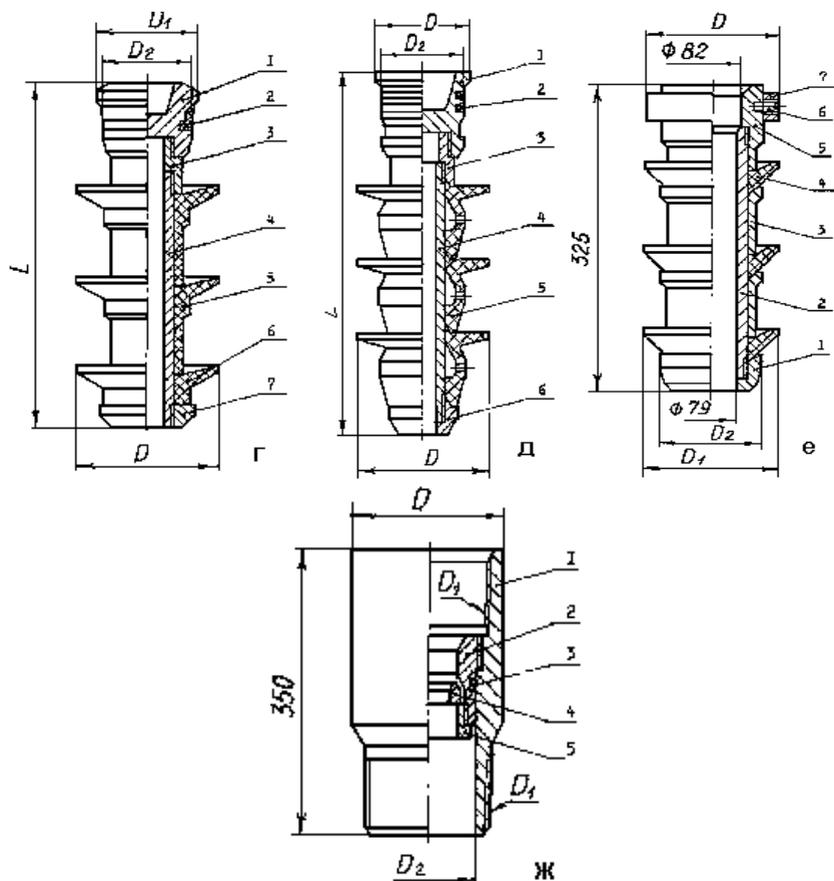


Рис. 9.9. Разновидности ПДМ:

а – пробка ПДМ.050; б – пробка ПДМ.060; в – пробка ПДМ.070;
 г – пробка дополнительная ПДМ.070-01; д – пробка дополнительная
 ПДМ.070-02; е – пробка проточная ПДМ.090-01; ж – патрубок ПДМ.080

Разъединители хвостовиков и секций обсадных колонн предназначены для безопасного спуска на бурильных трубах и для цементированья потайных колонн (хвостовиков) или секций обсадных колонн и последующего отсоединения от них бурильных труб. Разъединители делятся на резьбовые (левая резьба) и безрезьбовые, к которым относятся кулачковые, замковые и штифтовые разъединители. Разъединители оснащены внутренним паке-

рующим узлом для обеспечения циркуляции жидкости через башмак потайной колонны или секции обсадной колонны после отсоединения обсадных труб от бурильных в разъединителе и цементирования их. Наличие секционной разъединительной пробки в разъединителях позволяет в процессе цементирования потайных колонн и секций обсадных колонн разобцать тампонажный раствор и продавочную жидкость.

Подвесные устройства применяют для подвешивания хвостовиков или секции обсадных колонн в стволе скважины с целью предотвращения их изгиба от действия собственного веса. Глубинную подвеску потайных колонн и секций обсадных колонн при креплении скважин производят тремя способами: на цементном камне, клиньях и опорной поверхности. Потайные колонны и секции обсадных колонн можно подвешивать на цементном камне в обсаженной и необсаженной частях ствола без ограничений их длины, глубины скважины и кольцевых зазоров, но при обязательном подъеме тампонажного раствора на всю длину цементируемой колонны.

Задания для работы на занятии

Студенту необходимо ознакомиться с основными элементами оснастки обсадных колонн.

Вопросы для обсуждения

1. Что представляют собой элементы оснастки обсадных колонн?
2. Для чего необходим башмак?
3. Для чего предназначен обратный клапан?
4. Что такое цементировочная головка и для чего она предназначена?
5. Для чего необходимы центраторы, скребки и турбулизаторы?
6. Что такое муфта ступенчатого цементирования?
7. Для чего необходимы подвесные устройства?

10. Выбор материалов для цементирования скважин

Цель – ознакомление с основными классификациями тампонажных материалов.

Формируемые компетенции: ОК-1; ОК-9; ПК-1; ПК-6; ПК-8; ПК-21.

Актуальность темы. От правильного выбора материалов для цементирования скважин будет зависеть качество цементирования.

Теоретическая часть

Выбор тампонажных материалов и растворов на их основе должен осуществляться с учетом следующих требований:

- тампонажный материал и сформированный из него камень должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу цементирования;

- рецептура тампонажного раствора подбирается по динамической температуре и давлению, ожидаемым в цементируемом интервале скважины;

- плотность тампонажного раствора должна быть, как правило, не ниже плотности бурового раствора. Ограничением верхнего предела плотности тампонажного раствора при прочих равных условиях является недопущение гидроразрыва пород в процессе цементирования.

Цементный камень при наличии в цементируемом интервале агрессивных сред должен быть коррозионноустойчивым к воздействию этих сред [1].

Тампонажные материалы, используемые при строительстве скважин, должны иметь соответствующие сертификаты качества. Свойства тампонажных материалов и формируемого из них цементного камня должны соответствовать требованиям стандартов. Порядок хранения и сроки использования тампонажных материалов устанавливаются заводом-изготовителем.

Для сохранения естественной проницаемости пористых и пористо-трещиноватых коллекторов продуктивных отложений тампонажные растворы должны иметь минимально возможную фильтрацию. Общая минерализация тампонажных растворов должна быть близка к минерализации буровых растворов, применяемых при вскрытии продуктивных горизонтов.

Расчетная продолжительность процесса цементирования обсадной колонны не должна превышать 75 % времени начала загустевания тампонажного раствора.

Классификация тампонажных материалов по ГОСТ 1581-96

Тампонажными называются материалы, которые при затворении с водой образуют суспензии, способные в условиях скважины превращаться в практически непроницаемое твердое тело.

Тампонажные материалы классифицируются по следующим признакам: по виду клинкера и составу основных компонентов; температуре применения; средней плотности тампонажного раствора; устойчивости к воздействию агрессивных пластовых вод; объемным деформациям при твердении.

По виду клинкера и составу компонентов тампонажные цементы подразделяются по основе: портландцементного клинкера; глиноземистого клинкера; безклинкерные.

Стандарт ГОСТ 1581-96 распространяется на тампонажные портландцементы, изготавливаемые на основе портландцементного клинкера и предназначенные для цементирования нефтяных, газовых и других скважин [16].

По вещественному составу цементы подразделяют на следующие типы:

I – тампонажный портландцемент бездобавочный;

I-G – тампонажный портландцемент бездобавочный с нормированными требованиями при водоцементном отношении, равном 0,44 ГОСТ 26798.1 [16];

I-H – тампонажный портландцемент бездобавочный с нормированными требованиями при водоцементном отношении, равном 0,38 ГОСТ 26798.1 [16];

II – тампонажный портландцемент с минеральными добавками;

III – тампонажный портландцемент со специальными добавками, регули-рующими плотность цементного теста 8 ГОСТ 1581-96

По плотности цементного теста цемент типа III подразделяют:

- на облегченный (Об);

- утяжеленный (Ут).

По температуре применения цементы типов I, II, III подразделяют на цементы, предназначенные:

- для низких и нормальных температур (15–50) °С;
- умеренных температур (51–100) °С;
- повышенных температур (100–150) °С.

По сульфатостойкости цементы подразделяют:

а) на типы I, II, III

- обычный (требования по сульфатостойкости не предъявляются);
- сульфатостойкий (СС);

б) типы I-G и I-H

- высокой сульфатостойкости (СС-1);
- умеренной сульфатостойкости (СС-2).

Условное обозначение цемента должно состоять:

- из буквенных обозначений цемента: ПЦТ – портландцемент тампонажный;
- обозначения типа цемента;
- обозначения сульфатостойкого цемента;
- обозначения средней плотности для цемента типа III – по таблице 10.1;

Таблица 10.1

Обозначение средней плотности для цемента типа III

<i>Значение плотности цементного теста для цемента типа III, кг/м³</i>			
<i>облегченного</i>		<i>утяжеленного</i>	
обозначение средней плотности	плотность ±40	обозначение средней плотности	плотность ±40
Об 4	1400	УТ 0	2000
Об 5	1500	УТ 1	2100
Об 6	1600	УТ 2	2200
		УТ 3	2300

- обозначения максимальной температуры применения цемента;
- обозначения гидрофобизации или пластификации цемента – ГФ или ПЛ;
- обозначения стандарта ГОСТ-1581-96.

Примеры условных обозначений

1. Портландцемент тампонажный с минеральными добавками сульфатостойкий для низких и нормальных температур

ПЦТ II-СС-50 ГОСТ 1581-96

2. Портландцемент тампонажный бездобавочный с нормированными требованиями при водоцементном отношении, равном 0,44, умеренной сульфатостойкости

ПЦТ I-G-CC-2 ГОСТ 1581-96

3. Портландцемент тампонажный со специальными добавками облегченной плотностью 1,53 г/см³, для умеренных температур гидрофобизированный

ПЦТ III-Об 5-100-ГФ ГОСТ 1581-96

Тампонажные материалы и химреагенты согласно классификации API

Для цементирования нефтяных и газовых скважин в США в качестве базового цемента используется портландцемент – чистый или с примесями [20].

Такие тампонажные материалы подразделяются на девять основных классов (А, В, С, D, E, F, G, H, I) по следующим признакам: приблизительный интервал глубин и оптимальные температуры использования, сульфатостойкость соответствующего класса.

Дополнительные требования в тампонажном растворе таковы:

- максимальная седиментация для цементов классов G и H не должна превышать 1,4 %;

- прочность на сжатие камня из цемента класса I через 7 сут. не должна быть ниже, чем через 1 сут. твердения.

Время твердения растворов обусловлено продолжительностью процесса цементирования с запасом 25 %. Для цементов классов G и H задается минимальное время затвердения, которое составляет 2 ч.

Давление при проведении измерений времени затвердения должно соответствовать гидростатическому давлению, которое создается цементным раствором с определенной плотностью.

Для цементирования скважин со сложными геологотехническими условиями, которым не соответствуют портландцемент по классификации API, используются специальные цементы.

К специальным цементам относятся:

1) облегченные тампонажные материалы, в частности пуццолановый цемент (изготавливается путем совместного помола портландцементного клинкера и пуццолана), цементно-зольные смеси, пуццоланово-известковый и зольно-известковый цементы.

Существуют также методы образования сверхлегких тампонажных растворов ($\rho < 1250 \text{ кг/м}^3$). Такая низкая плотность тампонажного раствора достигается путем насыщения его пустотными микросферами или сжатым азотом при предварительной его обработке ПАВ, стабилизирующим пену;

2) утяжеленные тампонажные материалы, которые образуются двумя способами:

– введением примеси утяжелителя, в частности песка, барита, ильменита, гематитовой руды;

– снижением водоцементного отношения с сохранением подвижности тампонажного раствора за счет введения в него пластификаторов;

3) расширяющиеся цементы. Расширение в специальных цементах, которые изготавливаются в США, обусловлено образованием в процессе гидратации гидросульфаминов типа этрингита. Абсолютная величина расширения не должна превышать 0,5 %.

Существует три основных типа расширяющихся цементов:

1) тип К – смесь портландцемента с сульфамином кальция;

2) тип S – портландцемент (класс А) с повышенным содержанием СЗА и примесью $\text{CaSO}_4 \cdot 1/2\text{H}_2\text{O}$;

3) тип М – портландцемент (класс А) с незначительной примесью кислотостойкого цемента.

К специальным цементам также относят:

- цементы с примесью латекса (латекс-цементы); они отличаются низкой водоотдачей, улучшенными реологическими параметрами, а цементный камень приобретает высокую упругость;

- портландцемента с примесью бентонита (8–25 %) и пластификаторов (лигносульфоната); такие составы имеют низкую водоотдачу и относятся к облегченным цементам;

- солевые гелцементы, которые изготавливаются из портландцемента, бентонита (12–16 %), соли (например, NaCl), лигносульфоната кальция (0,1–1,5 %); они отличаются пониженной вязкостью и используются для цементирования солевых отложений.

Для регулирования свойств тампонажных растворов используются:

– ускорители твердения: хлористый кальций, хлористый натрий, кремнекислый натрий и другие неорганические ускорители;

– замедлители твердения для низких температур: MRL-1, (3), (L); HR-4, (7), (6L); D-13 (81); R-5; WR-1, (2), (L1). для высоких и сверхвысоких температур MHR-8, (9), (L); HR-12, (15), (13L); D-28, (29); R-11, (15L); M-6; WR-6, (7); такие замедлители относятся к лигносульфонатам, органическим кислотам, производным целлюлозы, боратам и др.;

– пластификаторы MCD-3, (4) (L); TF-3, (4), (5); D-30, (31), (45), (65), (80), (31L); CFR-1, (2) и др.; пластификаторы марки CFR одновременно являются замедлителями твердения; большинство пластификаторов представляют собой модифицированные лигносульфонаты и низкомолекулярные водорастворимые смолы;

– вещества, понижающие водоотдачу: MFL-4, (5), (7); Халад 9, (14); D-19, (22), (59), (60); CF-1, (2), R-6 и др. В основном это производные целлюлозы.

Тампонажные материалы и добавки для цементирования скважин

Когда интервал цементирования включает несколько температурных зон, то добавляют химические реагенты, чтобы сроки схватывания и твердения верхней пачки тампонажного раствора существенно не отличались от нижней, т. е. время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) должно быть одинаково по всему интервалу цементирования.

Для выполнения требований по успешной доставке тампонажного раствора в затрубное пространство скважины в заданные сроки и для предупреждения осложнений, связанных с седиментационными, контракционными и другими явлениями, обусловленные взаимодействием тампонажных растворов с породами, необходимо регулировать свойства растворов, соответствующими химическими добавками.

Задания для работы на занятии

Студенту необходимо ознакомиться с основными классификациями тампонажных материалов.

Вопросы для обсуждения

1. С учетом каких требований должен осуществляться выбор тампонажных материалов?

2. Дать классификацию тампонажных материалов по вещественному составу.
3. Дать классификацию тампонажных материалов по плотности, температуре применения и сульфатостойкости.
4. Из чего должно состоять условное обозначение цемента?
5. Каковы дополнительные требования к тампонажным растворам?
6. Какие специальные цементы вам известны?

11. Определение конфигурации и объема ствола скважины

Цель – изучение методики, позволяющей определить конфигурацию и объем ствола скважины.

Формируемые компетенции: ОК-1; ОК-9; ПК-1; ПК-6; ПК-8; ПК-21.

Актуальность темы. Определение поперечного сечения ствола скважины по результатам кавернометрии приводит к ошибкам в расчетах потребного количества материалов, так как вследствие конструктивных особенностей и заложенного принципа действия каверномера получаемое поперечное сечение ствола скважины имеет всегда вид окружности. Фактически же поперечное сечение в зависимости от геолого-технических условий проводки скважины и характеристик горных пород в их разрезе может иметь различную форму.

В связи с этим более совершенным является измерение конфигурации ствола скважины методом профилометрии.

Теоретическая часть

За один рейс профиломера можно одновременно записать три кривые, две из которых характеризуют изменение двух поперечных размеров ствола скважины во взаимно перпендикулярных плоскостях (профилеграмма), третья – осредненный диаметр ствола скважины (кавернограмма).

Ввиду того что профиль сечения ствола скважины имеет различные формы, для более правильной интерпретации на рис. 11.1

приведены конкретные возможные варианты профилеграмм и величины средних диаметров скважины.

При совпадении кривых профилеграммы с линией номинального размера ствола скважины ($d_{дол}$) поперечное сечение ствола представляет собой окружность диаметром, по величине близким к диаметру долота.

В случае, когда обе кривые профилеграммы сходятся и расположены правее линии нормального размера ствола скважины, диаметр ее поперечного сечения оказывается больше размера долота (каверна с поперечным сечением в виде окружности). Размер каверны при этом увеличивается с ростом величины смещения кривых от линии $d_{дол}$ вправо.

Если кривые профилеграммы расходятся, оставаясь одновременно правее линии $d_{дол}$, поперечное сечение ствола скважины представляет собой овал (каверна в виде овала); при этом, чем больше амплитуда расхождения кривых относительно друг друга, тем более вытянутую форму имеет этот вид каверн.

В случае если обе кривые профилеграммы расположены влево от линии $d_{дол}$ и сходятся, поперечное сечение ствола представляет собой окружность диаметром, меньшим размера долота (сужение). При этом кривые могут либо сходиться, либо расходиться.

При расположении кривых профилеграммы по разные стороны от линии $d_{дол}$ поперечное сечение ствола представляет собой желоб (желобные выработки). При этом, чем больше амплитуда расхождения этих кривых, тем значительнее глубина желобной выработки в стенках скважины.

После расшифровки профилеграммы она разбивается на соответствующие участки, которые представлены желобными выработками, кавернами, сужениями и номинальным размером ствола. Средний диаметр ствола скважины вычисляется отдельно для каждого из указанных участков на основании профилеграммы в соответствии с рис. 11.1.

Далее определяется объем каждого участка, а затем общий объем заколонного пространства в интервале цементирования обсадной колонны.

	Профилеграмма	Поперечное сечение ствола	Средний диаметр
Нормал			$d_{ср} = d_{дон}$
Уширение (наверзность)			$d_{ср} = a = b$
			$d_{ср} = \frac{(1,15+1,2) \cdot a \cdot b}{2}$
			$d_{ср} = \frac{d_{дон} + b}{2}$
			$d_{ср} = \frac{d_{дон} + b}{2}$
			$d_{ср} = \frac{d_{дон} + b}{2}$
Сужение			$d_{ср} = d_{дон}$
			$d_{ср} = d_{дон}$
Желоб			$d_{ср} = \frac{d_{дон} + b}{2}$

Рис. 11.1. Виды сечений скважины по данным профилометрии

Задания для работы на занятии

Ознакомившись с методическими рекомендациями определить средний диаметр и объем ствола скважины, представленного желобной выработкой.

Ниже приведен ряд примеров по определению среднего диаметра и объема ствола скважины для конкретных случаев и форм поперечного сечения скважины.

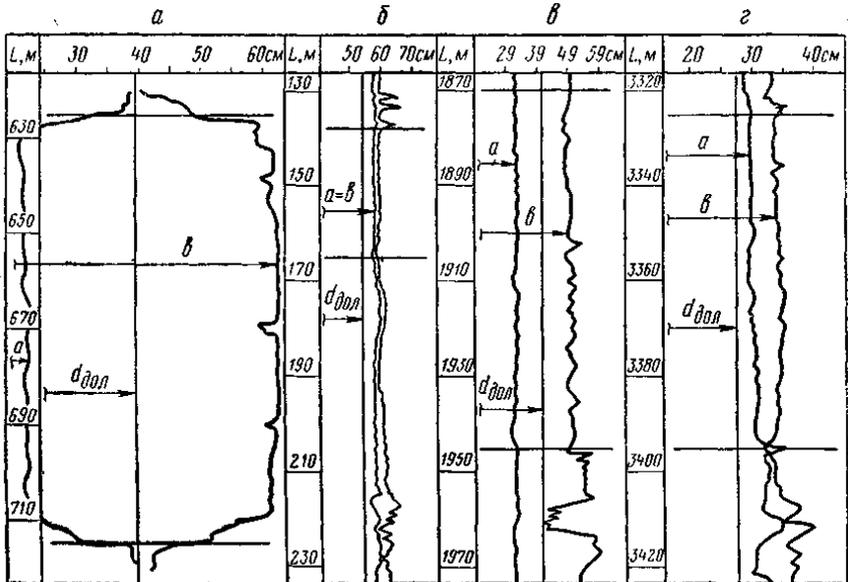


Рис. 11.2. Примеры профилограмм по скважинам

Для желобных выработок с помощью профилограммы определяется величина b , характеризующая в определенном масштабе наибольший поперечный размер ствола скважины.

Полусумма этой величины и диаметра долота составляет средний диаметр интервала желобной выработки.

Пример. Определить средний диаметр d_{cp} и объем ствола скважины V в интервале 625–715 м, представленной желобной выработкой (рис. 11.2а).

$$b = 615 \text{ мм};$$

$l = 90 \text{ м}$ – длина желобной выработки;

$$d_{дол} = 394 \text{ мм} – \text{диаметр долота.}$$

Решение

$$d_{\text{н\ddot{o}}} = \frac{394 + 615}{2} = 505 \text{ мм}$$

$$V = 0,785 \cdot 0,5052 \cdot 90 = 18 \text{ м}^3.$$

Объем ствола скважины в этом интервале, определенный на основании данных кавернометрии, составил лишь $10,37 \text{ м}^3$.

Для каверн, имеющих поперечное сечение в виде окружности, величины b и a , определяемые по профилеграмме, равны между собой и соответствуют величине среднего диаметра для рассматриваемого участка ствола.

Для каверн, у которых $a < d_{\text{дол}}$, с помощью профилеграммы определяется величина b . Полусумма этой величины и диаметра долота будет средним диаметром данного сечения ствола скважины.

Пример. Определить $d_{\text{ср}}$ и V в интервале 1870–1945 м, который представлен каверной, имеющей поперечное сечение в виде овала (рис. 11.2в)

$$a = 320 \text{ мм};$$

$$b = 480 \text{ мм};$$

$$l = 75 \text{ м};$$

$$d_{\text{дол}} = 394 \text{ мм}.$$

Решение

$$d_{\text{н\ddot{o}}} = \frac{394 + 480}{2} = 437 \text{ мм}$$

$$V = 0,785 \cdot 0,4372 \cdot 75 = 11,3 \text{ м}^3.$$

Объем ствола скважины в этом же интервале, подсчитанный на основании данных кавернометрии, составил $9,8 \text{ м}^3$.

Для каверн, у которых $a > d_{\text{дол}}$, по профилеграмме измеряются величины a и b . Полусумма a , взятого с коэффициентом 1,15–1,2, и b будет составлять средний диаметр рассматриваемого сечения.

Пример. Определить $d_{\text{ср}}$ и V в интервале 3325–3395 м, который представлен каверной, имеющей поперечное сечение в виде овала (рис. 11.2з).

$$a = 295 \text{ мм};$$

$$b = 335 \text{ мм};$$

$$l = 70 \text{ м}.$$

Решение

$$d_{\text{нб}} = \frac{1,15 \cdot 295 + 335}{2} = 337 \text{ мм}$$

$$V = 0,785 \cdot 0,3372 \cdot 70 = 6,3 \text{ м}^3.$$

Объем ствола скважины в этом же интервале, определенный по данным кавернометрии, составляет 5,25 м³.

При выполнении расчетов для случаев номинального размера или сужения ствола скважины средний диаметр ствола принимается равным диаметру долота.

Вопросы для обсуждения

1. Какие способы определения конфигурации ствола скважины вам известны?
2. Объяснить специфику обработки данных полученных профилемером.
3. Алгоритм определения среднего диаметра и объема скважины, представленного желобной выработкой.

12. Определение потребного количества материалов для цементирования обсадной колонны

Цель – приобретение навыков позволяющих определить потребное количество материалов для цементирования обсадной колонны.

Формируемые компетенции: ОК-1; ОК-9; ПК-1; ПК-6; ПК-8; ПК-21.

Актуальность темы. Основной целью разобщения пластов является не допущение перетоков из одного пласта в другой, водогазонефтеводопроявлений в заколонном пространстве и поступления пластовых флюидов на поверхность.

Теоретическая часть

Необходимое количество тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны составит

$$V_{\text{мп}} = 0,785 \cdot k_{\text{цр}} \left[(d_c^2 - d_n^2) \cdot l_{\text{ц}} + d_o^2 \cdot h_c \right], \quad (12.1)$$

где $k_{\text{цр}}$ – коэффициент резерва, вводимый для компенсации влияния факторов, которые не поддаются учету, $k_{\text{цр}} = 1,01 \div 1,1$; d_c и

d_n – соответственно средний диаметр скважины и наружный диаметр колонны, м; l_u – длина участка цементирования, м; d_e – внутренний диаметр колонны, м; h_c – высота цементного стакана, оставляемого в колонне, принимаем равным 20 м.

Количество тампонажного материала q , необходимого для приготовления 1 м³ раствора, будет равно

$$q = \frac{\rho_{mp}}{1+m}. \quad (12.2)$$

Общее количество сухого тампонажного материала G , необходимого для приготовления заданного объема тампонажного раствора, определяем по формуле

$$G = K_u \cdot q \cdot V_{mp}, \quad (12.3)$$

где K_u – коэффициент, учитывающий потери цемента при погружно-разгрузочных работах, $K_u = 1,03 \div 1,05$.

Общий объем воды, необходимый для затворения всего тампонажного материала, определяется по формуле

$$V_e = \frac{K_e \cdot G \cdot m}{\rho_e}, \quad (12.4)$$

где K_e – коэффициент, учитывающий потери воды при выполнении операций цементирования, $K_e = 1,08 \div 1,1$.

Объем продавочной жидкости определяем по формуле

$$V_{np} = 0,785 \cdot k_c \cdot d_e^2 \cdot (L_c - h_c), \quad (12.5)$$

где k_c – коэффициент запаса продавочной жидкости, $k_c = 1,02 \div 1,05$; L_c – длина скважины по ее оси, м.

Задания для работы на занятии

Ознакомившись с методическими рекомендациями, определить потребное количество материалов для цементирования обсадной колонны.

Вопросы для обсуждения

1. Какие факторы не поддаются учету при расчете необходимого количества тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны?

2. Алгоритм расчета потребного количества материалов для цементирования обсадной колонны.

13. Определение необходимого объема буферной жидкости

Цель – научиться определять необходимый объем буферной жидкости.

Формируемые компетенции: ОК-1; ОК-9; ПК-1; ПК-6; ПК-8; ПК-21.

Актуальность темы. Для предотвращения возникновения осложнений при цементировании необходимо владеть методикой определения необходимого объема буферной жидкости.

Теоретическая часть

Для повышения качества цементирования (предотвращения образования густых трудно прокачиваемых смесей; увеличения полноты замещения бурового раствора тампонажным; разрушения фильтрационных глинистых корок на стенках скважины, лучшего сцепления тампонажного раствора с горными породами, слагающими стенки скважины) необходимо предусмотреть использование буферной жидкости (таблица 13.1).

Таблица 13.1

Виды буферных жидкостей

<i>Буферная жидкость</i>	<i>Область применения</i>
Вода	В устойчивых породах, не подверженных набуханию при кратковременном воздействии потока воды
Нефть и нефтепродукты	При бурении с промывкой нефтэмульсионными растворами или когда ствол скважины не цементируется нефтэмульсионными тампонажными растворами
Утяжеленные (на солевой и полимерной основах)	При применении больших объемов легких жидкостей имеется опасность выброса, обвалов и осыпей; при наличии сильно кавернозных зон в стволе скважины
Водные растворы солей	в разрезах с наличием соляных куполов
Растворы кислот	Для удаления фильтрационной корки и остатков бурового раствора со стенок скважины в интервале продуктивного пласта
Аэрированные	При наличии в разрезе зон поглощений, затрудняющих цементирование при больших коэффициентах уширения ствола

Эрозионные (водопесчаные)	При наличии в стволе больших каверн, стенки которых сложены глинистыми породами
Незамерзающие	В зонах многолетнемерзлых пород
С низкой водоотдачей	На месторождениях с низкими градиентами пластовых давлений; при наличии в разрезе поглощающих пластов или малопрочных пропластков, склонных к осыпям и обвалам
Вязкоупругий разделитель	В суженных и расширенных частях ствола скважины для обеспечения вытеснения бурового раствора (имеет ограниченное применение из-за ряда недостатков)

При расчете объема буферной жидкости $V_{буф. ж.}$ всех типов следует учитывать следующие технологические ограничения:

- если $\rho_{буф.ж.} < \rho_{б.р.}$, то максимально допустимый объем $V_{буф. ж.}$ определяют из условия предупреждения проявления пласта с наибольшим градиентом пластового давления;

- объем $V_{буф.ж.}$ должен обеспечивать заполнение затрубного пространства (в зоне продуктивных пластов) на участке длиной не менее 150 м;

- технологические рекомендации для конкретного.

Объем этой жидкости W_b , необходимый для разделения бурового и тампонажного растворов, когда нижняя пробка (цементировочная) не используется, определяется из соотношения

$$W_b = 18 \sqrt{\frac{h}{L}} W_c, \quad (13.1)$$

где h – средневзвешенный по длине условный диаметр канала (труба, кольцевой зазор), по которому движется поток буферной жидкости, м.

$$h = \frac{\left(\frac{d_T}{2} l_T + \frac{D_c - d_n}{4} l_k \right)}{L}, \quad (13.2)$$

где: L – суммарная длина колонны труб (l_T), через которые прокачивают буферную жидкость, и интервала цементирования (l_k), м; W_c – суммарный объем закачиваемых в скважину тампонажного $W_{ц}$ и продавочного бурового раствора $W_{Пбр}$, м³; d_T – средневзвешенный внутренний диаметр труб, м; d_n – наружный диаметр обсадных труб, м; D_c – фактический диаметр скважины в интервале цементирования, м.

Нижняя пробка используется при цементировании. В этом случае в расчетах принимают

$$W_c = W_{ц} \text{ и } L = lk, \text{ и тогда } h = \frac{D_c - d_n}{4}, \quad (13.3)$$

В случае применения высоковязкой буферной жидкости, способной удерживать утяжелитель, $W_{\bar{o}}$ при турбулентном течении жидкости рекомендуется определять из соотношения

$$W_{\bar{o}} = 0,15 W_c \quad (13.4)$$

Дополнительный объем маловязкой буферной жидкости $W_{\bar{o}}$, необходимый для удаления бурового раствора с поверхности омываемых стенок, приближенно может быть определен из следующих зависимостей:

- при отсутствии нижней разделительной пробки

$$W_{\bar{o}c} = \frac{0,2W_{ck} - W_{\bar{o}}}{0,65}, \quad (13.5)$$

$$W_{ck} = W_{Пбр} + W'_{ц}, \quad (13.6)$$

где $W'_{ц}$ – объем тампонажной смеси в интервале длиной L_g от башмака цементруемой колонны до кровли высоконапорных или продуктивных горизонтов плюс 150 м;

- при пользовании нижней пробки

$$W_{\bar{o}c} = \frac{0,2W'_{ц} - W_{\bar{o}}}{0,65}, \quad (13.7)$$

где $W'_{\bar{o}}$ – объем буферной жидкости, необходимой для разделения жидкостей на участке, соответствующем L_g .

Общий необходимый объем буферной жидкости

$$W = W_{\bar{o}} + W_{\bar{o}c}, \quad (13.8)$$

Этот общий объем не должен превышать критический объем ($W_{кр}$).

Этот критический объем $W_{кр}$, если средняя плотность буферной жидкости меньше, чем бурового или тампонажного растворов, надо определять их условия предотвращения выброса. Наиболее опасная ситуация когда буферная жидкость над кровлей высоконапорного горизонта, находящегося на глубине L_n . При большей ширине пласта, следует рассмотреть ситуацию, когда основание столба буферной жидкости совпадает с подошвой пласта.

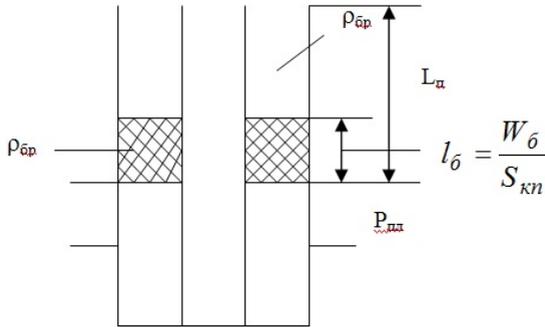


Рис. 13.1. Расчетная схема для определения баланса давлений

В соответствии с рисунком запишем баланс давлений

$$\left[\rho_{\text{бp}} g \left(L_{\text{п}} - \frac{W_{\text{кр}}}{S_{\text{кп}}} \right) + \rho_{\text{бp}} g \frac{W_{\text{кр}}}{S_{\text{кп}}} \right] \cos \alpha = a' P_{\text{пл}}, \quad (13.9)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с²; α – средний зенитный угол ствола скважины; a' – фактическое превышение гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым давлением на глубине L_n $a' = 1 + \frac{(a-1)}{2}$ (обычно принимает $a' = 1,03 - 1,05$),

$a = \frac{\rho_{\text{бp}} g L_{\text{п}}}{P_{\text{пл}}}$, $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление на глубине L_n ; $\rho_{\text{бp}}$ – плотность бурового раствора.

Представив в (13.9) вместо $S_{\text{кп}} = \frac{\pi(D_c^2 - d_n^2)}{4}$ и решив его относительно $W_{\text{кр}}$, получим

$$W_{\text{кр}} = \frac{0,785(D_c^2 - d_n^2) \left(\rho_{\text{бp}} L_{\text{п}} - \frac{a' P_{\text{пл}}}{g \cos \alpha} \right)}{\rho_{\text{бp}} - \rho_0}. \quad (13.10)$$

Если по расчетам получится, что $W > W_{\text{кр}}$, то следует принять $W = W_{\text{кр}}$ и применить утяжеленную буферную жидкость. В этом случае при найденном значении W плотность буферной жидкости определим по формуле, вытекающей из баланса давлений (13.9), после замены в нем $W_{\text{кр}}$ на расчетную величину W .

$$\rho_{\text{б}} \geq \rho_{\text{бр}} - \left(\rho_{\text{бр}} g L_{\text{п}} - \frac{a' P_{\text{пл}}}{\cos \alpha} \right) \frac{0,785(D_{\text{с}}^2 - d_{\text{н}}^2)}{gW}, \text{ кг/м}^3 \quad (13.11)$$

Задания для работы

Ознакомившись с методическими рекомендациями, определить необходимый объем буферной жидкости.

Пример. Определить необходимый для цементирования обсадной колонны объем маловязкой буферной жидкости при следующих условиях:

- глубина скважины L , м – 2400;
- диаметр скважины $D_{\text{с}}$, мм – 230;
- диаметр обсадной колонны $d_{\text{н}}$, мм – 168;
- внутренний диаметр обсадной колонны $d_{\text{в}}$, мм – 148;
- длина обсадной колонны $l_{\text{т}}$, м – 2400;
- длина интервала цементирования $l_{\text{к}}$, м – 1000;
- пластовое давление в кровле пласта на глубине $L_{\text{н}} = 2000$ м равно $P_{\text{пл}} = 21$ Па;
- плотность бурового раствора $P_{\text{бр}}$, кг/м³ – 1100;
- плотность буферной жидкости $\rho_{\text{б}}$, кг/м³ – 1000;
- скважина вертикальная.

Необходимый объем буферной жидкости $W_{\text{б}}$, при условии, что нижнюю цементировочную пробку не применяем, определим по формуле (13.1).

Предварительно вычислим входящие в нее величины:

$$L = l_{\text{т}} + l_{\text{к}} = 2400 + 1000 = 3400$$

$$h = \frac{\frac{d_{\text{т}}}{2} l_{\text{т}} + \frac{D_{\text{с}} - d_{\text{н}}}{4} l_{\text{к}}}{L} = \frac{\frac{0,148}{2} \cdot 2400 + \frac{0,230 - 0,168}{4} \cdot 1000}{3400} = 0,057 \text{ м}$$

$$W_{\text{с}} = W_{\text{ц}} + W_{\text{Пбр}} =$$

$$\frac{\pi(D_{\text{с}}^2 - d_{\text{н}}^2)}{4} l_{\text{к}} + \frac{\pi d_{\text{в}}^2}{4} l_{\text{т}} = \frac{\pi(0,230^2 - 0,168^2)}{4} \cdot 1000 + \frac{\pi 0,148^2}{4} \cdot 2400 =$$

$$= 19,4 + 41,3 = 60,7 \text{ м}^3$$

(наличие цементного стакана в колонне не учитывается).

Тогда

$$W_{\text{б}} = 18 \sqrt{\frac{h}{L}} \cdot W_{\text{с}} = 18 \sqrt{\frac{0,057}{3400}} \cdot 60,7 \cong 4,5 \text{ м}^3$$

Дополнительный объем буферной жидкости определим по формуле (13.5), предварительно вычислив значение $W_{\text{ск}} = W_{\text{Пбп}} + W'_{\text{ц}}$.

Значение $W_{\text{Пбп}}$ определено ранее и равно $41,3 \text{ м}^3$.

Как следует из пояснений к формуле (13.6), значение $L_{\text{в}}$ для рассматриваемого случая равно

$$L_{\text{в}} = L_{\text{с}} - L_{\text{н}} + 150 = 2400 - 2000 + 150 = 550 \text{ м.}$$

Следовательно:

$$W'_{\text{ц}} = \frac{\pi(D_{\text{с}}^2 - d_{\text{н}}^2)}{L} L = \frac{\pi(0,230^2 - 0,168^2)}{4} \cdot 550 = 12,6 \text{ м}^3.$$

Тогда

$$W_{\text{ск}} = W_{\text{Пбп}} + W'_{\text{ц}} = 41,3 + 12,6 = 53,9 \text{ м}^3,$$

а дополнительный объем буферной жидкости

$$W_{\text{бс}} = \frac{0,2W_{\text{ск}} - W_{\text{б}}}{0,65} = \frac{0,2 \cdot 53,9 - 4,5}{0,65} \cong 9,7 \text{ м}^3.$$

Общий объем буферной жидкости вычислим по формуле (13.8):

$$W = W_{\text{б}} + W_{\text{бс}} = 4,5 + 9,7 = 14,2 \text{ м}^3$$

Для заключения в части возможности использования расчетного объема буферной жидкости при цементировании обсадной колонны, определим по формуле (13.10) ее критический объем.

Значение величины a' , входящей в эту формулу, равно:

$$a = \frac{\rho_{\text{бп}} g \cdot L_{\text{п}}}{P_{\text{пл}}} = \frac{1100 \cdot 9,81 \cdot 2000}{21 \cdot 10^6} \cong 1,028$$

$$a' = 1 + \frac{a - 1}{2} = 1 + \frac{1,028 - 1}{2} = 1,014$$

$$W_{\text{кр}} = \frac{0,785(D_{\text{с}}^2 - d_{\text{н}}^2) \left(\rho_{\text{бп}} L_{\text{п}} - \frac{a' P_{\text{пл}}}{g \cos \alpha} \right)}{\rho_{\text{бп}} - \rho_{\text{б}}} =$$

$$= \frac{0,785(0,23^2 - 0,168^2) \left(1100 \cdot 2000 - \frac{1,014 \cdot 21 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 1} \right)}{1100 - 1000} \cong 5,7 \text{ м}^3$$

Следовательно, буферную жидкость в объеме $14,2 \text{ м}^3$ закачать в скважину нельзя из-за опасности возникновения выброса.

Определим, при какой плотности буферной жидкости возможна закачка расчетного количества $W = 14,2 \text{ м}^3$.

Расчет произведен по формуле (13.11).

$$\rho_{\text{б}} \geq \rho_{\text{бр}} - \left(\rho_{\text{бр}} g L_n - \frac{a' P_{\text{пл}}}{\cos \alpha} \right) \cdot \frac{0,785(D_c^2 - d_n^2)}{gW} =$$
$$= 1100 - \left(1100 \cdot 9,81 \cdot 2000 - \frac{1,014 \cdot 21 \cdot 10^6}{1} \right) \cdot \frac{0,785(0,23^2 - 0,168^2)}{9,81 \cdot 14,2} = 1060 \text{ кг/м}^3$$

Вопросы для обсуждения

1. Что такое буферная жидкость? Основное предназначение буферной жидкости?
2. Какие виды буферных жидкостей вам известны?
3. Что такое критический объем буферной жидкости?
4. Алгоритм определения необходимого объема буферной жидкости.

14. Гидравлический расчет цементирования обсадной колонны

Цель – научиться производить гидравлический расчет цементирования обсадной колонны.

Формируемые компетенции: ОК-1; ОК-9; ПК-1; ПК-6; ПК-7; ПК-22; ПК-23; ПК-24.

Актуальность темы. Для того чтобы обеспечить качественное разобщение вскрытых бурением пластов, необходимо произвести гидравлический расчет цементирования обсадной колонны.

Теоретическая часть

В процессе выполнения гидравлического расчета цементирования необходимо определить суммарную производительность цементировочного агрегата из условия обеспечения максимально возможной скорости восходящего потока, допустимого давления на цементировочную головку, допустимого давления на забое. Необходимо выбрать цементировочное оборудование и количество цементировочной техники.

При расчете принимаются следующие ограничивающие условия:
 – допустимое давление на цементировочную головку:

$$P_z \leq \frac{P_y}{1,5}, \quad (14.1)$$

где P_y – допускаемое давление на устьевое оборудование;
 – допустимое давление на забое:

$$P_z \leq \frac{P_{zn}}{1,2 \dots 1,25}, \quad (14.2)$$

где P_{zn} – давление гидроразрыва пород на забое скважины.

Исходя из конкретных геолого-технических условий и промышленной практики в данном районе, принимается величина максимально возможной скорости восходящего потока к моменту окончания продавки, когда имеются наиболее неблагоприятные условия с точки зрения гидроразрыва пород.

В практике цементирования скважин $V = 0,1 \dots 3$ м/с, но чаще не превышает 2,2 м/с.

По рекомендации Аветисова скорость восходящего потока следует выбирать из условия, что градиент скорости по зазору в необсаженной части ствола скважины не превышал значения $grad V = (90 \pm 15) \text{ с}^{-1}$.

$$grad V = \frac{6 \cdot V}{D_c - d}. \quad (14.3)$$

Отсюда

$$V = \frac{(d_c - d_n) \cdot grad V}{6}. \quad (14.4)$$

Определяем максимальное ожидаемое давления на цементировочную головку в соответствии с принятой скоростью V .

$$P_z = P_m + P_k + P_{zc}, \quad (14.5)$$

где P_m – гидравлические потери в трубах, Па; P_k – гидравлические потери в кольцевом пространстве, Па; P_{zc} – разность гидравлических сопротивлений в обсадной колонне и в кольцевом пространстве, Па.

$$P_{zc} = g(\rho_{op} - \rho_{np})(L_c - l_u) + g(\rho_{mp} - \rho_{np})(l_u - h_c). \quad (14.6)$$

При определении потерь в трубах и кольцевом пространстве, учитывая постоянное течение тампонажного и бурового растворов, воспользуемся формулой Дарси – Вейсбаха.

$$P_m = \frac{8}{\pi^2} \cdot \lambda \cdot \frac{L_c \cdot \rho_{mp} \cdot Q^2}{d_6^5}. \quad (14.7)$$

$$P_\kappa = \frac{8}{\pi^2} \cdot \lambda \cdot \frac{L_c \cdot \rho_{mp} \cdot Q^2}{(d_c - d_n)^3 (d_c + d_n)^2}, \quad (14.8)$$

где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, $\lambda = 0,035$.

Расход

$$Q = V \cdot 0,785 (dc^2 - dn^2). \quad (14.9)$$

Максимальное ожидаемое давление на забое скважины

$$P_3 = P'_{zc} + P_\kappa, \quad (14.10)$$

где P'_{zc} – давление составного столба в кольцевом пространстве, Па.

$$P'_{zc} = g \cdot \rho_{op} \cdot (L_c - l_u) + g \cdot \rho_{mp} \cdot l_u. \quad (14.11)$$

Проверяем расчетные зависимости P_2 и P_3 из ограничивающих их условий.

В случае невыполнения одного из неравенств, следует скорректировать величину скорости восходящего потока V и произвести повторный расчет до выполнения условий (6) и (7).

В соответствии расчетными значениями Q и P_2 выбирается тип цементировочных агрегатов, число которых n_1 определяется из соотношения

$$n_1 = \frac{Q}{q}, \quad (14.12)$$

где q – производительность одного агрегата при давлении $\geq P_2$.

Потребное количество цементосмесительных машин n_2 определяется по суммарной массе сухого тампонажного материала

$$n_2 = \frac{G}{G_\delta}, \quad (14.13)$$

где G – потребная суммарная масса сухого тампонажного материала, т; G_δ – вместимость бункера смесителя, т.

Задания для работы на занятии

Ознакомившись с методическими рекомендациями, произвести гидравлический расчет обсадной колонны. Задания выдаются преподавателем индивидуально каждому студенту.

Вопросы для обсуждения

1. Какие ограничивающие условия принимаются при расчете?
2. Чем регламентируется скорость восходящего потока тампонажного раствора?

15. Расчет продолжительности цементирования

Цель – приобретение навыков необходимых для расчета продолжительности цементирования.

Формируемые компетенции: ОК-1; ОК-9; ПК-1; ПК-6; ПК-8; ПК-21.

Актуальность темы. Правильно рассчитанное время продолжительности цементирования позволяет избежать нежелательных последствий при выполнении процесса разобщения вскрытых бурением пластов.

Теоретическая часть

Продолжительность процесса цементирования в соответствии с расчетным режимом цементирования и сроком загустевания тампонажного раствора определяется

$$t_{ц} = t_{зак} + t_{пр} + 10 \leq 0,75 t_{заг}, \quad (15.1)$$

где $t_{зак}$ – время приготовления и закачивания тампонажного раствора; $t_{пр}$ – время продавливания тампонажного раствора, включая время на получение давления «стоп»; $t_{заг}$ – время загустевания тампонажного раствора, определяемое с помощью консистометра.

Приготовленный тампонажный раствор закачивают в обсадную колонну, как правило, при максимальной производительности (подаче) цементировочного агрегата. В этом случае имеем

$$t_{зак} = \frac{1000V_{mp}}{60 \sum q}, \quad (15.2)$$

где $\sum q$ – суммарная производительность (подача) одновременно работающих агрегатов при закачке тампонажного раствора.

В случаях когда $V_{mp} \geq V_{в.к.}$, подача последних порций тампонажного раствора снижается и соответственно рассчитывается величина времени $t_{зак}$.

Продавливание тампонажного раствора обычно начинается на максимальной производительности (подаче) цементировочного агрегата. По мере выхода тампонажного раствора в затрубное пространство и увеличения высоты его столба за колонной в связи с ростом давления на головке в определенные моменты времени возникает необходимость последовательного снижения скорости продавливания.

При выборе производительности (подачи) цементировочных агрегатов, участвующих в закачивании и продавливании тампонажных растворов, следует исходить из максимально допустимой скорости подъема растворов в затрубном пространстве с точки зрения предупреждения гидроразрыва пород.

Общее время продавливания тампонажного раствора определяется из выражения

$$t_{np} = \sum \frac{V_{npi}}{Q_i}, \quad (15.3)$$

где V_{npi} – объемы продавочной жидкости, закачиваемые на i -й скорости работы ЦА; Q_i – суммарная производительность (подача) ЦА на i -й скорости работы.

Задания для работы на занятии

Ознакомившись с методическими рекомендациями, произвести расчет продолжительности цементирования. Задания выдают преподавателем индивидуально каждому студенту.

Вопросы для обсуждения

1. Как определяется продолжительность процесса цементирования?
2. Как определяется общее время продавливания тампонажного раствора?

16. Схемы размещения и обвязки оборудования при цементировании скважин

Цель – изучение основных схем размещения и обвязки оборудования при цементировании скважин.

Формируемые компетенции: ОК-1; ОК-9; ПК-1; ПК-6; ПК-8; ПК-21.

Актуальность темы. В настоящее время в различных нефтегазовых районах применяют несколько отличающихся друг от друга технологических схем приготовления и нагнетания тампонажных растворов. Это отличие обусловлено спецификой геологотехнических, а иногда и климатических условий данного района, что определяет выбор конструкции скважины, способа цементирования и тампонажного материала для каждого конкретного района.

Теоретическая часть

Отличие схем заключается в использовании различного числа цементировочных агрегатов и цементно-смесительных машин, а также в применении специальных устройств или механизмов, повышающих качество раствора или цементирования в целом и улучшающих условия труда обслуживающего персонала. Схема обвязки оборудования при использовании 20-40 т сухого тампонажного материала для приготовления раствора приведена на рис. 16.1.

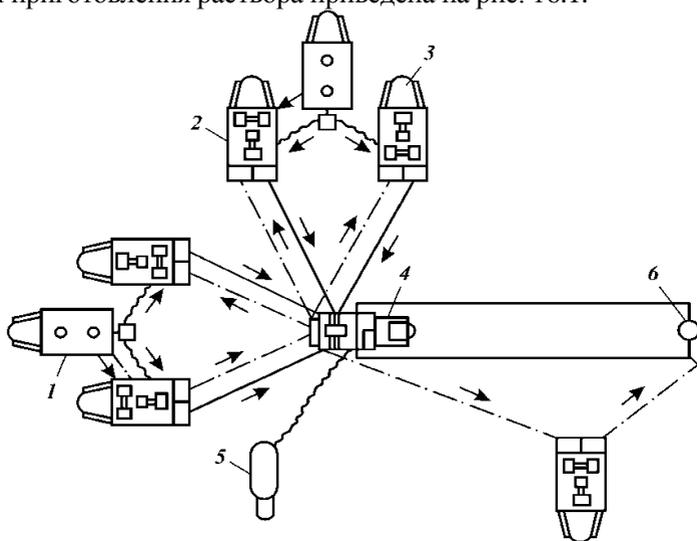


Рис. 16.1. Схема обвязки агрегатов при цементировании скважин с использованием 20–40 т сухого тампонажного материала:
 1 – цементно-смесительная машина 2СМН-20; 2, 3 – цементировочный агрегат соответственно ЦА-320М; 3ЦА-400А; 4 – блок манифольда 1БМ-700; 5 – станция контроля цементирования; 6 – цементировочная головка; пунктирная линия – движение продажной жидкости; сплошная линия – движение тампонажного раствора

При использовании 40–60 т сухого материала для приготовления и нагнетания тампонажного раствора применяют большее число агрегатов, позволяющих аккумулировать весь сухой материал в трех точках затворения. Если масса сухого материала превышает 60 т, изменяется схема обвязки цементировочных агрегатов и цементно-смесительных машин (рис. 16.2).

Во всех этих схемах, как правило, предусматривается такое соотношение между численностью цементно-смесительных машин и цементировочных агрегатов, при котором обеспечивается бесперебойное приготовление и нагнетание тампонажного раствора в скважину с заданным темпом. Обычно с одной цементно-смесительной машиной 2СМН-20 работают два цементировочных агрегата, один из которых (имеющий водоподающий насос) подает жидкость на затворение в гидровакуумное смесительное устройство цементно-смесительной машины, а второй (не имеющий водоподающего насоса) вместе с первым нагнетает готовый раствор в скважину. При этом суммарная подача жидкости (по паспортным данным) двумя агрегатами несколько больше производительности цементно-смесительной машины. Как правило, для продавливания верхней разделительной пробки используют агрегат ЗЦА-400А, который обвязывают с цементировочной головкой.

В различных районах страны в связи со специфическими условиями схемы обвязки оборудования несколько видоизменяются.

В Грознефти и Краснодарнефтегазе использовали осреднительные емкости, смонтированные на автомашине и имеющие перемешивающие устройства. Прежде чем подать раствор в скважину, его некоторое время перемешивают в этой емкости; благодаря этому улучшается его однородность, что существенно повышает качество цементирования. Представляется целесообразным организовать серийное изготовление таких емкостей. На рис. 16.3 показана схема расстановки и обвязки оборудования при цементировании скважин облегченным тампонажным раствором с применением осреднительной емкости и использованием резервуара вместимостью 40 м³ для заготовки воды затворения.

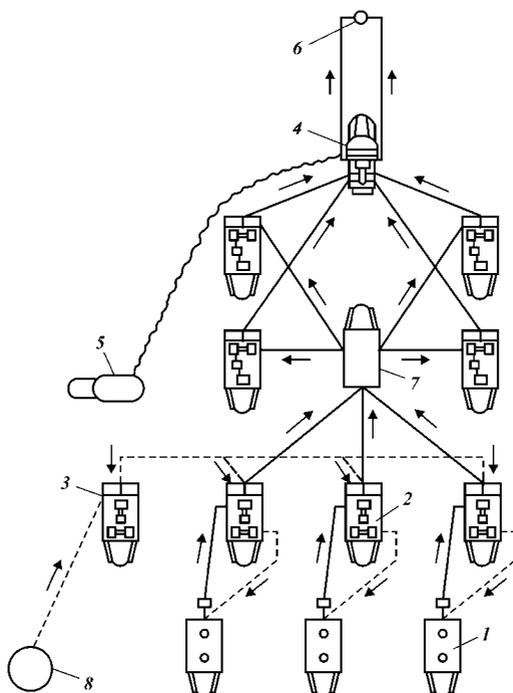


Рис. 16.2. Схема обвязки агрегатов при цементировании облегченным раствором с использованием осреднительной емкости и резервуара для заготовки жидкости затворения:

1 – цементно-смесительная машина 2СМН-20; 2, 3 – цементировочный агрегат соответственно ЦА-320М и 3ЦА-400А; 4 – блок манифольда 1БМ-700; 5 – станция контроля цементирования СКЦ-2М; 6 – цементировочная головка; 7 – осреднительная емкость; 8 – резервуар; пунктирной линией обозначено движение жидкости затворения

Иногда для аккумуляции жидкости затворения используют передвижные емкости различной вместимости (рис. 16.3). Пунктирными линиями показано движение жидкости затворения, сплошными – тампонажного раствора; когда нет возможности применять для аккумуляции жидкости затворения стационарные или передвижные емкости, используют мерные емкости цементировочных агрегатов (рис. 16.4). Пунктирными линиями показано направление движения воды, сплошными – тампонажного раствора, штрихпунктирными – продавочной жидкости. При работе по этой схеме после приготовления и нагнетания тампонажного

раствора, при его продавливании смесительные машины и обвязанные с ними цементировочные агрегаты могут быть отсоединены и отправлены на базу.

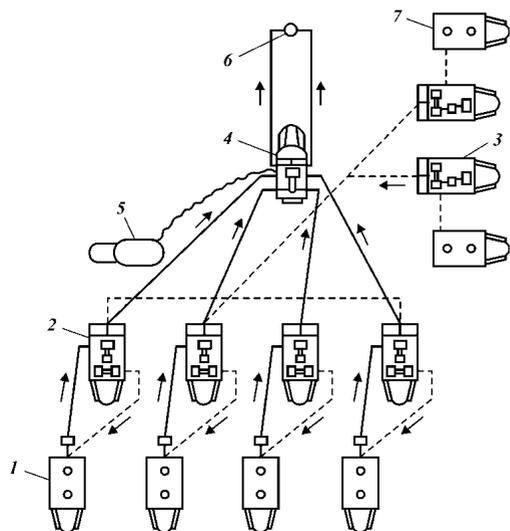


Рис. 16.3. Схема обвязки агрегатов с использованием двух емкостей для аккумуляции жидкости затворения вместимостью по 25 м³:

1 – цементно-смесительная машина 2СМН-20; 2,3 – цементировочный агрегат соответственно ЦА-320М и 3ЦА-400А; 4 – блок манифольда 1БМ-700; 5 – станция контроля цементирования СКЦ-2М; 6 – цементировочная головка; 7 – емкость

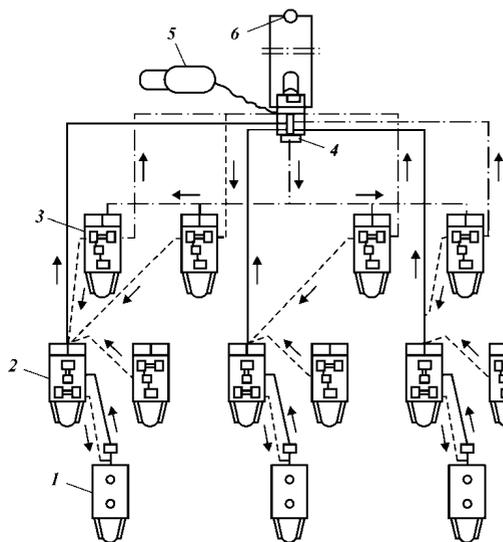


Рис. 16.4. Схема обвязки оборудования при цементировании с использованием для аккумуляции жидкости затворения мерных емкостей цементировочных агрегатов (Обозначения см. на рис. 14.1)

В б. ВНИИКРнефти разработана и внедрена специальная технологическая схема приготовления и нагнетания тампонажного раствора (рис. 16.5), исключая его потери (особенно при использовании вспенивающих реагентов) и позволяющая увеличить подачу насосов цементировочных агрегатов за счет создания подпора на приеме.

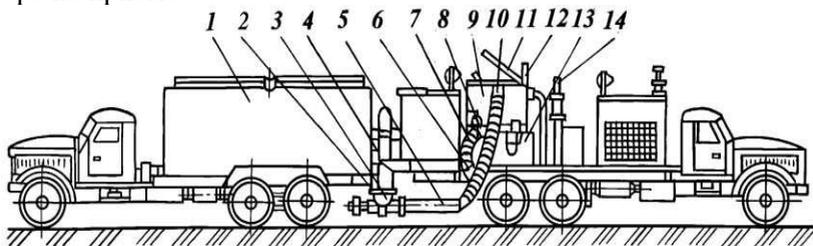


Рис. 16.5. Технологическая схема приготовления и нагнетания вспененных растворов:

1 – бункер цементно-смесительной машины; 2 – обратный клапан гидровакуумного смесительного устройства; 3 – приемная воронка бункера цементно-смесительной машины; 4 – гидровакуумное смесительное устройство; 5 – напорная труба; 6 – всасывающий коллектор насоса; 7 – трубопровод; 8 – клапан; 9 – приемная часть; 10 – гофрированный шланг, 11 – откидная крышка; 12 – уровнемер; 13 – насос цементировочного агрегата; 14 – сливной патрубок

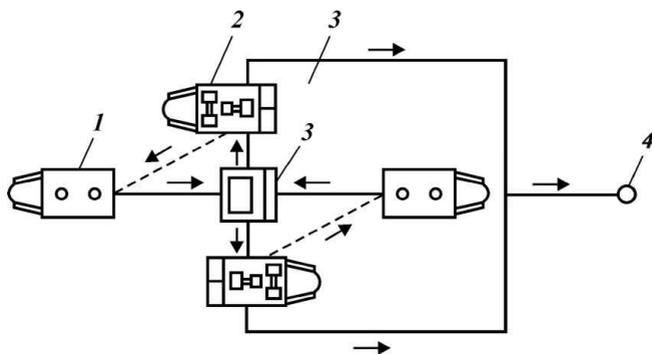


Рис. 16.6. Технологическая схема приготовления и заправки тампонажных растворов с применением фрезерно-струйной мельницы:

1 – цементно-смесительная машина 2СМН-20; 2 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 3 – фрезерно-струйная мельница; 4 – цементировочная головка

В ЗапСиббурнефти для приготовления растворов из лежалых цементов иногда используют фрезерно-струйную мельницу, соединенную с оборудованием по схеме, указанной на рис. 16.6 (разработана в б. ВНИИКРнефти); также находит применение схема цементирования скважин с применением гидравлического способа активации цемента, при котором поток тампонажного раствора под большим давлением подается в устройство, где соударяется со стенкой или встречным потоком; в результате этого разрушаются комкообразные включения и повышается степень гидратации.

Задания для работы на занятии

Студенту необходимо ознакомиться с основными схемами размещения и обвязки оборудования при цементировании скважин.

Вопросы для обсуждения

1. В чем заключается отличие технологических схем друг от друга?
2. Какое соотношение между численностью цементно-смесительных машин и цементировочных агрегатов предусматривается?
3. Схема обвязки агрегатов при цементировании скважин с использованием 20–40 т сухого тампонажного материала.

17. Определение необходимого количества центраторов

Цель – ознакомление с методикой определения необходимого количества центраторов.

Формируемые компетенции: ОК-1; ПК-1; ПК-8; ПК-21.

Актуальность темы. Для создания удовлетворительной крепи скважины необходимо, чтобы обсадная колонна была концентрично расположена в скважине при ее цементировании.

Теоретическая часть

Каждая обсадная колонна подлежит обязательному центрированию на следующих участках:

- 1) в интервале подъема тампонажного раствора, в том числе в обсаженном интервале ранее спущенной колонной, кроме участ-

ков, заполняемых тампонажным раствором с целью недопущения разрыва сплошности цементного камня по высоте;

2) независимо от требований п. 1:

- на цементируемом фильтре;
- над башмаком спускаемой потайной, нижней и промежуточной секции колонны, кондуктора и выше башмака на 8–10 м;
- у башмака ранее спущенной колонны (кондуктора) и выше на расстоянии 30–50 м через каждые 8–10 м;
- под и над устройством ступенчатого цементирования и ниже стыка секций по два центратора через 8–10 м;
- у «головы» потайной колонны и ниже на расстоянии 8–10 м;
- под и над заколонной манжетой или пакером по два центратора с расстоянием 8–10 м;
- в приустьевой части – в случае подъема тампонажного раствора до устья скважины – два центратора с расстоянием 8–10 м;
- непосредственно над башмаком и на расстоянии 3–5 м от башмака эксплуатационной колонны в горизонтальном участке ствола.

Эксцентриситет центрируемой обсадной колонны в любой точке не должен превышать величины

$$f = 0,33 (D - d)/2,$$

где D , d – соответственно диаметр скважины и диаметр обсадных труб в рассматриваемой точке.

При выборе типоразмеров центраторов необходимо руководствоваться следующими указаниями:

- Для вертикальных участков ствола скважины и участков с углом наклона до 30–35° применять центраторы типа ЦЦ-1 (упругие);
- Для наклонных более 35° и горизонтальных участков ствола – центраторы типа ЦЦ-2,4 (жестко-упругие) или центраторы-турбулизаторы типа ЦТГ;
- Для участков ствола, осложненных желобными выработками, независимо от угла наклона, как правило, центраторы типа ЦТГ.

Расчет центрирования обсадных колонн

1. Исходная информация:

- глубина спуска обсадной колонны L , м;
- диаметр ствола скважины на рассматриваемом участке D , м;

- высота подъема цемента $HЦ$, м;
- наружный диаметр обсадной колонны dH , м;
- внутренний диаметр обсадной колонны dB , м;
- зенитный угол наклона скважины на рассматриваемом участке α_I ;

- плотность тампонажного раствора ρT , кг/м³;
- плотность бурового раствора ρB , кг/м³;
- плотность продавочной жидкости $\rho П$, кг/м³;
- вес единицы длины обсадной колонны в воздухе q , кгс/м – таблица;

- интервал центрирования колонны (верх-низ) $hB - hH$, м;
- допустимая нагрузка на центратор $[Q]$, кгс – таблица;
- допустимая стрела прогиба $[f]$

$$[f] = 0,33 (D-dH)/2, \text{ м}$$

$$1 \text{ кгс} = 10 \text{ Н}$$

2. Предварительные расчеты

- Жесткость труб обсадной колонны, кгс·м²

$$- EI = 2,1 \cdot 1010 \cdot \frac{\pi \cdot d_H^4}{64} \cdot [1 - (\frac{d_B}{d_H})^4],$$

- Объем вытесненного тампонажного раствора на 1 метре, м³

$$VT = 0,785 \cdot d_H^2,$$

- Вес вытесненного тампонажного раствора на 1 метре, кгс

$$qT = VT \cdot \rho T,$$

- Внутренний объем 1 метра обсадной колонны, м³

$$VB = 0,785 \cdot d_B^2,$$

- Вес продавочной жидкости на 1 метре, кгс

$$qП = VB \cdot \rho П,$$

- Вес 1 метра обсадной колонны с продавочной жидкостью, кгс

$$qК = q + qП,$$

- Вес 1 метра обсадной колонны с продавочной жидкостью в цементном растворе, кгс

$$qЖ = qК - qT,$$

- Прижимающее усилие, действующее на центратор при расстоянии между центраторами 10 метров, кгс

$$P_1 = 14,3 \cdot 10 \cdot q_{ж} \cdot \sin \alpha_1,$$

где α_1 – зенитный угол наклона ствола скважины на участке расположения рассматриваемой трубы,

○ Расстояние между центраторами по допустимой нагрузке на один центратор, м

$$l_1 = \frac{[Q]}{P_1}.$$

3. Расчет расстояний между центраторами и количество центраторов.

Сопоставить значения l_1 и $h_{ц} = h_H - h_B$;

при $l_1 < h_{ц}$ расчет продолжить с п. 3.2.

при $l_1 \geq h_{ц}$ расчет продолжить с п. 3.7.

Стрела прогиба части обсадной колонны длиной l_1 от собственного веса, мм

$$f_0 = \frac{6,3 \cdot q_{ж} \cdot l_1^4 \cdot \sin \alpha_1}{EI}$$

Растягивающее усилие от нижележащего участка обсадной колонны, кгс

$$N = 0,3 \cdot q_{ж} \cdot (L - h_H) \cdot \cos \alpha_2,$$

где α_2 – средневзвешенный зенитный угол ствола скважины в интервале от h_H до L

Критическая сила (по Эйлеру), кгс

$$P_{KP} = \frac{\pi^2 \cdot EI}{\mu^2 \cdot l_1^2},$$

где $\mu = 1$.

Стрела прогиба труб между центраторами с учетом растягивающего усилия, мм

$$f = \frac{f_0}{\left[1 + \left(\frac{N}{P_{KP}} \right)^2 \right]}$$

3.1. Выбор расстояния между центраторами l по сопоставлению значений f и $[f]$:

при $f \leq [f]$ принять $l = l_1$, расчет продолжить по п. 3.8.

при $f > [f]$ расчет продолжить с п. 3.7.

Определение расстояний между центраторами по значению допустимой стрелы прогиба обсадной колонны, м

$$l = \sqrt[4]{\frac{EI \times [f]}{6,3 \times q_{ж} \times \sin \alpha_1}}$$

Необходимое количество центраторов в рассматриваемом интервале, шт

$$n = [(hH - hB)/l] + 1$$

Задания для работы на занятии

Ознакомившись с методическими рекомендациями, произвести расчет центрирования обсадной колонны. Варианты для расчета представлены в таблице 17.1.

Вопросы для обсуждения

1. На каких участках обсадная колонна подлежит обязательному центрированию?
2. Какими указаниями следует руководствоваться при выборе типоразмеров центраторов?
3. В чем суть расчета центрирования обсадных колонн?

Таблица 17.1

Варианты для расчета

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$L, \text{ м}$	4000	4050	4100	4150	3800	4200	4250	3700	4300	3600	4350	4400	3900	4450	3500	4500	3550	3650	4600	3750
$D, \text{ мм}$	168	146	140	168	146	140	168	146	140	168	146	140	168	146	140	168	146	140	168	146
$\delta, \text{ мм}$	7,3	6,5	6,2	8,9	7,0	7,0	10,6	7,7	7,7	12,1	8,5	9,2	8,9	9,5	10,5	10,6	10,7	9,2	12,1	8,5
$\rho\delta, \text{ кг/м}^3$	1100	1110	1120	1130	1200	1140	1150	1210	1160	1220	1170	1180	1230	1190	1240	1200	1100	1250	1200	1260
$\rho\mu, \text{ кг/м}^3$	1500	1600	1700	1800	1830	1850	1750	1820	1650	1780	1550	1700	1810	1800	1840	1850	1750	1770	1650	1860
$h, \text{ м}$	2300	2400	1800	1900	2000	2250	2450	1300	1500	1200	1750	2400	1100	1800	1600	1650	1350	1250	2300	2000
$q_{cp}, \text{ кг}$	29,4	22,6	20,5	35,4	24,3	22,9	41,4	26,5	25,1	46,5	29	29,4	35,4	32,1	33,4	41,4	35,8	29,4	46,5	29

18. Расчет максимального давления на устье скважины и объем жидкости, которую необходимо закачать в скважину в процессе вызова притока из продуктивного пласта методом замещения жидкости

Цель – ознакомиться с методикой расчетов для обеспечения снижения давления на забой с помощью метода замещения жидкости.

Формируемые компетенции: ОК-1; ОК-9; ПК-1; ПК-6; ПК-8; ПК-21.

Актуальность темы: данная методика расчетов необходима для создания необходимой депрессии на пласт без осложнений и ухудшения коллекторских свойств продуктивного пласта.

Теоретическая часть

Приток из продуктивного пласта может начаться лишь в том случае если давление в эксплуатационной колонне у забоя $P_{заб}$ существенно меньше пластового $P_{пл}$.

$$P_{ден} = P_{пл} - P_{заб}, \quad (18.1)$$

где $P_{ден}$ – депрессия, МПа.

Замена утяжеленной жидкости в эксплуатационной колонне на облегченную. Насосно-компрессорные трубы НКТ спускают в эксплуатационную колонну примерно до нижних перфорационных отверстий, если продуктивный пласт сложен устойчивой породой, либо до верхних отверстий, если порода недостаточно устойчива.

Заменять утяжеленную жидкость на облегченную можно с помощью как прямой, так и обратной циркуляции. Чаще при освоении скважин пользуются способом обратной циркуляции. Для этого к боковому отводу трубной головки устьевого арматуры подсоединяют передвижной насосный агрегат и в межколонное пространство закачивают жидкость, плотность которой $\rho_{ос}$ меньше плотности тяжелой жидкости $\rho_{п}$ в эксплуатационной колонне. По мере того как более легкая жидкость заполняет межколонное пространство и вытесняет утяжеленную жидкость в НКТ, давление в межколонном пространстве у устья возрастает и достигает максимума в тот момент, когда облегченная жидкость подойдет к башкмаку НКТ.

$$P_{ук} = (\rho_{п} - \rho_{ос})gz_{НКТ} + P_{т} + P_{к}, \quad (18.2)$$

где $z_{НКТ}$ – глубина спуска НКТ, м; $P_{т}$ – гидравлические потери в НКТ, Па; $P_{к}$ – то же в межколонном пространстве, Па.

Коэффициенты гидравлических сопротивлений, особенно при прокачивании воды или иной ньютоновской жидкости, лучше рассчитывать по формулам:

$$\lambda = 0,1 \left(\frac{1,46\Delta_{\text{ш}}}{d_{\text{в}}} + \frac{100}{Re} \right)^{0,25} \quad (18.3)$$

$$\lambda_{\text{к}} = 0,107 \left[\frac{1,46\Delta_{\text{ш}}}{d-d_{\text{н}}} + \frac{100}{Re_{\text{к}}} \right]^{0,25} \quad (18.4)$$

где $\Delta_{\text{ш}}$ – шероховатость поверхности труб, м (для расчетов можно принимать $\Delta_{\text{ш}} = 0,15 \div 0,3$ мм); d , $d_{\text{н}}$, и $d_{\text{в}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, наружный и внутренний диаметры колонны НКТ соответственно, м; Re и $Re_{\text{к}}$ – числа Рейнольдса соответственно в НКТ и в межтрубном пространстве.

Давление $P_{\text{ук}}$ должно удовлетворять условию

$$P_{\text{ук}} \leq \min P_{\text{оп}} \text{ и } P_{\text{нп}} \quad (18.5)$$

где $P_{\text{оп}}$ – давление опрессовки эксплуатационной колонны, Па; $P_{\text{нп}}$ – наибольшее давление, которое может создавать передвижной насосный агрегат при закачке облегченной жидкости.

Совместным решением уравнений (18.2) и (18.5) можно найти минимально допустимое значение плотности облегченной жидкости для первого цикла циркуляции. Если порода продуктивного пласта слабоустойчива, то величину снижения плотности жидкости за один цикл циркуляции ограничивают. В некоторых случаях для уменьшения давления в скважине до уровня, при котором может начаться приток из пласта, приходится применять две и более жидкости; при этом плотность каждой последующей жидкости, закачиваемой в межколонное пространство, меньше плотности предыдущей.

Объем порции каждой облегченной жидкости

$$V_{\text{ос}} = 0,785(d^2 - d_{\text{н}}^2 + d_{\text{в}}^2)z_{\text{НКТ}}\alpha_{\text{с}}, \quad (18.6)$$

а продолжительность закачки

$$t_{\text{оз}} = V_{\text{ос}}/q_{\text{нп}}, \quad (18.7)$$

где $\alpha_{\text{с}}$ – коэффициент длины; $q_{\text{нп}}$ – подача насоса, закачивающего облегченную жидкость, м³/с.

Давление на забой с начала поступления облегченной жидкости в НКТ будет уменьшаться и в какой-то момент сравняется с пластовым

$$P_{\text{пл}} = [\rho_{\text{ос}}h_{\text{ос}} + (z_{\text{пл}} - h_{\text{ос}})\rho_{\text{п}}]g + \Delta P_{\text{пр}}\alpha_{\text{с}}(z_{\text{НКТ}} - h_{\text{ос}}) + \Delta P_{\text{ос}}\alpha_{\text{с}}h_{\text{ос}},$$

где $z_{\text{пл}}$ – глубина эксплуатационного горизонта, на которой давление равно $P_{\text{пл}}$, м; $h_{\text{ос}}$ – высота столба облегченной жидкости в НКТ, м; $\Delta P_{\text{пр}}$ и $\Delta P_{\text{ос}}$ – градиенты гидравлически потерь при течении соответственно тяжелой и облегченной жидкостей в НКТ, Па/м.

Тогда объем облегченной жидкости $V'_{\text{ос}}$, после закачки которого давления сравняются

$$V'_{\text{ос}} = F_{\text{к}}\alpha_{\text{с}}z_{\text{НКТ}} + F_{\text{в}}\alpha_{\text{с}}(\rho_{\text{п}}gz_{\text{пл}} + \Delta P_{\text{пр}}\alpha_{\text{с}}z_{\text{НКТ}} - P_{\text{пл}}) / [(\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{ос}})g + (\Delta P_{\text{пр}} - \Delta P_{\text{ос}})\alpha_{\text{с}}], \quad (18.8)$$

где $F_{\text{к}}$ и $F_{\text{в}}$ – площади сечения проходных каналов соответственно в межколонном пространстве и в НКТ, м².

При дальнейшем снижении давления в скважине возникает депрессия и может начаться приток из пласта

$$P_{\text{пл}} = (V''_{\text{ос}} - V'_{\text{ос}})[(\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{ос}})g + (\Delta P_{\text{пр}} - \Delta P_{\text{ос}})\alpha_{\text{с}}] / F_{\text{в}} \quad (18.9)$$

Задания для работы на занятии

Ознакомившись с методическими рекомендациями, произвести расчет центрирования обсадной колонны. Варианты для расчета представлены в таблице 18.1

Задача 1. Определить максимальное значение давления на устье скважины в процессе вызова притока из продуктивного пласта методом замещения жидкости на более легкую.

Исходные данные (варианты в таблице 18.1):

- плотность бурового раствора $\rho_{\text{р}}$;
- плотность воды $\rho_{\text{в}} = 1000$ кг/м³;
- глубина спуска НКТ $H_{\text{т}}$;
- потери давления:

в колонне труб – $\Delta P_{\text{т}}$

в затрубном пространстве – $\Delta P_{\text{кп}}$.

Решение

Максимальное значение давления на устье скважины определяются по формуле

$$P_{\text{уст}} = (\rho_{\text{р}} - \rho_{\text{в}})gH_{\text{т}} + \Delta P_{\text{т}} + \Delta P_{\text{кп}}, \quad (18.10)$$

Потери давления соответственно в затрубном пространстве и в колонне труб (определяют из справочных таблиц либо по специальной методике).

Задача 2. Определить объем жидкости, которую необходимо закачать в скважину в процессе вызова притока по методу замещения жидкости для создания депрессии на пласт.

Исходные данные (варианты в таблице 18.1):

- плотность бурового раствора ρ_p ;
- плотность воды $\rho_v = 1000$ кг/м³;
- глубина скважины H ;
- глубина спуска НКТ H_m ;
- среднее пластовое давление $P_{пл}$;
- потери давления:
в колонне труб – ΔP_t
в затрубном пространстве – $\Delta P_{кп}$;
- диаметр (внутренний) эксплуатационной колонны $D_{эв}$;
- колонна НКТ: внешний диаметр d_n и внутренний d_v ;

Решение

Объем легкой жидкости, которую необходимо подать в скважину, чтобы значения давлений на забое выровнялись, находим по формуле

$$V_B = S_{кп} H_T + S_T \left[\frac{(P_{пл} - \Delta P_{кп} - \Delta P_T) / g - H \rho_p}{\rho_p - \rho_v} \right], \quad (18.11)$$

где $S_{кп}$ – площадь сечения межтрубного пространства; S_T – площадь сечения внутренней полости НКТ.

Если объем жидкости, закачанной в скважину, превышает полученное значение, значит, создается депрессия на пласт и можно вызвать приток из пласта.

Вопросы для обсуждения

1. Что такое депрессия?
2. В чем суть метода замены утяжеленной жидкости на облегченную?

Таблица 18.1

Варианты исходных данных

Вариант	Плотность бурового раствора ρ_r , кг/м ³	Глубина спуска НКТ Нг, м	Потери давления, МПа		Внут. диаметр эксплуат. колонны Дэв, мм	КОЛОННА НКТ		Глубина скважины Н, м	Среднее пластовое давление Рпл, МПа
			в колонне труб - ΔP_t	забурном пространстве - $\Delta P_{кп}$		Внешний диаметр d_n , мм	Внутренний диаметр d_v мм		
1	1150	1250	1,2	0,6	156	73	62	1280	16,8
2	1200	1300	1,25	0,65	154	73	59	1330	17,48
3	1250	1325	1,3	0,7	152	60	50,3	1360	17,68
4	1300	1350	1,35	0,75	150	89	76	1380	17,94
5	1350	1375	1,4	0,8	148	73	62	1410	18,33
6	1400	1400	1,45	0,85	156	73	59	1435	18,67
7	1150	1425	1,5	0,9	154	60	50,3	1460	19,0
8	1200	1450	1,55	0,95	152	89	76	1480	19,24
9	1250	1475	1,6	0,98	150	89	73	1510	19,63
10	1300	1500	1,65	1,15	148	60	50,3	1530	19,9
11	1350	1550	1,68	0,6	156	73	62	1580	20,54
12	1400	1600	1,7	0,65	154	73	59	1630	21,2
13	1150	1650	1,73	0,7	152	60	50,3	1680	21,84
14	1200	1700	1,75	0,75	150	89	76	1730	22,5
15	1250	1750	1,8	0,8	148	73	62	1780	23,14
16	1300	1250	1,2	0,85	156	73	59	1280	16,8
17	1350	1300	1,25	0,9	154	60	50,3	1330	17,48
18	1400	1325	1,3	0,95	152	89	76	1360	17,68
19	1150	1350	1,35	0,98	150	89	73	1380	17,94
20	1200	1375	1,4	1,15	148	60	50,3	1410	18,33
21	1250	1400	1,45	0,6	156	73	62	1435	18,67
22	1300	1425	1,5	0,65	154	73	59	1460	19,0
23	1350	1450	1,55	0,7	152	60	50,3	1480	19,24
24	1400	1475	1,6	0,75	150	89	76	1510	19,63
25	1150	1500	1,65	0,8	148	73	62	1530	19,9
26	1200	1550	1,68	0,85	156	73	59	1580	20,54
27	1250	1600	1,7	0,9	154	60	50,3	1630	21,2
28	1300	1650	1,73	0,95	152	89	76	1680	21,84
29	1350	1700	1,75	0,98	150	89	73	1730	22,5
30	1400	1750	1,8	1,15	148	60	50,3	1780	23,14

19. Определение высоты цементного моста

Цель – ознакомление с методикой определения высоты цементного моста.

Формируемые компетенции: ОК-1; ОК-9; ПК-1; ПК-6; ПК-8; ПК-21.

Актуальность темы. Цель установки мостов – получение устойчивого водогазонефте непроницаемого стакана цементного камня определенной прочности для перехода на вышележащий горизонт, забуривания нового ствола, укрепления неустойчивой и кавернозной части ствола скважины, опробования горизонта с помощью испытателя пластов, капитального ремонта и консервации или ликвидации скважин.

Теоретическая часть

По характеру действующих нагрузок можно выделить две категории мостов: 1) испытывающих давление жидкости или газа и 2) испытывающих нагрузку от веса инструмента во время забуривания второго ствола, применения испытателя пластов или в других случаях.

Мосты, относящиеся ко второй категории, должны помимо газодонепроницаемости обладать весьма высокой механической прочностью.

Анализ промысловых данных показывает, что на мосты могут создаваться давления до 85 МПа, осевые нагрузки до 2 100 кН и возникают напряжения сдвига на 1 м длины моста до 30 МПа. Такие значительные нагрузки возникают при опробовании скважин с помощью испытателей пластов и при других видах работ.

Несущая способность цементных мостов в значительной мере зависит от их высоты, наличия (или отсутствия) и состояния глинистой корки или остатков бурового раствора на колонне. При удалении рыхлой части глинистой корки напряжение сдвига составляет 0,15–0,2 МПа. В этом случае даже при возникновении максимальных нагрузок достаточна высота моста 18–25 м. Наличие на стенках колонны слоя бурового (глинистого) раствора толщиной 1–2 мм приводит к уменьшению напряжения сдвига и к увеличению необходимой высоты до 180–250 м. В связи с этим высоту моста следует рассчитывать по формуле

$$H_M \geq H_0 - \frac{Q_M}{\pi D_c [\tau_M]}, \quad (19.1)$$

где H_0 – глубина установки нижней части моста; Q_M – осевая нагрузка на мост, обуславливаемая перепадом давления и разгрузкой колонны труб или испытателя пластов; D_c – диаметр скважины; $[\tau_M]$ – удельная несущая способность моста, значения которой определяются как адгезионными свойствами тампонажного материала, так и способом установки моста.

Герметичность моста также зависит от его высоты и состояния поверхности контакта, так как давление, при котором происходит прорыв воды, прямо пропорционально длине и обратно пропорционально толщине корки. При наличии между обсадной колонной и цементным камнем глинистой корки с напряжением сдвига 6,8–4,6 МПа, толщиной 3–12 мм градиент давления прорыва воды составляет соответственно 1,8 и 0,6 МПа на 1 м. При отсутствии корки прорыв воды происходит при градиенте давления более 7,0 МПа на 1 м.

Следовательно, герметичность моста в значительной мере зависит также от условий и способа его установки. В связи с этим высоту цементного моста следует также определять и из выражения

$$H_M \geq H_0 - \frac{p_M}{[\Delta p]}, \quad (19.2)$$

где p_M – максимальная величина перепада давлений, действующего на мост при его эксплуатации; $[\Delta p]$ – допустимый градиент давления прорыва флюида по зоне контакта моста со стенкой скважины; эту величину также определяют в основном в зависимости от способа установки моста, от применяемых тампонажных материалов.

Из значений высоты цементных мостов, определенных по формулам (20.1) и (20.2), выбирают большее. Ориентировочные значения $[\tau_M]$, $[\Delta p]$ при установке мостов через заливочную колонну с применением раствора из портландцемента в зависимости от технологии установки приведены в табл. 20.1.

Установка мостов производится по балансовому методу, сущность которого состоит в следующем. Спускают до забоя заливочные трубы и промывают скважину до выравнивания параметров бурового раствора, затем затворяют и продавливают в трубы цементный раствор. Необходимым условием при этом является обязательное соответствие плотности продаваемого раствора плотности бурового раствора, благодаря чему происходит уравнивание

ние цементного раствора в трубах и кольцевом пространстве. После продавки трубы поднимают до определенной отметки, а избыточный цементный раствор вымывают обратной промывкой.

Таблица 19.1

Ориентировочные значения $[\Delta p]$ и $[\tau_m]$

Условия и технологические мероприятия по установке моста	$[\Delta p]$, МПа/м	$[\tau_m]$, МПа/м
В обсаженной скважине		
С применением скребков и моющих буферных жидкостей	5,0	1,0
С применением моющих буферных жидкостей	2,0	0,5
Без скребков и жидкостей	1,0	0,05
В необсаженной		
С применением скребков и моющих буферных жидкостей	2,0	0,5
С применением абразивных буферных жидкостей	1,0	0,2
Без буферных жидкостей	1,0	0,05
Без буферных жидкостей	0,5	0,01

Установка моста имеет много общего с процессом цементирования колонн и обладает особенностями, которые сводятся к следующему:

- 1) используется малое количество тампонажных материалов;
- 2) нижняя часть заливочных труб ничем не оборудуется, стоп-кольцо не устанавливается;
- 3) не применяются резиновые разделительные пробки;
- 4) во многих случаях производится обратная промывка скважин для «срезки» кровли моста;
- 5) мост ничем не ограничен снизу и может растекаться под действием разности плотностей цементного и бурового растворов.

Установка моста – простая по замыслу и способу проведения операция, которая в глубоких скважинах существенно осложняется под действием таких факторов, как температура, давление, газ-, водонефтепроявления и др. Немаловажное значение имеют также длина, диаметр и конфигурация заливочных труб, реологические свойства цементного и бурового растворов, чистота ствола скважины и режимы движения нисходящего и восходящего потоков. На установку моста в необсаженной части скважины значительное влияние оказывает каверность ствола.

Цементные мосты должны быть достаточно прочными. Практика работ показывает, что если при испытании на прочность мост не разрушается при создании на него удельной осевой нагрузки 3,0–6,0 МПа и одновременной промывки, то его прочностные свойства удовлетворяют условиям как забуривания нового ствола, так и нагружения от веса колонны труб или испытателя пластов.

При установке мостов для забуривания нового ствола к ним предъявляется дополнительное требование по высоте. Это обусловлено тем, что прочность верхней части (*Н1*) моста должна обеспечить возможность забуривания нового ствола с допустимой интенсивностью искривления, а нижняя часть (*Н0*) – надежную изоляцию старого ствола.

Опыт бурения и эксплуатации скважин показывает, что оптимальное значение интенсивности искривления ствола составляет 1–2° на 10 м, что соответствует радиусу искривления более 500 м. Значение *Н0* определяют из условий (19.1) и (19.2).

Характерно, что число неудачных или безрезультатных операций одинаково велико при производстве работ как в обсаженной, так и в открытой части ствола скважины.

Анализ большого фактического материала, собранного на промыслах Кубани, Ставрополя, Дагестана, Чечни и Ингушетии, показал, что при увеличении глубин скважин число неудачных операций и работ, приведших к осложнению, не уменьшается, в то время как стоимость работ по ликвидации их последствий резко возрастает. При этом было установлено, что из всех видов работ, связанных с цементированием, наибольшее число операций с неудачным исходом приходится на установки мостов. По данным, опубликованным в США, из 143 операций, связанных с установкой мостов из латексцемента, только 89 (62,3 %) оказались удачными. Второе место по числу операций с неудачным или безрезультатным исходом занимает цементирование под давлением с целью проведения исправительных работ.

Установка цементного моста – трудоемкая и дорогостоящая операция. Так, время установки моста в 146-мм колонне на глубине 2400 м составляет 38,8 ч. При этом не учтены работы по забуриванию верхней части моста и различные осложнения, часто происходящие в скважинах. Для ускорения и удешевления этих работ многие исследователи предлагают устанавливать короткие

мости взамен обычных, в связи с чем были разработаны различные механизмы, спускаемые в скважину на трубах, кабеле или тросе. Однако по ряду технических причин они не нашли широкого применения и в настоящее время используются редко. Большая часть мостов устанавливается обычным способом при помощи заливочных труб. Поэтому здесь рассматриваются только примеры стандартной установки цементных мостов.

Анализ имеющихся данных показывает, что получение надежных мостов в глубоких скважинах зависит от комплекса одновременно действующих факторов, которые могут быть разделены на три группы.

Первая группа – природные факторы: температура, давление и геологические условия (кавернозность, трещиноватость, действие агрессивных вод, водо- и газопроявления и поглощения).

Вторая группа – технологические факторы: скорость движения потоков цементного и бурового растворов в трубах и кольцевом пространстве, реологические свойства растворов, химический и минералогический состав вяжущего материала, физико-механические свойства цементного раствора и камня, контракционный эффект тампонажного цемента, сжимаемость бурового раствора, неоднородность плотностей, коагуляция бурового раствора при смешении его с цементным (образование высоковязких паст), величина кольцевого зазора и эксцентricность расположения труб в скважине, время контакта буферной жидкости и цементного раствора с глинистой коркой.

Третья группа – субъективные факторы: использование неприемлемых для данных условий тампонажных материалов; неправильный подбор рецептуры раствора в лаборатории; недостаточная подготовка ствола скважины и использование бурового раствора с высокими значениями вязкости, СНС и водоотдачи; ошибки при определении количества продавочной жидкости, места расположения заливочного инструмента, дозировки реагентов для затворения цементного раствора на скважине; применение недостаточного числа цементируемых агрегатов; применение недостаточного количества цемента; низкая степень организации процесса установки моста.

Увеличение температуры и давления способствует интенсивному ускорению всех химических реакций, вызывая быстрое загу-

ствование (потерю прокачиваемости) и схватывание тампонажных растворов, которые после кратковременных остановок циркуляции иногда невозможно продавить.

До настоящего времени основной способ установки цементных мостов – закачивание в скважину цементного раствора в проектный интервал глубин по колонне труб, спущенной до уровня нижней отметки моста с последующим подъемом этой колонны выше зоны цементирования. Как правило, работы проводят без разделительных пробок и средств контроля за их движением. Процесс контролируют по объему продаваемой жидкости, рассчитываемому из условия равенства уровней цементного раствора в колонне труб и кольцевом пространстве, а объем цементного раствора принимают равным объему скважины в интервале установки моста. Эффективность данного способа низка, что и подтверждается данными практики: до 50 % мостов оказываются непрочными, негерметичными или они вообще отсутствуют.

Опыт установки мостов в глубоких высокотемпературных скважинах показывает, что в районах, которые отличаются высокими геотермическими условиями, установленные цементные мосты часто оказывались непрочными и негерметичными. В некоторых случаях при продавливании цементный раствор преждевременно схватывался в заливочных трубах.

Задания для работы на занятии

Ознакомившись с методическими рекомендациями определить высоту цементного моста. Задания выдаются преподавателем индивидуально каждому студенту.

Вопросы для обсуждения

1. Какова основная цель установки мостов?
2. На какие категории по характеру действующих нагрузок можно разделить цементные мосты?
3. От чего зависит несущая способность цементных мостов?
4. От чего зависит герметичность цементных мостов?
5. Как производится установка цементных мостов?
6. От каких факторов зависит надежность мостов в глубоких скважинах?

ЛИТЕРАТУРА

1. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Заканчивание скважин: учеб. пособие для вузов. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр» 2000. 670 с.
2. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин / под общ. ред. проф. А. И. Булатова. М.: Недра, 1981.
3. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: утв. Постановлением Госгортехнадзора России от 05.06.2003. №56: М., 2003. 256 с.
4. Соловьев Е. М. Сборник задач по заканчиванию скважин. М.: Недра, 1989. 251 с.: ил.
5. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1981.
6. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. М.: Изд-во ВНИИКРнефть, 1975.
7. Справочник инженера по бурению. Т. 1, 2 / под ред. В. И. Мищевича. М.: Недра, 1973.
8. Иогансен К. В. Спутник буровика. М.: Недра, 1990. 380 с.: ил.
9. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М., 1997. 195 с.
10. Трубы нефтяного сортамента: справочник / под ред. А. Е. Сарояна. М.: Недра, 1987
11. ГОСТ 20692-2003. Долота шарошечные. Типы и основные размеры. Технические требования. М.: Изд-во стандартов, 2003. 6 с.
12. ГОСТ 632-80. Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия. М.: Изд-во стандартов, 1989. 69 с.
13. Гульянц Г. М. Справочное пособие по противовибросовому оборудованию скважин. М.: Недра 1983. 384 с.
14. Инструкция по применению центраторов для обсадных колонн. Изд-во ВНИИБТ, 1972.
15. Инструкция по расчету бурильных колонн. М., 1997. 156 с.
16. Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. М.: 1999. 36 с.
17. Инструкция по одновременному производству буровых работ, освоению и эксплуатации нефтяных скважин в кусте. М.: 1996.
18. ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия. М.: Изд-во стандартов, 1998. 13 с.

19. ГОСТ 26798.2-96. Цементы тампонажные типов I-G и I-H. Методы испытаний. М.: Изд-во стандартов, 1998. 13 с.

20. Иванов С. И. Анализ научных и практических решений заканчивания скважин. Кн. 1 / С. И. Иванов, А. И. Блатов, В. А. Любимов, Р. С. Яремичук. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. 334 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Прочностные и весовые характеристики труб отечественного производства

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

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности					
		Д	Е		Л	М	Р
Трубы исполнения А							
1	2	3	4	5	6	7	8
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	50,7	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
	9,2	37,7	51,7	58,8	64,9	72,8	76,5
	10,5	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	43,6	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	69,6	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	98,5	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
194	10,9	29,8	39,0	43,1	46,4	50,2	51,8
	12,7	37,5	51,4	58,3	64,3	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
245	14,2	-	50,4	57,2	62,8	70,3	73,6
	7,9	9,2	-	-	-	-	-
	8,9	12,4	13,9	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
273	15,9	-	-	57,5	63,2	70,8	74,2
	7,1	5,1	-	-	-	-	-
	8,9	9,4	10,3	10,6	10,9	-	-
	10,2	13,1	14,9	15,5	16,0	16,5	-
	11,4	17,0	19,9	21,0	21,7	22,5	-
	12,6	20,9	25,4	27,2	28,3	29,7	30,3
	13,8	24,8	31,3	33,8	35,8	37,9	38,9
	15,1	-	37,6	41,6	44,5	48,0	49,5
299	16,5	-	-	50,0	54,3	59,7	62,1
	8,5	6,6	-	-	-	-	-
	9,5	8,8	-	-	-	-	-
	11,1	13,0	14,7	15,4	15,8	-	-
	12,4	16,8	19,6	20,7	21,4	22,3	22,5
324	14,8	-	30,0	32,4	34,1	36,1	37,0
	8,5	5,3	-	-	-	-	-
	9,5	7,2	7,6	7,8	-	-	-
	11,0	10,4	11,6	12,0	12,3	-	-
	12,4	13,9	15,9	16,6	17,1	17,6	17,8
340	14,0	18,2	21,7	22,9	23,8	24,8	25,2
	8,4	4,5	-	-	-	-	-
	9,7	6,7	7,2	7,3	-	-	-
	10,9	9,0	9,9	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
351	14,0	16,5	19,2	20,3	21,0	21,8	22,1
	15,4	20,1	24,3	26,0	-	-	-
	9,0	4,9	-	-	-	-	-
	10,0	6,6	7,1	7,3	-	-	-
377	11,0	8,4	9,2	9,5	9,7	-	-
	12,0	10,6	11,8	12,2	12,4	-	-
	9,0	4,0	-	-	-	-	-
377	10,0	5,4	5,8	-	-	-	-
	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	4,6	-	-	-	-	-	-
	16,1	8,7	-	-	-	-	-	-
Трубы исполнения Б								
Овальность 0,01								
Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
1	2	3	4	5	6	7	8	9
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	87,8	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	53,9	59,3	66,6	70,0
146	10,5	41,8	53,3	58,9	67,9	76,0	87,6	93,5
	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	37,9	42,2	45,6	50,0	51,9
168	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
	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
178	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
	6,9	12,8	14,5	15,1	-	-	-	-
194	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

1	2	3	4	5	6	7	8	9
194	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
	11,0	18,0	21,1	22,3	23,7	24,9	26,3	26,9
	12,0	21,1	25,0	26,6	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	26,0	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	-	-	-	-
	11,0	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 8,9	7,4 9,9	8,2 11,2	8,6 11,7	- 12,4	- 12,8	- 13,4	- 13,7
245	10,0 11,1 12,0 13,8	12,8 16,0 18,6 24,0	14,8 18,8 22,3 29,5	15,6 20,0 23,8 32,0	16,7 21,7 26,0 35,5	17,5 22,8 27,7 38,5	- 24,5 29,9 42,4	- 25,2 31,0 44,2
273	7,1 8,9 10,2 11,4 12,6 13,8	4,3 7,6 10,5 13,4 16,5 19,6	4,6 8,4 11,9 15,5 19,5 23,6	4,8 8,8 12,4 16,4 20,7 25,4	- - 13,1 17,5 22,4 27,8	- - 13,8 18,4 23,8 29,8	- - 14,5 19,6 25,5 32,3	- - 14,8 20,1 26,3 33,4
299	8,5 9,5 11,1 12,4 14,8	5,4 7,2 10,4 13,2 19,0	6,0 7,9 11,8 15,4 22,7	6,1 8,2 12,4 16,2 24,3	- 8,6 13,0 17,4 26,7	- 8,9 13,6 18,2 28,4	- 9,3 14,3 19,3 30,8	- 9,4 14,6 19,8 31,8
324	9,5 11,0 12,4 14,0	5,9 8,4 11,1 14,4	6,5 9,4 12,6 16,9	6,7 9,8 13,2 17,8	- 10,3 14,1 19,2	- 10,7 14,7 20,2	- 11,7 15,5 21,5	- 11,4 15,8 22,1
340	9,7 10,9 12,2 13,1 14,0	5,5 7,4 9,6 11,3 13,0	6,0 8,1 10,8 12,8 15,1	6,2 8,4 11,3 13,5 15,9	- - - - -	- - - - -	- - - - -	- - - - -
351	9,0 10,0 11,0 12,0	4,1 5,5 7,0 8,5	4,5 6,0 7,6 9,5	- - - -	- - - -	- - - -	- - - -	- - - -
377	9,0 10,0 11,0 12,0	3,4 4,5 5,8 7,2	3,7 4,9 6,4 7,9	- - - -	- - - -	- - - -	- - - -	- - - -
406	9,5 11,1 12,6	3,2 4,9 6,8	3,4 5,3 7,4	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -
426	10,0 11,0 12,0	3,3 4,2 5,3	3,5 4,6 5,8	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -
473	11,1	3,2	3,5	-	-	-	-	-
508	11,1	2,7	2,8	-	-	-	-	-

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

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
1	2	3	4	5	6	7	8	9
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	2548	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	1608 (1588)	(2078)	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	-	-	-

Продолжение приложения 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
168	8,9	1686 (1666)	(2176)	2450	2922	3372	4138	4608
	10,6	1980 (1960)	(2568)	2882	3432	3980	4884	5432
	12,1	2254 (2216)	(2902)	3274	3800	4490	5510	6138
178	5,9	1216	-	-	-	-	-	-
	6,9	1412 (1372)	(1804)	2038	-	-	-	-
	8,1	1626 (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 15,0	- -	- -	- -	3882 -	4628 4980	5354 5766	6570 7100
194	7,6	1686 (1646)	(2176)	2450	-	-	-	-
	8,3	1824 (1804)	(2372)	2666	3156	3666	4490	5000
	9,5	2078 (2038)	(2686)	3020	3588	4158	5118	5688
	10,9	2372 (2334)	(3058)	3452	4098	4746	5824	6472
	12,7	2744 (2686)	(3530)	3980	4726	5472	6706	7472
	15,1	-	-	-	5550	6412	7884	8766
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	7688
	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)	3628	4314	4980	-	-
	10,0	2784		4060	4824	5570	6844	7610

Продолжение приложения 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
245		(2744)	(3608)					
	11,1	3078	(3980)	4470	5334	6158	7579	8414
	12,0	3314	(4294)	4824	5746	6628	8158	9060
	13,8	3784	(4902)	5510	6550	7570	9296	10336
	15,9	-	-	-	7472	8648	10610	11806
273	7,1	2254	(2902)	3274	-	-	-	-
	8,9	2804	(3608)	4060	4844	5584	-	-
	10,2	3196	(4118)	4648	5510	6374	7924	8708
	11,4	3550	(4588)	5158	6138	7100	8708	9688
	12,6	3902	(5060)	5688	6746	7806	9590	10670
	13,8	4256	(5510)	6198	7354	8512	10454	11630
	15,1	-	-	6746	8002	9276	11376	12650
	16,5	-	-	-	8708	10080	12376	13748
299	8,5	2942	(3784)	4256	-	-	-	-
	9,5	3274	(4216)	4746	5648	6530	8022	8924
	11,1	3804	(4926)	5510	6550	7590	9316	10356
	12,4	4216	(5452)	6138	7296	8434	10356	11532
	14,8	5000	(6472)	7256	8630	9982	12258	13630
324	8,5	3196	-	-	-	-	-	-
	9,5	3550	(4588)	5158	-	-	-	-
	11,0	4098	(5294)	5962	7080	8198	10060	11178
	12,4	4608	(5942)	6688	7942	9198	11278	12552
	14,0	5178	(6668)	7512	8924	10316	12670	14102
340	8,4	3314	-	-	-	-	-	-
	9,7	3804	(4922)	5530	6590	-	-	-
	10,9	4274	(5510)	6198	7374	-	-	-
	12,2	4766	(6158)	6904	8218	9512	-	-
	13,1	5098	(6590)	7394	8806	10178	12494	13906

Окончание приложения 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
340	14,0	5432 (5334)	(7020)	7884	9374	10846	13316	14808
	15,4	-	-	-	10276	11886	14592	16220
351	9,0	3666 (3608)	(4746)	-	-	-	-	-
	10,0	4060 (3980)	(5256)	5902	7020	-	-	-
	11,0	4452 (4372)	(5746)	6472	7688	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)	-	-	-	-	-
	11,1	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	-	-	-	-	-	-
<p><i>Примечание.</i> Значения прочностных показателей, взятые в скобки, относятся только к трубам исполнения Б, значения прочностных показателей без скобок относятся к трубам исполнения А и Б.</p>								

1.3 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		ОТМ		ОТГ		
		короткой	удлиненной	нормальная муфта	специальная муфта	нормальная муфта	специальная муфта	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
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 (0,196)	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)	0,220	-	-	-
	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)	0,230 (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)	0,293	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	-	-	0,222	-	-	-
	7,0	0,243	0,245	0,245	0,239	-	-	-
	7,7	0,265	0,267	0,267	0,261	-	-	-
	8,5	0,290	0,292	0,292	0,286	0,292	0,287	0,282
	9,5	0,321	0,323	0,323	0,318	0,322	0,319	0,214
	10,7	0,358	0,360	0,360	0,354	0,360	0,355	0,349

Продолжение приложения 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
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	0,418
	11,5	0,470 (0,472)	0,473 (0,474)	0,471 (0,473)	0,467	0,473 (0,475)	0,469	0,461
	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	7,6	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	0,796	0,791	0,782	0,795	0,784	-
15,9	-	0,902	0,897	0,888	0,901	0,890	-	
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	-

Окончание приложения 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
273	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	-	-	-	-
351	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	1,089	-	-	-	-	-	-
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	1,238	-	-	-	-	-	-
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.

1.4. Внутренние давления, при которых напряжения в теле трубы по ГОСТ 632-80 достигают предела текучести, МПа

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
1	2	3	4	5	6	7	8	9
114	5,2	30,2	-	-	-	-	-	-
	5,7	33,1	-	-	-	-	-	-
	6,4	37,2 (36,5)	(48,0)	54,0	64,2	74,2	-	-
	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	122,5	136,2
	10,2	-	-	-	102,3	118,3	145,3	161,6
127	5,6	29,3	-	-	-	-	-	-
	6,4	33,4 (32,8)	(43,2)	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		45,8	54,4	-	-	-

168	8,9	(31,0) 35,1	(40,8)	51,0	60,6	70,1	86,1	95,7
	10,6	(34,5) 41,9	(45,4)	60,7	72,2	83,5	102,5	114,0
	12,1	(41,1) 47,7	(54,0)	69,3	82,4	95,4	117,1	130,1
178	5,9	22,1		-	-	-	-	-
	6,9	25,8		37,4	-	-	-	-
	8,1	(25,3) 30,3	(33,3)	43,9	52,3	-	-	-
	9,2	(29,7) 34,3	(39,1)	49,9	59,3	68,6	84,2	93,6
	10,4	(33,4) 38,8	(44,4)	56,4	67,1	77,5	95,2	105,9
	11,5	(38,1) 42,9	(50,2)	62,4	74,1	85,8	105,3	117,1
	12,7	(42,2) 47,4	(55,5)	68,9	81,9	94,7	116,3	129,3
	13,7	(46,6) -	(61,3)	74,3	88,3	102,2	125,5	139,5
194	7,6	-	-	-	96,7	111,9	137,4	152,7
	8,3	26,1	(38,6)	37,8	-	-	-	-
	9,5	(25,6) 28,4	(36,8)	41,3	49,1	56,9	69,8	77,5
	10,9	(27,9) 32,5	(42,1)	47,3	56,2	65,0	79,9	88,7
	12,7	(32,0) 37,4	(48,2)	54,2	64,5	74,6	91,7	101,9
	15,1	(36,7) 43,5	(56,3)	63,2	75,1	87,0	106,8	118,6
219	6,7	(42,7) -	-	-	89,3	103,4	127,0	141,1
	7,7	20,3		-	-	-	-	-
	8,9	23,3	(30,2)	33,9	-	-	-	-
	10,2	(22,9) 27,0	(34,8)	39,2	46,6	53,8	-	-
	11,4	(26,5) 30,9	(39,9)	44,9	53,3	61,8	75,8	84,3
	12,7	(30,4) 34,5	(44,6)	50,2	59,6	69,0	84,7	94,2
	14,2	(33,9) 38,5	(49,7)	55,9	66,5	76,9	94,4	104,9
245	7,9	(37,7) 43,1	(55,6)	62,4	74,3	86,0	105,5	177,4
	8,9	(42,3) 21,5	(27,7)	31,2	-	-	-	-
		(21,1) 24,2	(31,3)	35,1	41,8	48,2	-	-
		(23,7)						

245	10,0	27,2 (26,7)	(35,1)	39,4	46,9	54,2	66,6	74,0
	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	86,3	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 16,5	- -	- -	53,3 -	63,3 69,2	73,3 80,1	90,0 98,3	100,1 109,3
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	32,0 (32,4)	(42,5)	47,8	56,9	65,8	80,7	89,7
324	8,5 9,5	17,4 19,5 (19,1)	(25,2)	- 28,2	- -	- -	- -	- -
	11,0	22,5 (22,2)	(29,1)	32,7	38,9	45,0	55,3	61,5
	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 9,7	16,4 18,9 (18,6)	- -	- 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	-	-

340	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	-	-	-	-	-	-

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

**1.5 Страгивающие нагрузки для соединений обсадных труб
по ГОСТ 632-80, рассчитанные по формуле
Яковлева – Шумилова, кН**

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Трубы с короткой треугольной резьбой								
114	5,2	343	-	-	-	-	-	-
	5,7	421	-	-	-	-	-	-
	6,4	490 (480)	(627)	706	-	-	-	-
	7,4	- (578)	(755)	853	-	-	-	-
	8,6	(696)	(912)	1019	1216	1412	1726	1922
127	5,6	441	-	-	-	-	-	-
	6,4	539 (529)	(706)	784	-	-	-	-
	7,5	666 (657)	(863)	970	1147	-	-	-
	9,2	(833)	(1098)	1235	1461	1696	2079	2314
140	6,2	568 (558)	(735)	833	-	-	-	-
	7,0	666 (657)	(863)	970	-	-	-	-
	7,7	755 (745)	(970)	1098	1304	1510	1853	2059
	9,2	(912)	(1206)	1353	1608	1863	2294	2549
	10,5	1068	(1402)	1578	1873	2167	2667	2961
146	6,5	637 (627)	(823)	931	-	-	-	-
	7,0	706 (696)	(912)	1019	-	-	-	-
	7,7	794 (774)	(1019)	1147	-	-	-	-
	8,5	(872)	(1157)	1294	1539	1784	2196	2441
	9,5	- (1000)	(1314)	1480	1755	2030	2500	2775
	10,7	1147	(1510)	1696	2110	2324	2863	3177

Продолжение приложения 1.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
245	10,0	1726 (1686)	(2226)	2500	2971	3442	4226	4697
	11,1	(1902)	(2510)	2814	3353	3873	4756	5285
	12,0	(2079)	(2736)	3079	3658	4226	5197	5776
	13,8	(2422)	(3187)	3589	4266	4932	6060	6737
273	7,1	1157 (1137)	(1490)	1676	-	-	-	-
	8,9	1657 (1627)	(2137)	2402	2863	3314	-	-
	10,2	1941 (1912)	(2510)	2824	3353	3883	4776	5305
	11,4	2206 (2167)	(2853)	3206	3814	4413	5423	6021
	12,6	2471 (2422)	(3197)	3589	4266	4932	6060	6737
	13,8	2726 (2677)	(3530)	3962	4717	5452	6698	7443
	15,1 16,5	- -	- -	- -	4373 -	5197 5707	6011 6609	7384 8120
299	8,5	1676 (1647)	(2167)	2441	-	-	-	-
	9,5	1912 (1882)	(2481)	2785	3304	3834	4707	5227
	11,1	2294 (2255)	(2961)	3334	3962	4589	5629	6256
	12,4	2599 (2549)	(3363)	3775	4491	5197	6374	7090
	14,8	(3099)	(4079)	4589	5452	6305	7737	8610
324	8,5	1784	-	-	-	-	-	-
	9,5	2039 (2000)	(2628)	2961	3520	-	-	-
	11,0	2412 (2373)	(3118)	3510	4167	4825	5923	6580
	12,4	2765 (2716)	(3569)	4011	4776	5521	6776	7541
14,0	3157 (3099)	(4079)	4589	5452	6315	7757	8620	
340	8,4	1824	-	-	-	-	-	-
	9,7	2157 (2118)	(2794)	3138	3736	-	-	-
	10,9	2471 (2432)	(3197)	3589	4275	-	-	-
	12,2	2814 (2755)	(3628)	4079	4854	5619	-	-

Продолжение приложения 1.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
340	13,1	3040 (2991)	(3932)	4422	5256	6080	7463	8296
	14,0	3275 (3216)	(4226)	4756	5648	6541	8031	8924
	15,4	-		-	6266	7257	8904	9905
351	9,0	1706 (1667)	(2196)	-	-	-	-	-
	10,0	1951 (1922)	(2530)	2844	3373	-	-	-
	11,0	2206 (2167)	(2853)	3206	3814	4413	-	-
	12,0	2461 (2412)	(3177)	3569	4246	4913	-	-
377	9,0	1784 (1755)	(2314)	-	-	-	-	-
	10,0	2059 (2020)	(2657)	2981	-	-	-	-
	11,0	2324 (2275)	(3001)	3373	4001	-	-	-
	12,0	2579 (2540)	(3334)	3756	4462	-	-	-
406	9,5	2520 (2471)	(3255)	-	-	-	-	-
	11,1	3020 (2961)	(3893)	4383	-	-	-	-
	12,6	3481 (3422)	(4501)	5060	-	-	-	-
	16,7	4736	-	6884	-	-	-	-
426	10,0	2226 (2186)	(2883)	-	-	-	-	-
	11,0	2510 (2471)	(3246)	3648	-	-	-	-
	12,0	2804 (2745)	(3618)	4069	-	-	-	-
473	11,1	3353 (3295)	(4334)	-	-	-	-	-
508	11,1	3520 (3452)	(4540)	-	-	-	-	-
	12,7	4089	-	-	-	-	-	-
	16,1	5305	-	-	-	-	-	-
Трубы с удлиненной треугольной резьбой								
114	6,4	500	-	725	863	1000	-	-
	7,4	598 (588)	(774)	827	1039	1206	1480	-
	8,6	725 (706)	(931)	1049	1245	1441	1775	1971
	10,2	-	-	-	1520	1755	2157	2392

Продолжение приложения 1.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
127	6,4	558	-	823	970	1127	-	-
	7,5	686	-	1000	1196	1382	1696	1882
	9,2	882	(892)	1284	1520	1765	2167	2402
	10,7	(863) 1049	(1137) -	1520	1804	2088	2569	2853
140	7,0	696	(902)	1010	1206	1392	-	-
	7,7	(686) 784	(1010)	1137	1353	1569	1922	2137
	9,2	(774) 970	(1255)	1412	1676	1941	2383	2647
	10,5	(951) 1127	(1461)	1637	1951	2255	2775	3079
146	7,0	735	(951)	1068	1265	1461	-	-
	7,7	(725) 823	(1068)	1196	1431	1657	-	-
	8,5	(813) 931	(1206)	1353	1608	1863	2285	2540
	9,5	(912) 1059	(1372)	1539	1833	2128	2608	2902
	10,7	(1039) 1216	(1569)	1765	2098	2432	2981	3314
168	7,3	882	-	1284	-	-	-	-
	8,9	1127	(1461)	1637	1951	2255	2765	3079
	10,6	(1108) 1132	(1784)	2010	2383	2765	3393	3765
	12,1	(1353) 1598	(2069)	2324	2765	3197	3932	4364
178	8,1	1068	(1372)	1549	1833	-	-	-
	9,2	(1049) 1235	(1598)	1804	2137	2481	3040	3383
	10,4	(1216) 1431	(1843)	2079	2471	2853	3510	3903
	11,5	(1402) 1598	(2069)	2324	2765	3197	3922	4364
	12,7	(1569) 1784	(2304)	2589	3079	3569	4383	4864
	13,7	(1755) -	-	2814	3344	3873	4756	5285
	15,0	- -	-	-	3677	4256	5227	5815
194	8,3	1186	(1539)	1726	2059	2383	2922	3246
	9,5	(1167) 1402	(1804)	2030	2412	2794	3432	3814
	10,9	(1372) 1637		2383	2834	3275	4020	4471

Окончание приложения 1.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
194	12,7	(1608) 1941	(2118)	2824	3353	3883	4766	5295
	15,1	(1912) -	(2510) -	-	4040	4677	5737	6374
219	8,9	1471 (1441)	(1892)	2128	2540	2932	-	-
	10,2	1726 (1696)	(2226)	2500	2971	3442	4226	4697
	11,4	1961 (1922)	(2530)	2844	3383	3912	4795	5335
	12,7	2206 (2167)	(2853)	3206	3805	4413	5413	6021
	14,2	2490 (2441)	(3216)	3618	4305	4981	6109	6796
245	8,9	1627 (1598)	(2108)	2373	2814	3255	-	-
	10,0	1873 (1843)	(2422)	2716	3236	3746	4586	5109
	11,1	2108 (2069)	(2726)	3069	3648	4217	5178	5756
	12,0	2304 (2265)	(2981)	3353	3981	4609	5658	6286
	13,8	2687 (2638)	(3471)	3903	4648	5374	6600	7335
	15,9	-	-	-	5403	6256	7678	8541
<p><i>Примечание.</i> Значения прочностных показателей, взятые в скобки, относятся только к трубам исполнения Б, значения прочностных показателей без скобок относятся к трубам исполнения А и Б.</p>								

**1.6. Допустимые растягивающие 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
1	2	3	4	5	6	7	8
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	863	980	-	-
	7,5	853*	941	1029	1167	1353	1500
	9,2	1029*	1167	1284	1461	1696	1873
	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	1118*	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	1118*	-	-	-	-	-
	8,1	1304*	1461	1608	-	-	-
	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

Окончание приложения 1.6

1	2	3	4	5	6	7	8
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	3687	4266	4717
	14,2	-	3256	3628	4128	4786	5286
245	7,9	1755	-	-	-	-	-
	8,9	2000*	2246	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
273	15,9	-	-	4580	5197	6041	6668
	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
299	15,1	-	4325	4884	5560	6453	7120
	16,5	-	-	5315	6080	7051	7786
	8,5	2285	-	-	-	-	-
	9,5	2569	-	-	-	-	-
	11,1	3040	3432	3873	4217	-	-
	12,4	3383*	3854	4354	4736	5776	6374
324	14,8	-	4609	5197	5943	6943	7659
	9,5	2795	3158	3579	-	-	-
	11,0	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).							

**1.7. Допустимые растягивающие нагрузки для соединений
обсадных труб ОТТМ и ОТТГ по ГОСТ 632-80
со специальными муфтами с уменьшенным наружным
диаметром исполнения А (с учетом запаса прочности
для резьбового соединения 1,75 от разрушающей нагрузки), кН**

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр муфты, мм	Группа прочности					
			Д	Е	Л	М	Р	Т
114	6,4	123,8	657*	696	765	873	-	-
	7,4		755*	823	931	1029	1196	-
	8,6; 10,2		823	873	961	1088	1255	1432
127	6,4	136,5	735*	784	863	980	-	-
	7,5		853*	941	1029	1167	1353	1500
	9,2; 10,7		922	971	1069	1216	1412	1599
140	6,2	149,2	784*	-	-	-	-	-
	7,0		882*	961	1059	1196	-	-
	7,7		971*	1069	1177	1333	1549	1706
	9,2; 10,5		1029	1088	1196	1363	1579	1745
146	6,5	156,0	863*	-	-	-	-	-
	7,0		931*	-	-	-	-	-
	7,7		1020*	1118	1235	1402	-	-
	8,5; 9,5; 10,7		1118	1177	1294	1471	1706	1883
168	7,3	177,8	1118*	1226	-	-	-	-
	8,0		1216*	1333	1461	-	-	-
	8,0; 10,6; 12,1		1265	1333	1461	1667	1932	2128
178	6,9	187,3	1128*	-	-	-	-	-
	8,1		1314*	1432	1579	-	-	-
	9,2; 10,4		1363	1432	1579	1794	2079	2295
	11,5; 12,7 13,7; 15,0							
194	7,6	206,4	1353*	-	-	-	-	-
	8,3		1471*	1637	1804	2049	2383	2628
	9,5		1667*	1902	2089	2373	2755	3040
	10,9; 12,7; 15,1		1892	1991	2196	2491	2893	3187
219	7,7	231,8	1549*	-	-	-	-	-
	8,9		1785*	2000	2216	2520	-	-
	10,2		2030*	2295	2530	2873	3334	-
	11,4; 12,7; 14,2		2187	2295	2530	2873	3334	3677
245	7,9	257,2	1755	-	-	-	-	-
	8,9		2000*	2246	2481	2824	-	-
	10,0		2236*	2540	2814	3197	3707	-
	11,1; 12,0 13,8; 15,9		2432	2559	2814	3197	3707	4099
273	8,9	285,8	2206	2491	2795	3177	-	-
	10,2		2550	2854	3138	3569	4138	-
	11,4; 12,6		2716	2854	3138	3569	4138	4570
	13,8; 15,1; 16,5							

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

1.8. Допустимые растягивающие нагрузки для обсадных труб ТБО по ГОСТ 632 – 80 исполнения А (с учетом запаса прочности для резьбового соединения 1,75 от разрушающей нагрузки), кН

Условный наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности					
		Д	Е	Л	М	Р	Т
127	9,2; 10,7	882	931	1020	1167	1353	1490
140	9,2; 10,5	1020	1069	1177	1333	1549	1716
146	8,5; 9,5; 10,7	1118	1177	1294	1471	1706	1883
168	8,9; 10,6; 12,1	1284	1353	1490	1696	1961	2167
178	9,2; 10,4; 11,5; 12,7; 13,7; 15,0	1333	1402	1539	1745	2030	2236
194	9,5 10,9; 12,7; 15,1	1667* 1843	1902 1941	2089 2138	2373 2432	2755 2814	3040 3109
*Допустимые нагрузки, при которых напряжение в теле трубы достигает 0,8 от предела текучести (коэффициент запаса прочности равен 1,25).							

**1.9. Допустимые растягивающие нагрузки для обсадных труб
ОТТМ и ОТТГ с нормальным диаметром муфт по ГОСТ 632-80
исполнения Б (с учетом запаса прочности для резьбового
соединения 1,8 от разрушающей нагрузки), кН**

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
1	2	3	4	5	6	7	8	9
114	7,4	715*	794	804	882	1000	1157	-
	8,6	823*	941	941	1039	1179	1363	1510
127	7,5	804*	902	912	1000	1137	1323	1461
	9,2	980*	1127	1137	1255	1422	1647	1824
140	7,7	912*	1039	1039	1137	1294	14510	1667
	9,2	1078*	1255	1255	1382	1578	1824	2020
	10,5	1216*	1441	1451	1588	1814	2098	2314
146	7,7	961*	1088	1088	1196	1363	-	-
	8,5	1049*	1206	1216	1333	1520	1765	1941
	9,5	1167*	1363	1372	1510	1706	1981	2186
	10,7	1304*	1539	1549	1706	1941	2245	2481
168	8,0	1157*	1314	1324	-	-	-	-
	8,9	1274*	1480	1480	1627	1853	2157	2373
	10,6	1500*	1784	1784	1971	2235	2589	2863
	12,1	1706*	2039	2049	2255	2569	2971	3285
178	8,1	1235*	1412	1422	1559	-	-	-
	9,2	1392*	1627	1627	1794	2039	2363	2608
	10,4	1569*	1853	1863	2049	2324	2696	2981
	11,5	1726*	2059	2069	2275	2579	2991	3304
	12,7	1882*	2275	2216	2441	2775	3216	3550
194	9,5	1578*	1843	1853	2030	2314	2677	2961
	10,9	1794*	2128	2137	2353	2677	3099	3422
	12,7	2059*	2490	2500	2745	3128	3628	4011
219	8,9	1686*	1892	1951	2157	2451	-	-
	10,2	1922*	2186	2245	2500	2844	3295	3638
	11,4	2128*	2392	2451	2814	3197	3707	4099
	12,7	2363*	2745	2824	3148	3579	4148	4579
245	14,2	2618*	3089	3857	3530	4011	4658	5139
	8,9	1882*	2118	2186	2422	2745	-	-
	10,0	2108*	2402	2471	2745	3118	3618	4001
	11,1	2334*	2677	2755	3069	3491	4050	4471
	12,0	2510*	2902	2991	3334	3795	4393	4854
273	13,8	2863*	3353	3461	3854	4383	5080	5609
	8,9	2118*	2334	2412	2716	3089	-	-
	10,2	2412*	2696	2794	3148	3579	4158	4589
	11,4	2687*	3030	3138	3550	4040	4677	5168
12,6	2951*	3373	3481	3932	4481	5197	5737	

Окончание приложения 1.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
299	9,5	2471	2726	2834	3197	3481	-	-
	11,1	2873*	3216	3334	3765	4099	-	-
	12,4	3197*	3618	3746	4236	4609	5609	6198
324	9,5	2677	2961	3079	3481	3962	-	-
	11,0	3099*	3461	3589	4060	4638	-	-
	12,4	3471*	3932	4079	4609	5256	6119	6747
340	9,7	2873	3187	3304	3736	-	-	-
	10,9	3226*	3608	3736	4226	-	-	-
	12,2	3599*	4060	4207	4756	5423	-	-
<p><i>Примечания:</i></p> <p>1. Допустимые нагрузки, при которых напряжения в теле труб достигают 0,77 от предела текучести (коэффициент запаса прочности равен 1,3) отмечены звездочкой (*).</p> <p>2. Допустимые растягивающие нагрузки, приведенные в настоящем приложении, относятся к вертикальным скважинам и к скважинам с интенсивностью искривления ствола до 3,5° на 10 м</p>								

1.10. Допустимые растягивающие нагрузки для соединений обсадных труб ОТТМ и ОТТГ со специальными муфтами с уменьшенным наружным диаметром по ГОСТ 632-80 исполнения Б (с учетом запаса прочности для резьбового соединения 1,8 от разрушающей нагрузки), кН

Условный наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр муфты, мм	Группа прочности					
			Д	Е	Л	М	Р	Т
114	7,4	123,8	725*	804	882	1000	1157	-
	8,6		804	843	931	1059	1225	1353
127	7,5	136,5	823*	912	1000	1137	1323	1461
	9,2		902	941	1039	1186	1372	1510
140	7,7	149,2	931*	1039	1137	1294	1510	1667
	9,2; 10,5		1010	1059	1167	1323	1539	1696
146	7,7	156,0	980*	1088	1196	1363	-	-
	8,5; 9,5; 10,7		1076	1147	1255	1431	1657	1833
168	8,0; 8,9;	177,8	1196	1294	1422	1618	1882	2069
	10,6 12,1							
178	8,1	187,3	1255*	1392	1529	1745	2020	2226
	9,2; 10,4; 11,5; 12,7		1323	1392	1529	1745	2020	2226
194	9,5	206,4	1608*	1853	2030	2314	2677	2961
	10,9; 12,7		1833	1941	2128	2422	2814	3099
219	8,9	231,8	1716*	1951	2157	2451	-	-
	10,2;		1951*	2235	2461	2794	3236	-
	11,4; 12,7; 14,2		2128	2235	2461	2794	3236	-
245	8,9	257,2	1922*	2186	2422	2745	-	-
	10,0		2147*	2471	2736	3118	3608	-
	11,1; 12,0 13,8		2363	2490	2736	3118	3608	3981
273	8,9	285,8	2147	2412	2716	3089	-	-
	10,2		2461*	2775	3049	3471	4020	-
	11,4; 12,6		2638	2775	3049	3471	4020	4442

*Допустимые нагрузки, при которых напряжения в теле труб достигают 0,77 от предела текучести (коэффициент запаса прочности равен 1,3).

1.11. Допустимые растягивающие нагрузки для обсадных труб ТБО по ГОСТ 632-80 исполнения Б (с учетом запаса прочности для резьбового соединения 1,8 от разрушающей нагрузки, кН)

Условный наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
127	9,2; 10,7	833	902	902	1000	1127	1314	1451
140	9,2; 10,5	961	1039	1039	1147	1304	1510	1667
146	9,2; 10,7	1059	1137	1147	1255	1431	1657	1833
168	8,9; 10,6 12,1	1216	1314	1314	1451	1647	1912	2108
178	9,2; 10,4 11,5; 12,7	1255	1353	1363	1490	1696	1971	2177
194	9,5 12,7; 10,9; 15,1	1578* 1745	1843 1882	1853 1892	2030 2079	2314 2363	2677 2736	2961 3020
*Допустимые нагрузки, при которых напряжения в теле труб достигают 0,77 от предела текучести (коэффициент запаса прочности равен 1,3)								

**ПРОЧНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИМПОРТНЫХ
ОБСАДНЫХ ТРУБ (ПО СТАНДАРТАМ АНИ)**

2.1. Наименьшее сминающее давление, МПа

Наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Марка стали							
		H – 40	J – 55, К – 55	C – 75	N – 80	C – 90*	C – 95	P- 110	V -150*
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
114,3 (4 ½)	5,21	19,1	22,8	-	-	-	-	-	-
	5,69	-	27,6	-	-	-	-	-	-
	6,35	-	34,2	42,2	43,7	46,8	48,3	52,1	-
	7,37	-	-	56,3	58,8	64,0	66,5	73,5	-
	8,56	-	-	-	-	84,1	-	98,7	124,8
127,0 (5)	5,59	-	21,1	-	-	-	-	-	-
	6,43	-	28,5	-	-	-	-	-	-
	7,52	-	38,2	48,0	50,0	53,9	55,8	60,9	70,7
	9,19	-	-	68,9	72,2	79,3	82,7	92,7	116,2
	10,72	-	-	-	-	95,8	-	-	157,5
	11,10	-	-	-	-	98,8	-	-	164,8
	12,70	-	-	-	-	-	-	-	186,1
139,7 (5 1/2)	6,20	18,1	21,5	-	-	-	-	-	-
	6,98	-	27,8	-	-	-	-	-	-
	7,72	-	33,8	41,9	43,2	46,3	47,7	51,4	57,2
	9,17	-	-	58,14	60,9	66,3	68,9	76,4	92,9
	10,54	-	-	72,1	77,0	85,2	89,0	100,1	126,8
168,3 (6 5/8)	7,32	17,4	20,5	-	-	-	-	-	-
	8,94	-	31,5	38,4	39,7	42,2	43,3	46,3	-
	10,59	-	-	53,9	56,3	61,1	63,4	69,9	-
	12,06	-	-	67,7	71,2	78,0	81,4	91,0	-
177,8 (7)	5,87	10,0	-	-	-	-	-	-	-
	6,91	13,6	-	-	-	-	-	-	-
	8,05	-	15,7	-	-	-	-	-	-
	9,19	-	22,5	26,0	26,4	27,7	28,6	-	-
	10,36	-	29,8	36,2	37,2	39,4	40,5	42,8	-
	11,51	-	-	46,6	48,4	52,1	53,9	58,6	68,4
	12,65	-	-	56,8	59,3	64,4	67,1	74,1	89,7
	13,72	-	-	67,0	70,2	76,9	80,2	89,7	111,9
193,7 (7 5/8)	7,62	14,0	-	-	-	-	-	-	-
	8,33	-	19,9	22,6	23,4	24,8	25,6	-	-
	9,52	-	-	32,2	33,0	34,5	35,3	36,8	-
	10,92	-	-	43,5	45,2	48,5	50,0	54,1	61,1
	12,70	-	-	58,1	60,7	66,1	68,8	76,3	92,7
	15,11	-	-	-	-	94,1	-	-	135,7
219,1 (8 5/8)	6,71	-	9,4	-	-	-	-	-	-
	7,72	11,3	-	-	-	-	-	-	-
	8,94	15,2	17,4	-	-	-	-	-	-
	10,16	-	23,8	27,7	28,2	29,2	30,1	-	-
	11,43	-	-	36,9	38,0	40,3	41,5	44,0	-

Продолжение приложения 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
219,1 (8 5/8)	12,70 14,15	- -	- -	46,1 56,5	47,9 59,0	51,5 64,2	53,2 66,8	57,9 73,9	66,5 89,2
244,5 (9 5/8)	7,92 8,94 10,03 11,05 11,99 13,84 15,11** 15,88** 19,05**	9,6 12,0 - - - - - - -	- 13,9 17,7 - - - - - -	- - 20,5 25,9 31,9 44,0 - - -	- - 21,3 26,3 32,7 45,6 - - -	- - 22,4 27,5 34,3 48,9 58,9 64,9 -	- - 22,9 28,4 35,0 50,5 - - -	- - - 30,5 36,6 54,7 - - -	- - - - - 61,9 79,7 90,5 135,4
273,02 (10 3/4)	7,09 8,89 10,16 11,43 12,57 13,84 15,11 16,51** 17,78** 19,05**	6,1 9,8 - - - - - - - -	- 10,9 14,4 18,6 - - - - - -	- - - 21,4 27,2 - - - - -	- - - 22,2 27,7 - - - - -	- - - 23,4 28,7 37,5 46,5 56,3 -	- - - 24,0 29,6 - - - - -	- - - 25,3 31,9 40,4 51,7 63,9 -	- - - - - - 57,4 75,1 - -
298,4 (11 3/4)	8,46 9,52 11,05 12,42	7,4 - - -	- 10,4 14,3 18,3	- - - 21,2	- - - 22,0	- - - 23,1	- - - 23,7	- - - -	- - - -
339,7 (13 3/8)	8,38 9,65 10,92 12,19 13,06 13,97** 15,44** 18,26**	5,3 - - - - - - -	- 7,7 10,6 13,4 - - - -	- - - - 17,8 20,6 26,3 39,4	- - - - 18,4 21,4 26,7 40,7	- - - 15,9 19,1 - - -	- - - - 19,4 - - -	- - - - - - - -	- - - - 19,8** * - -
406,4 (16)	9,52 11,13 12,57 16,66** 18,16**	4,6 - - - -	- 7,1 9,7 17,6 -	- - - 20,5 -	- - - 21,3 -	- - - - -	- - - - -	- - - - -	- - - - -
473,1 (18 5/8)	11,05	4,3***	4,3***	-	-	-	-	-	-
508,0 (20)	11,13 12,70 16,13	3,6*** - -	3,6*** 5,3*** 10,3	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -
<p>* Стали С – 90, V -150 стандартом не предусмотрены. ** Толщины стенок не по стандарту. *** Смятие происходит вследствие превышения предела упругости.</p>									

2.2. Внутренние давления, при которых напряжения в теле трубы достигают предела текучести, МПа

Наруж- ный диаметр трубы, мм (дюй- мов)	Толщи- на стенки, мм	Внут- рен- ний диаметр трубы, мм	Марка стали							
			H – 40	J – 55, K – 55	C – 75	N – 80	C – 90*	C – 95	P – 110	V – 150*
114,3 (4 ½)	5,21	103,9	22,0	30,2	-	-	-	-	-	-
	5,69	102,9	-	33,0	-	-	-	-	-	-
	6,35	101,6	-	36,9	50,2	53,6	60,2	63,7	73,7	-
	7,37	99,6	-	-	58,3	62,2	69,9	73,8	85,5	-
	8,56	97,2	-	-	-	-	81,2	-	99,4	135,5
127,0 (5)	5,59	115,8	-	29,2	-	-	-	-	-	-
	6,43	114,1	-	33,5	-	-	-	-	-	-
	7,52	112,0	-	39,3	53,5	57,2	64,1	67,8	78,6	107,1
	9,19	108,6	-	-	65,5	69,9	78,4	82,9	96,1	131,0
	10,72	105,6	-	-	-	-	91,6	-	-	-
	11,10	104,8	-	-	-	-	94,8	-	-	-
139,7 (5 ½)	6,20	127,3	21,5	29,4	-	-	-	-	-	-
	6,98	125,7	-	33,1	-	-	-	-	-	-
	7,72	124,3	-	36,7	50,0	53,3	59,9	63,3	73,3	-
	9,17	121,4	-	-	59,3	63,3	71,2	75,2	87,2	118,7
	10,54	118,6	-	-	68,2	72,7	81,8	86,5	100,1	136,6
168,3 (6 5/8)	7,32	153,7	21,0	28,8	-	-	-	-	-	-
	8,94	150,4	-	35,2	48,0	51,3	57,6	60,9	70,5	-
	10,59	147,1	-	-	57,0	60,7	68,2	72,1	83,5	-
	12,06	144,2	-	-	64,9	69,2	77,7	82,2	95,1	-
177,8 (7)	5,87	166,1	15,9	-	-	-	-	-	-	-
	6,91	164,0	18,7	25,8	-	-	-	-	-	-
	8,05	161,7	-	30,0	41,0	43,7	49,0	51,9	-	-
	9,19	159,4	-	34,3	46,8	49,9	59,3	59,3	68,6	-
	10,36	157,1	-	-	52,7	56,3	66,8	63,2	77,4	105,5
	11,51	154,8	-	-	58,5	62,4	74,1	70,1	85,9	117,1
	12,65	152,5	-	-	64,4	68,6	81,6	77,2	94,4	128,7
	13,72	150,4	-	-	69,8	74,4	88,3	88,3	102,4	139,6
193,7 (7 5/8)	7,62	178,5	18,9	-	-	-	-	-	-	-
	8,33	177,0	-	28,5	38,9	41,0	46,6	49,3	-	-
	9,52	174,7	-	-	44,4	47,4	59,3	56,4	65,3	-
	10,92	171,9	-	-	51,0	54,4	61,1	64,6	74,8	102,0
	12,70	168,3	-	-	59,3	63,2	71,5	75,1	90,0	118,6
	15,11	163,5	-	-	-	-	-	-	-	141,2
219,1 (8 5/8)	6,71	205,7	-	20,3	-	-	-	-	-	-
	7,72	203,7	17,1	-	-	-	-	-	-	-
	8,94	201,2	19,7	27,1	-	-	-	-	-	-
	10,16	198,8	-	30,7	42,0	44,7	50,2	53,1	-	-
	11,43	196,2	-	-	47,2	50,3	56,5	59,8	69,2	-
	12,70	193,7	-	-	52,4	56,0	62,8	66,5	76,9	104,9
	14,15	190,8	-	-	58,4	62,4	69,9	74,0	85,7	116,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
244,5 (9 5/8)	7,92 8,94 10,03 11,05 11,99 13,84 15,11** 15,88** 19,05**	228,7 226,6 224,4 222,4 220,5 216,8 214,3 212,7 206,4	15,7 17,6 - - - - - - -	- 24,2 27,2 - - - - - -	- - 37,2 40,9 44,4 50,7 - - -	- - 39,6 43,6 47,4 54,6 - - -	- - 44,4 49,0 53,1 61,4 67,0 70,4 -	- - 47,1 51,8 56,2 64,9 - - -	- - - 60,0 65,1 75,1 - - -	- - - - - 102,4 111,9 117,4 124,5
273,0 (10 ¾)	7,09 8,89 10,16 11,43 12,57 13,84 15,11 16,51** 17,78** 19,05**	258,8 255,2 252,7 250,1 247,9 245,8 242,8 240,0 237,5 234,9	12,5 15,7 - - - - - - - -	- 21,6 24,7 27,7 - - - - - -	- - - 37,8 41,7 - - - - -	- - - 40,4 44,4 - - - - -	- - - 45,3 49,8 54,9 60,0 63,0 -	- - - 47,9 52,7 - - - -	- - - 55,6 61,1 67,2 73,4 - -	- - - - - - 100,1 109,4 117,7 126,2
298,4 (11 ¾)	8,46 9,52 11,05 12,42	281,5 279,4 276,3 273,6	13,6 - - -	- 21,2 24,5 27,6	- - - 37,6	- - - 40,2	- - - 45,1	- - - 47,6	- - - -	- - - -
339,7 (13 3/8)	8,38 9,65 10,92 12,19 13,06 13,97** 15,44** 18,26**	322,9 320,4 317,9 315,3 313,6 311,8 308,8 303,2	12,0 - - - - - - -	- 18,8 21,3 23,7 - - - -	- - - - 34,7 37,2 41,2 43,2	- - - - 37,0 39,7 43,8 46,1	- - - 38,9 41,6 - - -	- - - - 44,0 - - -	- - - - - - - -	- - - - 69,5 - - -
406,4 (16)	9,52 11,13 12,57 16,66** 18,16**	387,4 384,1 381,3 373,1 370,1	11,3 - - - -	- 18,1 20,6 27,2 -	- - - - -	- - - 39,6 43,1	- - - - -	- - - - -	- - - - -	- - - - -
473,1 (18 5/8)	11,05	451,0	11,3	15,5	-	-	-	-	-	-
508,0 (20)	11,13 12,70 16,13	485,7 482,6 475,7	10,6 - -	14,5 16,6 21,1	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -
* Стали С – 90, V– 150 стандартом не предусмотрены										
** Толщина стенок не по стандарту										

2.3 Растягивающие усилия, при которых напряжения в теле трубы достигают предела текучести, кН

Наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Вес 1 м гладкой трубы, кН	Марка стали							
			H-40	J-55, K-55	C-75	N-80	C-90*	C-95	P-110	V-150*
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
114,3 (4 1/2)	5,21	0,137	490	676	-	-	-	-	-	-
	5,69	0,149	-	735	-	-	-	-	-	-
	6,35	0,166	-	814	1108	1187	1330	1412	1638	-
	7,37	0,190	-	-	1285	1363	1520	1618	1883	-
	8,56	0,219	-	-	-	-	1760	-	2158	2942
127,0 (5)	5,59	0,164	-	814	-	-	-	-	-	-
	6,43	0,187	-	922	-	-	-	-	-	-
	7,52	0,217	-	1069	1461	1559	1740	1853	2138	2913
	9,19	0,262	-	-	1765	1873	2100	2226	2579	3521
	10,72	0,301	-	-	-	-	2420	-	-	-
	11,10	0,311	-	-	-	-	2500	-	-	-
	12,70	0,351	-	-	-	-	2820	-	-	4717
139,7 (5 1/2)	6,20	0,200	716	990	-	-	-	-	-	-
	6,98	0,224	-	1108	-	-	-	-	-	-
	7,72	0,246	-	1216	1657	1765	1970	2099	2432	-
	9,17	0,289	-	-	1942	2079	2330	2471	2854	3893
	10,54	0,329	-	-	2216	2363	2650	2805	3246	4423
168,3 (6 5/8)	7,32	0,285	1020	1402	-	-	-	-	-	-
	8,94	0,344	-	1697	2314	2471	2770	2932	3393	-
	10,59	0,404	-	-	2716	2893	3250	3442	3982	-
	12,06	0,456	-	-	3060	3266	3670	3884	4492	-
	177,8 (7)	5,87	0,244	873	-	-	-	-	-	-
6,91		0,285	1020	1402	-	-	-	-	-	-
8,05		0,331	-	1628	2216	2363	2650	2815	-	-
9,19		0,375	-	1844	2520	2687	3010	3197	3697	-
10,36		0,419	-	-	2824	3011	3380	3580	4139	5639
11,51		0,463	-	-	3109	3315	3720	3942	4560	6258
12,65		0,505	-	-	3393	3619	4060	4305	4982	6796
13,72		0,544	-	-	3658	3903	4380	4639	5364	7316
193,7 (7 5/8)	7,62	0,343	1226	-	-	-	-	-	-	-
	8,33	0,373	-	1844	2511	2677	3000	3177	-	-
	9,52	0,424	-	-	2854	3040	3420	3609	4188	-
	10,92	0,483	-	-	3246	3462	3890	4109	4756	6512
	12,70	0,556	-	-	3736	3982	4470	4737	5482	7473
	15,11	0,652	-	-	-	-	5260	-	-	8777
	219,1 (8 5/8)	6,71	0,344	-	1697	-	-	-	-	-
7,72		0,395	1412	-	-	-	-	-	-	-
8,94		0,454	1628	2236	-	-	-	-	-	-
10,16		0,513	-	2530	3452	3678	4130	4374	-	-
11,43		0,574	-	-	3854	4119	4620	4884	5659	-
12,70		0,634	-	-	4256	4541	5100	5394	6247	8522
14,15		0,701	-	-	4717	5021	5650	5972	6914	9424

Продолжение приложения 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
244,5 (9 5/8)	7,92 8,94 10,03 11,05 11,99 13,84 15,11** 15,88** 19,05**	0,453 0,509 0,569 0,624 0,674 0,772 0,838 0,878 1,038	1628 1824 - - - - - - -	- 2511 2805 - - - - - -	- - 3825 4197 4531 5188 - - -	- - 4080 4472 4835 5541 - - -	- - 4580 5020 5520 6220 - - -	- - 4845 5315 5737 6580 - - -	- - - 6149 6649 7610 - - -	- - - - - 10376 11258 11798 13965
273,0 (10 3/4)	7,09 8,89 10,16 11,43 12,57 13,84 15,11 16,51** 17,78** 19,05**	0,456 0,568 0,646 0,723 0,792 0,868 0,943 1,024 1,097 1,170	1637 2030 - - - - - - - -	- 2805 3187 3570 - - - - - -	- - - 4864 5325 - - - - -	- - - 5188 5678 - - - - -	- - - 6140 6730 7370 - - -	- - - 6159 6747 - - - -	- - - 7130 7806 8552 9297 - -	- - - - - - 12680 13759 14750 15721
298,4 (11 3/4)	8,46 9,52 11,05 12,42	0,593 0,665 0,768 0,859	2128 - - -	- 3285 3785 4237	- - - 5776	- - - 6159	- - - 6910	- - - 7316	- - - -	- - - -
339,7 (13 3/8)	8,38 9,65 10,92 12,19 13,06 13,97** 15,44** 18,26**	0,672 0,770 0,868 0,966 1,031 1,101 1,211 1,420	2412 - - - - - - -	- 3795 4286 4756 - - - -	- - - - 6934 7404 8140 9542	- - - - 7394 7885 8669 10180	- - - 7780 8310 - - -	- - - - 8787 - - -	- - - - - - - -	- - - - 14799 - - -
406,4 (16)	9,52 11,13 12,57 16,66** 18,16**	0,914 1,062 1,197 1,570 1,704	3276 - - - -	- 5247 5904 7738 -	- - - 10562 -	- - - 11268 12210	- - - - -	- - - - -	- - - - -	- - - - -
473,1 (18 5/8)	11,05	1,243	4423	6090	-	-	-	-	-	-
508,0 (20)	11,13 12,70 16,13	1,337 1,521 1,918	4796	6590 7502 9464	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -
Примечания: * Стали С – 90, V – 150 стандартом не предусмотрены. ** Толщина стенок не по стандарту. *** Смятие происходит вследствие превышения предела текучести.										

2.4. Наименьшие разрушающие нагрузки для соединений муфтовых обсадных труб с Короткой и длинной резьбой треугольного профиля (по стандартам АНИ), кН

Наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Марка стали							
		H – 40	J – 55	K – 55	C – 75	N – 80	C – 90*	C – 95	P- 110
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
114,3 (4 ½)	5,21	343	451	500	-	-	-	-	-
	5,69	-	588	647	-	-	-	-	-
	6,35	-	686	755	-	-	-	-	-
	7,37	-	-	-	-	-	-	-	-
	8,56	-	-	-	-	-	-	-	-
127,0 (5)	5,59	-	588	657	-	-	-	-	-
	6,43	-	755	824	-	-	-	-	-
	7,52	-	922	1020	-	-	-	-	-
	9,19	-	-	-	-	-	-	-	-
139,7 (5 ½)	6,20	579	765	843	-	-	-	-	-
	6,98	-	902	990	-	-	-	-	-
	7,72	-	1020	1118	-	-	-	-	-
	9,17	-	-	-	-	-	-	-	-
	10,54	-	-	-	-	-	-	-	-
168,3 (6 5/8)	7,32	814	1089	1187	-	-	-	-	-
	8,94	-	1393	1520	-	-	-	-	-
	10,59	-	-	-	-	-	-	-	-
	12,06	-	-	-	-	-	-	-	-
177,8 (7)	5,87	539	-	-	-	-	-	-	-
	6,91	785	1040	1128	-	-	-	-	-
	8,05	-	1265	1373	-	-	-	-	-
	9,19	-	1491	1618	-	-	-	-	-
	10,36	-	-	-	-	-	-	-	-
	11,51	-	-	-	-	-	-	-	-
	12,65	-	-	-	-	-	-	-	-
13,72	-	-	-	-	-	-	-	-	
193,7 (7 5/8)	7,62	941	-	-	-	-	-	-	-
	8,33	-	1402	1530	-	-	-	-	-
	9,52	-	-	-	-	-	-	-	-
	10,92	-	-	-	-	-	-	-	-
	12,70	-	-	-	-	-	-	-	-
219,1 (8 5/8)	6,71	-	1089	1167	-	-	-	-	-
	7,72	1040	-	-	-	-	-	-	-
	8,94	1245	1657	1785	-	-	-	-	-
	10,16	-	1932	2079	-	-	-	-	-
	11,43	-	-	-	-	-	-	-	-
	12,70	-	-	-	-	-	-	-	-
	14,15	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение приложения 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
244,5 (9 5/8)	7,92 8,94 10,03 11,05 11,99 13,84	1128 1304 - - - -	- 1755 2010 - - -	- 1883 2167 - - -	- - - - - -	- - - - - -	- - - - - -	- - - - - -	- - - - - -
273,0 (10 ¾)	7,09 8,89 10,96 11,43 12,57 13,84 15,11	912 1393 - - - - -	- 1863 2197 2511 - - -	- 2001 2354 2697 - - -	- - - 3364 3746 - -	- - - 3580 3982 - -	- - - 3910 4355 - -	- - - 4129 4599 - -	- - - 4805 5355 5953 6551
298,4 (11 ¾)	8,46 9,52 11,05 12,42	1363 - - -	- 2118 2530 2883	- 2265 2697 3089	- - - 3864	- - - 4109	- - - 4497	- - - 4747	- - - -
339,7 (13 3/8)	8,38 9,65 10,92 12,19 13,06	1432 - - - -	- 2285 2648 3001 -	- 2432 2815 3197 -	- - - - 4354	- - - - 4629	- - - 4702 5080	- - - - 5364	- - - - -
406,4 (16)	9,52 11,13 12,57	1952 - -	- 3158 3638	- 3344 3854	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -
473,1 (18 5/8)	11,05	2491	3354	3531	-	-	-	-	-
508,0 (20)	11,13 12,70 16,13	2589 - -	3491 4070 5306	3668 4276 5580	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -

Продолжение приложения 2.4

Наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Марка стали						
		J – 55	K – 55	C – 75	N – 80	C – 90*	C – 95	P- 110
Длинная резьба								
114,3 (4 ½)	5,21	-	-	-	-	-	-	-
	5,69	-	-	-	-	-	-	-
	6,35	716	804	941	991	992	1040	1245
	7,37	-	-	1147	1206	1206	1265	1500
	8,56	-	-	-	-	-	-	1804
127,0 (5)	5,59	-	-	-	-	-	-	-
	6,43	814	892	-	-	-	-	-
	7,52	990	1098	1314	1383	1383	1451	1726
	9,19	-	-	1677	1765	1765	1854	2207
139,7 (5 ½)	6,20	-	-	-	-	-	-	-
	6,98	961	1069	-	-	-	-	-
	7,72	1098	1206	1451	1549	1584	1667	1981
	9,17	-	-	1795	1903	1948	2050	2442

1	2	3	4	5	6	7	8	9
139,7 (5 ½)	10,54	-	-	2108	2236	2286	2403	2864
168,3 (6 5/8)	7,32	1187	1294	-	-	-	-	-
	8,94	1510	1657	2020	2138	2313	2432	2854
	10,59	-	-	2462	2609	2816	2962	3472
	12,06	-	-	2844	3011	3256	3423	4021
177,8 (7)	5,87	-	-	-	-	-	-	-
	6,91	-	-	-	-	-	-	-
	8,05	1393	1520	1854	1971	2131	2246	-
	9,19	1628	1785	2177	2314	2504	2638	3089
	10,36	-	-	2501	2658	2882	3040	3550
	11,51	-	-	2815	2991	3243	3423	3991
	12,65	-	-	3128	3324	3599	3795	4433
13,72	-	-	3413	3619	3928	4148	4835	
193,7 (7 5/8)	7,62	-	-	-	-	-	-	-
	8,33	1540	1677	2050	2177	2366	2491	-
	9,52	-	-	2412	2560	2780	2932	3423
	10,92	-	-	2824	3001	3261	3432	4011
	12,70	-	-	3344	3550	3857	4070	4747
219,1 (8 5/8)	6,71	-	-	-	-	-	-	-
	7,72	-	-	-	-	-	-	-
	8,94	1854	2010	-	-	-	-	-
	10,16	2158	2344	2883	3060	3332	3511	-
	11,43	-	-	3305	3511	3817	4021	4698
	12,70	-	-	3707	3942	4293	4531	5276
	14,15	-	-	4178	4433	4826	5090	5943
244,5 (9 5/8)	7,92	-	-	-	-	-	-	-
	8,94	2010	2177	-	-	-	-	-
	10,03	2314	2501	3089	3276	3576	3776	-
	11,05	-	-	3452	3668	3999	4217	4923
	11,99	-	-	3795	4031	4390	4629	5404
	13,84	-	-	4442	4727	5147	5433	6326

Сталь C-90 стандартом не предусмотрена.

**2.5. Наименьшие разрушающие нагрузки для соединений
«Батресс» муфтовых обсадных труб с резьбой
трапецидального профиля (по стандартам АНИ), кН**

Наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Марка стали						
		J – 55	K – 55	C – 75	N – 80	C – 90*	C – 95	P – 110
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Муфты с нормальным наружным диаметром								
114,3 (4 ½)	5,69	902	1108	-	-	-	-	-
	6,35	1000	1236	1285	1353	1370	1451	1716
	7,37	-	-	1471	1549	1570	1667	1971
	8,56	-	-	-	-	1810	-	2265
127,0 (5)	6,43	1118	1373	-	-	-	-	-
	7,52	1304	1598	1667	1765	1790	1883	2236
	9,19	-	-	2010	2128	2160	2275	2697
139,7 (5 ½)	6,98	1334	1628	-	-	-	-	-
	7,72	1461	1795	1883	1981	2020	2140	2530
	9,17	-	-	2216	2334	2380	2511	2972
	10,54	-	-	2452	2579	2579	2707	3226
168,3 (6 5/8)	7,32	1667	2020	-	-	-	-	-
	8,94	2020	2442	2599	2736	2810	2962	3501
	10,59	-	-	3040	3207	3290	3472	4109
	12,06	-	-	3432	3629	3710	3923	4629
177,8 (7)	8,05	1922	2324	2481	2618	2680	2834	-
	9,19	2177	2638	2805	2972	3040	3217	3795
	10,36	-	-	3148	3324	3410	3599	4256
	11,51	-	-	3472	3668	3760	3972	4688
	12,65	-	-	3707	3903	3903	4099	4884
	13,72	-	-	3707	3903	3903	4099	4884
193,7 (7 5/8)	8,33	2148	2589	2775	2932	3020	3187	-
	9,52	-	-	3158	3334	3430	3619	4276
	10,92	-	-	3589	3795	3910	4119	4864
	12,70	-	-	4138	4364	4490	4746	5600
219,1 (8 5/8)	8,94	2579	3070	-	-	-	-	-
	10,16	2913	3472	3776	3982	4120	4344	-
	11,43	-	-	4217	4452	4610	4864	5737
	12,70	-	-	4658	4923	5090	5374	6335
	14,15	-	-	5149	5443	5630	5943	7012
244,5 (9 5/8)	8,94	2844	3364	-	-	-	-	-
	10,03	3177	3756	4119	4354	4530	4786	-
	11,05	-	-	4521	4786	4970	5247	6178
	11,99	-	-	4884	5168	5380	5668	6679
	13,84	-	-	5600	5914	6160	6492	7649
273,0 (10 ¾)	8,89	3119	3648	-	-	-	-	-
	10,16	3540	4148	-	-	-	-	-
	11,43	3972	4648	5168	5472	5720	6031	7100
	12,57	-	-	5659	5992	6260	6600	7767

Продолжение приложения 2.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
114,3 (4 ½)	8,56	-	-	-	-	1500	-	1873
127,0 (5)	6,43 7,52 9,19	1118 1275 -	1373 1598 -	- 1618 1618	- 1706 1706	- 1706 1706	- 1795 1795	- 2128 2128
139,7 (5 ½)	6,98 7,72 9,17 10,54	1334 1412 - -	1628 1795 - -	- 1795 1795 1795	- 1883 1883 1883	- 1883 1883 1883	- 1981 1981 1981	- 2363 2363 2363
168,3 (6 5/8)	7,32 8,94 10,59 12,06	1667 1736 - -	2020 2197 - -	- 2197 2197 2197	- 2314 2314 2314	- 2314 2314 2314	- 2432 2432 2432	- 2893 2893 2893
177,8 (7)	8,05 9,19 10,36 11,51 12,65 13,72	1873 1873 - - - -	2324 2373 - - - -	2373 2373 2373 2373 2373 2373	2501 2501 2501 2501 2501 2501	2501 2501 2501 2501 2501 2501	2618 2618 2618 2618 2618 2618	- 3128 3128 3128 3128 3128
*Сталь С – 90 стандартом не предусмотрена.								

2.6. Наименьшие разрушающие нагрузки для соединений «Экстрем лайн» безмуфтовых обсадных труб с резьбой трапецидального профиля (по стандартам АНИ), кН

Наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Марка стали						
		J – 55	K – 55	C – 75	N – 80	C – 90*	C – 95	P- 110
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Соединение с нормальным наружным диаметром								
127,0 (5)	7,52 9,19	1461 -	1854 -	1854 1981	1942 2089	1942 2089	2040 2197	2448 2609
139,7 (5 ½)	6,98 7,72 9,17 10,54	1510 1657 - -	1912 2099 - -	- 2099 2206 2442	- 2206 2324 2569	- 2206 2324 2569	- 2324 2442 2697	- 2756 2913 3217
168,3 (6 5/8)	8,94 10,59 12,06	2118 - -	2697 - -	2687 2883 3187	2834 3030 3354	2834 3030 3354	2972 3187 3531	3540 3785 4197
177,8 (7)	8,05 9,19 10,36 11,51 12,65 13,72	2216 2256 - - - -	2815 2854 - - - -	2815 2854 3050 3383 3786 4080	2962 3001 3207 3560 3982 4295	2962 3001 3207 3560 3982 4295	3109 3158 3374 3746 4188 4511	- 3756 4011 4452 4972 5374
193,7 (7 5/8)	8,33 9,52 10,92 12,70	2462 - - -	3119 - - -	3119 3119 3403 3785	3276 3276 3589 3982	3276 3276 3589 3982	3442 3442 3766 4188	- 4099 4482 4982
219,1 (8 5/8)	8,94 10,16 11,43 12,70 14,15	3050 3060 - - -	3874 3874 - - -	- 3874 4188 4482 4482	- 4080 4413 4717 4717	- 4080 4413 4717 4717	- 4286 4639 4952 4952	- - 5521 5903 5903
244,5 (9 5/8)	10,03 11,05 11,99 13,34	3423 - - -	4344 - - -	4344 4344 4590 5217	4570 4570 4835 5492	4570 4570 4835 5492	4796 4796 5080 5776	- 5708 6041 6874
273,0 (10 ¾)	10,16 11,43 12,57 13,84	4335 4854 - -	5502 6159 - -	- 6159 6737 -	- 6482 7100 -	- 6482 7100 -	- 6806 7453 -	- 8101 8866 8904
127,0 (5)	7,52 9,19	- -	- -	- -	- -	- -	- -	- -
139,7 (5 ½)	6,98 7,72 9,17 10,54	1510 1657 - -	1912 2099 - -	- 2099 2128 2128	- 2206 2246 2246	- - - -	- 2324 2363 2363	- 2756 2805 2805

Окончание приложения 2.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Соединение с уменьшенным наружным диаметром								
168,3 (6 5/8)	8,94	2118	2696	2696	2834	-	2972	3540
	10,59	-	-	2864	3021	-	3168	3776
	12,06	-	-	2864	3021	-	3168	3776
177,8 (7)	8,05	2216	2815	2815	2962	-	3109	-
	9,19	2256	2854	2854	3001	-	3158	3756
	10,36	-	-	3001	3158	-	3315	3942
	11,51	-	-	3001	3158	-	3315	3942
	12,65	-	-	3383	3560	-	3746	4452
	13,72	-	-	3383	3560	-	3746	4452
193,7 (7 5/8)	8,33	2462	3119	3119	3276	-	3442	-
	9,52	-	-	3119	3276	-	3442	4099
	10,92	-	-	3305	3491	-	3668	4354
	12,70	-	-	3305	3491	-	3668	4354
219,1 (8 5/8)	8,94	3050	3874	-	-	-	-	-
	10,16	3060	3874	3874	4080	-	4286	-
	11,43	-	-	3942	4148	-	4354	5178
	12,70	-	-	3942	4148	-	4354	5178
	14,15	-	-	3942	4148	-	4354	5178
244,5 (9 5/8)	10,03	3423	4344	4344	4570	-	4796	-
	11,05	-	-	4344	4570	-	4796	5708
	11,99	-	-	4590	4835	-	5080	6041
	13,34	-	-	4688	4933	-	5178	6169
*Сталь С – 90 стандартом не предусмотрена								

2.7. Теоретический вес 1 м колонны, составленной из труб, изготавливаемых по стандарту АНИ, кН

Условный наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Муфтовые трубы				Безмуфтовые трубы «Экстрем лайн»	
		с резьбой закругленного профиля		«Батресс»		с нор- мальным наруж- ным диам- етром муфт	с умень- шенным наружн- ым диам- етром муфт
		корот- кой	длин- ной	с нормаль- ным наруж- ным диамет- ром муфт	с уменьшен- ным наруж- ным диамет- ром муфт		
1	2	3	4	5	6	7	8
114,3 (4 ½)	5,21	0,140	-	-	-	-	-
	5,69	0,150	-	0,152	0,151	-	-
	6,35	0,170	0,170	0,170	0,167	-	-
	7,37	-	0,192	0,192	0,191	-	-
	8,56	-	0,220	0,220	0,220	-	-
127 (5)	5,59	0,167	-	-	-	-	-
	6,43	0,189	0,190	0,190	0,188	-	-
	7,52	0,219	0,220	0,220	0,218	0,220	-
	9,19	-	0,264	0,264	0,262	0,263	-
	11,10	-	-	-	-	-	-
140 (5 ½)	6,20	0,203	-	-	-	-	-
	6,98	0,226	0,226	0,228	0,226	0,226	0,226
	7,72	0,248	0,249	0,249	0,247	0,249	0,248
	9,17	-	0,291	0,291	0,289	0,290	0,289
	10,54	-	0,330	0,330	0,328	0,330	0,328
168 (6 5/8)	7,32	0,289	0,290	0,291	0,285	-	-
	8,94	0,349	0,350	0,350	0,345	0,346	0,345
	10,59	-	0,408	0,409	0,403	0,404	0,403
	12,06	-	0,460	0,460	0,454	0,455	0,454
178 (7)	5,87	0,248	-	-	-	-	-
	6,91	0,289	-	-	-	-	-
	8,05	0,334	0,335	0,335	0,333	0,333	0,332
	9,18	0,378	0,378	0,380	0,375	0,376	0,376
	10,38	-	0,423	0,424	0,419	0,420	0,419
	11,51	-	0,466	0,466	0,462	0,463	0,462
	12,05	-	0,508	0,508	0,503	0,506	0,504
13,72	-	0,546	0,546	0,542	0,544	0,543	
194 (7 5/8)	7,62	0,350	-	-	-	-	-
	8,33	0,381	0,382	0,382	0,376	0,376	0,375
	9,52	-	0,432	0,432	0,427	0,426	0,425
	10,92	-	0,489	0,490	0,484	0,482	0,482
	12,70	-	0,562	0,562	0,556	0,546	0,554
	15,11	-	-	-	-	-	-

Окончание приложения 2.7

1	2	3	4	5	6	7	8
219 (8 5/8)	6,71	0,355	-	-	-	-	-
	7,72	0,404	-	-	-	-	-
	8,94	0,464	0,467	0,467	0,457	0,460	0,459
	10,16	0,522	0,525	0,525	0,515	0,517	0,515
	11,43	-	0,584	0,584	0,575	0,576	0,575
	12,70	-	0,643	0,643	0,634	0,635	0,634
	14,15	-	0,710	0,710	0,700	0,701	0,699
	245 (9 5/8)	7,92	0,464	-	-	-	-
8,94	0,519	0,524	0,523	0,512	-	-	
10,03	0,579	0,582	0,582	0,571	0,574	0,572	
11,05	-	0,636	0,635	0,625	0,626	0,674	
11,99	-	0,686	0,686	0,675	0,675	0,674	
13,84	-	0,782	0,782	0,772	0,772	0,770	
15,11	-	-	-	-	-	-	
15,88	-	-	-	-	-	-	
19,05	-	-	-	-	-	-	
273 (10 3/4)	7,09	0,469	-	-	-	-	-
	8,89	0,580	-	0,584	0,571	-	-
	10,16	0,657	-	0,660	0,648	0,655	-
	11,43	0,734	-	0,736	0,724	0,732	-
	12,57	0,801	-	0,804	0,791	0,799	-
	13,84	0,876	-	0,879	-	0,874	-
	15,11	0,947	-	0,952	-	-	-
	16,51	-	-	-	-	-	-
	17,78	-	-	-	-	-	-
	19,05	-	-	-	-	-	-
299 (11 3/4)	8,46	0,606	-	-	-	-	-
	9,52	0,678	-	0,682	-	-	-
	11,05	0,779	-	0,782	-	-	-
	12,42	0,869	-	0,872	-	-	-
340 (13 3/8)	8,38	0,686	-	-	-	-	-
	9,65	0,784	-	0,788	-	-	-
	10,92	0,881	-	0,884	-	-	-
	12,19	0,977	-	0,981	-	-	-
	13,06	1,042	-	1,045	-	-	-
	13,97	-	-	-	-	-	-
	15,44	-	-	-	-	-	-
	18,26	-	-	-	-	-	-
407 (16)	9,52	0,933	-	-	-	-	-
	11,13	1,079	-	1,083	-	-	-
	12,57	1,212	-	1,215	-	-	-
	16,66	-	-	-	-	-	-
	18,16	-	-	-	-	-	-
473 (18 5/8)	11,05	1,257	-	1,273	-	-	-
508 (20)	11,13	1,357	1,364	1,361	-	-	-
	12,70	1,540	1,546	1,543	-	-	-
	16,13	1,932	1,937	1,934	-	-	-

2.8. 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	0,034	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	-	-	-
426,0	0,160	0,122	0,108	-	-	-
473,1	0,168	0,128	-	-	-	-
508,0	0,183	-	-	-	-	-

2.9. 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
426,0	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

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Практические занятия	
Определение пористости горных пород	5
Определение проницаемости горных пород	13
Понятие гидродинамического совершенства скважины ...	20
Проектирование конструкции скважины	22
Расчет эксплуатационной колонны на избыточное наружное давление	31
Расчет эксплуатационной колонны на избыточное внутреннее давление и растяжение от собственного веса ...	39
Расчет изменения температуры на забое скважины при ее промывке	43
Расчет натяжения эксплуатационной колонны	46
Оснастка обсадных колонн, назначение, конструкции ...	49
Выбор материалов для цементирования скважин	60
Определение конфигурации и объема ствола скважины..	66
Определение потребного количества материалов для цементирования обсадной колонны	71
Определение необходимого объема буферной жидкости...	73
Гидравлический расчет цементирования обсадной колонны	79
Расчет продолжительности цементирования	82
Схемы размещения и обвязки оборудования при цементировании скважин	83
Определение необходимого количества центраторов	89
Расчет максимального давления на устье скважины и объем жидкости, которую необходимо закачать в скважину в процессе вызова притока из продуктивного пласта методом замещения жидкости	95
Определение высоты цементного моста	100
Литература	106
Приложение 1	108
Приложение 2	137

Учебное издание

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

ПРАКТИКУМ

Составители

Воропаев Юрий Александрович,
Мацко Антон Владимирович

Редактор, технический редактор Н. Б. Кониная
Компьютерная верстка М. И. Толмачёв

Подписано в печать 01.07.2015

Формат 60x84 1/16

Усл. печ. л. 9,01

Уч.-изд. л. 8,37

Бумага офсетная

Заказ 56

Тираж 32 экз.

Отпечатано в Издательско-полиграфическом комплексе
ФГАОУ ВПО «Северо-Кавказский федеральный университет»
355029, г. Ставрополь, пр-т Кулакова, 2