

5

УСТЬЕВОЕ НАЗЕМНОЕ И ПОДЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ И ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН

5.1. ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ КОЛОННЫМИ ГОЛОВКАМИ

По окончании бурения скважины, спуска эксплуатационной колонны и ее цементирования верхние части обсадных колонн (кондуктора, промежуточной и эксплуатационной) соединяют при помощи колонной головки.

Для испытания продуктивных горизонтов и обеспечения последующей их эксплуатации без осложнений обвязка колонн на устье должна обеспечивать:

- 1) герметизацию, контроль давления и возможность заполнения промысловой жидкостью заколонного пространства;
- 2) жесткое соединение верхней (устьевой) части эксплуатационной колонны с другими колоннами, спущенными ранее в скважину;
- 3) возможность фиксирования некоторых величин натяжения эксплуатационной колонны.

Колонные головки устанавливаются на всех скважинах независимо от способа их эксплуатации.

Для нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин выбор типа колонной головки зависит от пластового давления.

В промысловой практике применяют колонные головки двух типов: клиновую (рис. 5.1) ГКК и муфтовую ГКМ (рис. 5.2).

Наиболее распространена колонная головка клиновья.

Она предназначена для обвязки двух колонн – промежуточной и эксплуатационной или эксплуатационной и кондуктора (табл. 5.1).

Колонные головки испытывают на герметичность опрессовкой воды на рабочее давление согласно паспортным данным, а также на прочность корпуса на пробное давление согласно приведенным ниже данным.

Рабочее давление, МПа	7;	14;	21;	35;
.....	70;	103		
Пробное давление при условном диаметре проходного сечения фланца головки, который присоединяется к обсадной колонне:				
< 350 мм		$2 p_{\text{раб}}$		
> 350 мм		$1,5 p_{\text{раб}}$		

После установления колонной головки на устье газовой скважины ее опрессовывают газоподобными агентами в следующем порядке:

- 1) через межколонное пространство устье скважины опрессовывают на давление, отвечающее допустимому внутреннему давлению промежуточной колонны, но не выше давления, которое может вызвать поглощение жидкости;

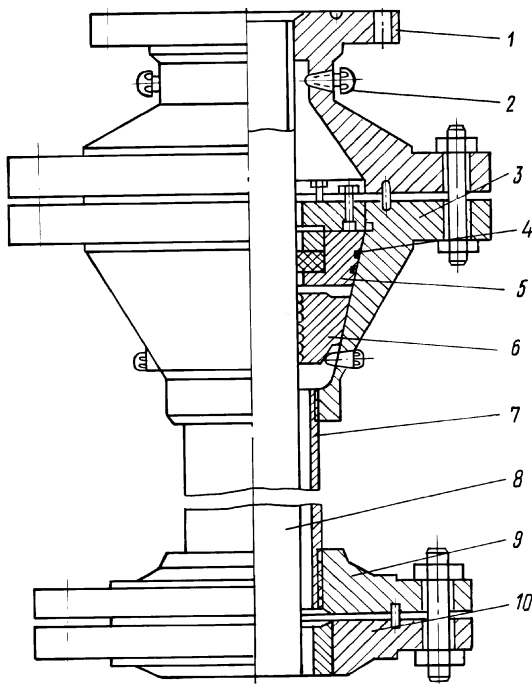


Рис. 5.1. Колонная головка клиновья типа ГКК:

1 – фланец; 2 – пробка; 3 – корпус головки; 4 – резиновые уплотнительные кольца; 5 – пакер; 6 – клинья; 7 – патрубок; 8 – эксплуатационная колонна; 9 – фланец для установки головки на устье; 10 – фланец промежуточной колонны

Рис. 5.2. Головка колонная муфтовая типа ГKM:

1 – корпус головки; 2 – металлическая манжета; 3 – резиновые кольца; 4, 6 – фланцы; 5 – полукольцо; 7 – муфта для подвески эксплуатационной колонны; 8 – манометр; 9 – патрубок с фланцем; 10 – кран

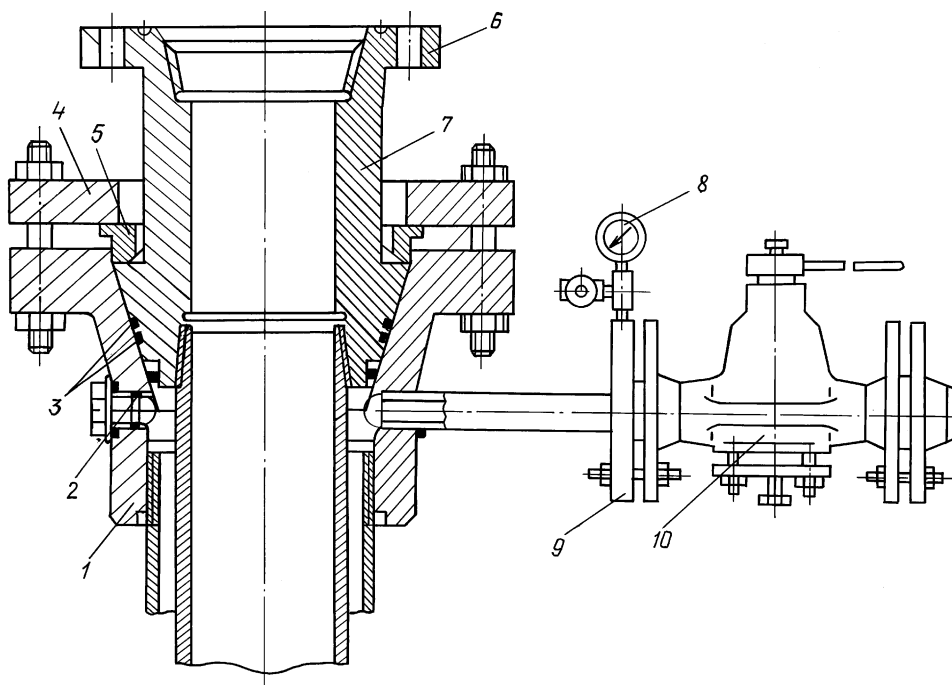


Таблица 5.1

Характеристика колонных головок с клиновой подвеской

Типоразмер колонной головки	Максимальный диаметр расточки в головке под колонную подвеску, мм	Рабочее давление, МПа	Условный диаметр обсадных труб, на которые устанавливаются головки, мм	Высота корпуса колонной головки, мм (не более)	Диаметр, мм		
					проходного отверстия корпуса головки	максимальный внешний корпуса подвески	условный колонны труб, подвешиваемой на колонной головке
180×140–168	180	14	168	440	162	177	114; 127
230×70–194	230	7	194	500	177	237	114; 127
230×140–194	230	14	194	500	177		114; 127
230×70–219	230	7	219	510	203		114; 127
230×140–219	230	14	219	510	203		140; 146
230×210–219	230	21	219	520	203		
230×350–219	230	35	219	520	203		
280×140–245	280	14	245	550	227	277	114; 127
280×210–245	280	21	245	560			140; 146
280×350–245	280	35	245	570			168
280×140–273	280	14	273	550	252	277	114; 127
280×210–273	280	21	273	560			140; 146
280×350–273	280	35	273	570			168; 194
350×140–299	350	14	299	550	279	345	140; 146
350×210–299	350	21	299	560			168; 194
350×350–299	350	35	299	570			219
350×140–324	350	14	324	540	303	345	140; 146
350×210–324	350	21	324	550			168; 194
350×350–324	350	35	324	570			219; 245
425×140–377	425	14	377	540	356	420	168; 194
425×210–377	425	21	377	580			219; 245
425×350–377	425	35	377	600			273; 299
425×140–426	425	14	426	540	400	420	168; 194
425×210–426	425	21	426	580			219; 245
425×350–426	425	35	426	600			273; 299;
							324
520×140–478	520	14	478	580	455	515	299; 324
520×210–478	520	21	478	580			351; 277;
							407
520×140–500	520	14	500	580	500	515	299; 324;
							351
520×210–500	520	21	500	580			377; 407;
							426
520×140–530	520	14	530	590	500	515	299; 324;
							351
520×210–530	520	21	530	590			377; 407;
							425

2) устанавливают на колонну трубную головку фонтанной арматуры, снижают уровень жидкости в колонне и вторично опрессовывают газом (воздухом) колонную головку на максимальное рабочее давление обсадной колонны, на которой установлена колонная головка, и дают выдержку давления не менее 5 мин.

При опрессовках колонной головки не должно быть потерь газа.

5.2. ИСПЫТАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ

После цементирования, в том числе после ремонтного, а также после установления цементных мостов для изоляции уже испытанных объектов каждая колонна должна подвергаться испытанию для проверки качества цементирования, определения ее прочности и герметичности.

Испытание предполагает проверку: расположения цемента за обсадной колонной и контакта цементного камня с обсадными трубами и породой; герметичности цементного кольца промежуточной обсадной колонны или кондуктора, на которых установлено противосбросовое оборудование; прочности и герметичности всех обсадных колонн давлением.

Кондукторы и промежуточные колонны испытывают на герметичность согласно действующей инструкции и оформляют это актом.

Испытание на герметичность эксплуатационных колонн очень важно, поскольку оно определяет надежность последующего вызова притока и эксплуатации скважины. Оно проводится в следующих скважинах:

1) со сплошными колоннами с фильтром (с манжетным цементованием) или с открытым участком ствола скважины ниже башмака – после проверки расположения цементного стакана, а при необходимости – после его подбуривания до установленного минимума его высоты;

2) с колоннами, зацементированными ступенчато или секциями: первое испытание после окончания времени ожидания затвердения цемента (ОЗЦ) последней секции или ступени, а позже после разбуривания цементного стакана каждой секции; последнее испытание проводят после разбуривания нижнего цементного стакана до установленного минимума его высоты.

Эксплуатационные колонны испытывают на герметичность:

1) после спуска и цементирования – созданием давления с предварительной заменой глинистого раствора на воду, если вода не была жидкостью продавки; в скважинах, где при испытании и в начале эксплуатации ожидается отсутствие избыточного давления, эксплуатационную колонну дополнительно испытывают снижением уровня воды;

2) после установки цементных мостов для испытания залегающих выше горизонтов – созданием давления с предварительной заменой глинистого раствора водой и тем способом, которым был вызван приток при испытании предыдущего изолированного пласта (снижением уровня при помощи компрессора, аэрацией жидкости и т.д.);

3) после ремонтных цементований под давлением – созданием давления и снижением уровня жидкости.

При испытании колонны на герметичность внутреннее давление на трубы колонны $p_{опз}$ следует создавать из расчета превышения не менее чем на 10 % максимально возможного в них внутреннего рабочего давления ($p_{вз}$), которое может возникнуть при бурении, испытании, эксплуатации и ремонте скважин. Максимальные значения внутренних рабочих давлений $p_{вз}$ для секций колонн, сложенных из однотипных труб, определяются для глубин, отвечающих фактической верхней границе этих секций в скважине (Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин, Куйбышев, 1976 г.).

Верхнюю секцию колонны при испытании на герметичность необходимо проверить при внутреннем давлении на устье колонны $p_{опу} = 1,1 p_{вз}$, но не ниже указанных значений ($p_{опи}$), т.е. $p_{опу} \geq p_{опи}$ (здесь $p_{опи}$ – избыточное

внутреннее давление на устье при испытании верхней секции на герметичность).

Внешний диаметр колонны, мм.....	377–420	273–351	219–245	170–194	141–146	168	114–127
Минимально необходимое давление, МПа (не менее)							
$p_{опн}$	5	6	7	7,5	10	9	12
$p_{опу}$	6	7	8	8,5	11	10	13

Избыточные внутренние давления, воздействующие на трубы секций колонны при ее испытании на герметичность, определяются из выражения

$$p_{внз} = p_{опз} - p_{внешз},$$

принимаются как расчетные для проверки прочности колонны (с запасом не менее $n = 1,15$ для труб производства заводов стран СНГ диаметром до 219 мм включительно и $n = 1,52$ для труб диаметром свыше 219 мм) на внутреннее давление.

Здесь $p_{внз}$ – внутреннее избыточное давление при испытании обсадных колонн на герметичность, МПа; $p_{внешз}$ – внешнее давление на колонну на глубину Z , МПа (определяется по пластовому давлению или по давлению столба жидкости в затрубном пространстве в конце зоны цементирования с учетом разгрузки цементного кольца при внутреннем давлении $p_{опз}$).

Минимально необходимое давление на устье обсадной колонны при испытании на герметичность любой ее секции с верхней границей на глубине Z определяется из выражения

$$p_{опу} = p_{опз} - p_{ж}gZ,$$

где $p_{опз} = 1,1p_{вз}$; $p_{ж}$ – плотность жидкости; Z – расстояние до устья скважины от разреза рассматриваемой колонны, м.

Обсадные трубы эксплуатационных и ответственных промежуточных колонн до спуска их в скважину должны подвергаться гидроиспытаниям (на трубной базе или непосредственно на скважине) с выдержкой под давлением не менее 30 с при внутреннем давлении $p_{опз}$, превышающем не менее чем на 5 % внутреннее избыточное давление $p_{внз}$, которое воздействует на трубы колонны при ее испытании на герметичность в скважине, т. е. $p_{опз} = 1,05p_{внз}$. В любом случае давление гидроиспытания на поверхности не должно быть меньше указанных выше величин.

Считается, что колонна выдержала испытание на герметичность опресовкой, если после замены раствора на воду отсутствуют переток жидкости или выделение газа из колонны, а также если не отмечено снижение давления на протяжении 30 мин или если давление уменьшается не более чем на 0,5 МПа при давлении испытания выше 7 МПа и не более чем на 0,3 МПа при давлении испытания ниже 7 МПа.

Наблюдение за изменением давления начинается через 5 мин после создания необходимого давления.

При испытании на герметичность методом снижения уровня последний должен быть снижен до значений, указанных ниже, или до уровня на 40–50 м ниже того, при котором предвидится вызов притока с испытываемого или эксплуатируемого объекта.

Глубина нахождения искусственного забоя, м	500	500–1000	1000–1500	1500–2000	2000
Снижение уровня, м.....	400	500	650	800	1000

Во всех случаях снижение уровня не должно превышать значения, при котором имеющееся гидростатическое давление жидкости в колонне может вызвать избыточное давление на нее выше, чем предельно допустимое на смятие.

В скважинах, заполненных перед цементированием глинистым раствором плотностью 1400 кг/м³ и выше, вместо испытания герметичности колонны снижением уровня заменяют глинистый раствор на воду и на протяжении 1 ч после стабилизации температуры констатируют отсутствие перетока жидкости или выделения газа (если замена раствора на воду не вызывает опасности смятия колонны).

При испытании методом снижения уровня колонна считается герметичной в том случае, если повышение уровня, сниженного до указанной величины, за 8 ч наблюдения не превысит значений, указанных ниже.

Снижение уровня на глубину, м	<400	400–600	600–800	800–1000	>1000
Поднятие уровня, м, не более, за 8 ч при внешнем диаметре колонны, мм:					
114–219.....	0,8	1,1	1,4	1,7	2,0
>219.....	0,5	0,8	1,1	1,3	1,5

Уровень измеряют аппаратом Яковлева или другими приборами через 3 ч после его снижения, чтобы исключить влияние стекания жидкости со стенок колонны на результаты измерений.

Если уровень жидкости в колонне на протяжении 8 ч поднимется более указанного, то повторяют измерение, и если оно подтверждается, то колонна признается негерметичной и для нее планируются работы по установлению причины и разрабатываются меры по ликвидации негерметичности.

5.3. ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ ФОНТАННОЙ АРМАТУРОЙ

До начала испытания скважины на ее устье, кроме колонной головки, должна быть установлена стальная фонтанная арматура. Она включает в себя фланцы, стальные тройники, крестовины, катушки и запорные приспособления (задвижки, краны). Фонтанная арматура состоит из двух частей (рис. 5.3): трубной головки и фонтанной елки.

Трубная головка своим нижним фланцем присоединяется к верхнему фланцу колонной головки. Она предназначена для подвески насосно-компрессорных труб и герметизации пространства между ними и эксплуатационной колонной, а также для подачи через боковое ответвление крестовины воды, нефти или газа в кольцевое пространство между трубами при вызове притока и глушении скважины.

Фонтанную елку (верхнюю часть фонтанной арматуры) устанавливают на трубную головку. Фонтанная елка предназначена для контроля и регулирования работы скважины, направления движения пластового флюида в линию выброса, подачу в скважину жидкости или газа при вызове притока и заглушения скважины.

До установки на устье скважины фонтанная арматура подвергается гидравлическому испытанию на пробное давление, которое в 2 раза больше паспортного рабочего давления. При этом все задвижки кроме верхней должны быть открыты.

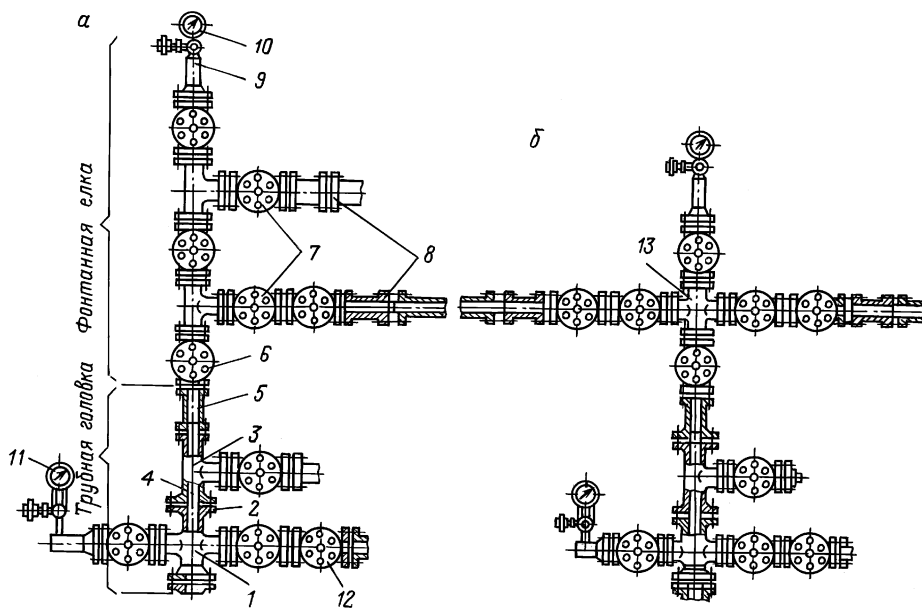


Рис. 5.3. Фонтанная арматура:
а, б – фонтанная елка соответственно тройникового и крестового типа; 1, 13 – крестовина; 2 – фланцевые соединения; 3 – тройник; 4 – ствол; 5 – патрубок; 6, 7, 12 – задвижки; 8 – штуцер; 9 – лубрикатор; 10, 11 – манометры

После установки арматуры ее верхнюю часть (елку) испытывают на давление, равное пробному, принятому для данной арматуры, при закрытых нижней ствольной и боковой задвижках (кранах). Елку опрессовывают через отверстие для манометра на буфере с выдержкой под давлением на протяжении 15 мин.

Трубную головку фонтанной арматуры, установленную на устье скважины, опрессовывают давлением, допускаемым для опрессовывания эксплуатационной колонны.

После монтажа фонтанной арматуры на устье скважины до начала работы следует проверить плавность работы затвора всех задвижек; наличие смазки (провести контрольное набивание смазкой узлов уплотнения затвора и корпуса задвижки); соответствие стрелки на корпусах задвижек направлению потока пластового флюида из скважины; правильность размещения указателя открытие-закрытие затвора задвижки; затяжку всех фланцевых соединений. При необходимости следует подтянуть шипы.

Для надежной работы каждой задвижки после полного ее закрытия необходимо на $1/4$ оборота повернуть маховик в направлении открытия.

Фонтанную арматуру различают по конструктивным и прочностным параметрам:

- 1) рабочему или пробному давлению (70–105 МПа);
- 2) размерам проходного сечения ствола елки (50–150 мм);
- 3) конструкции фонтанной елки (крестового и тройникового типов);
- 4) числу рядов труб, спускаемых в скважину (одно- или двухрядные);
- 5) виду запорных приспособлений (задвижки или краны);

Таблица 5.2

Диаметр ствола елки, мм		Условный диаметр проходного сечения боковых отверстий фонтанной елки	Рабочее давление, МПа					
Условный проходного отверстия	Номинальный		7	14	21	35	70	165
50	52	50	–	–	–	35	70	165
65	65	50, 65*	7	14	21	35	70	–
80	80	50, 65*	–	–	21	35	70	–
100	104	65, 80*	–	–	21	35	–	–
150	152	100	–	–	21	–	–	–

* Изготавливается по заказу потребителя.

б) устойчивости в среде двуокси углерода (коррозионно-устойчивое и обычное исполнение).

В соответствии с ГОСТ 13846–74 фонтанные арматуры выпускают тройникового типа на рабочие давления 7, 14, 21 и 35 МПа и крестового типа на рабочие давления 14, 21, 35, 70 и 105 МПа.

Фонтанная арматура с диаметрами ствола 100–150 мм предусмотрена для высокодебитных нефтяных и газовых скважин.

Типовые схемы оборудования устья скважин фонтанной арматурой представлены на рис. 5.4, параметры оборудования – в табл. 5.3.

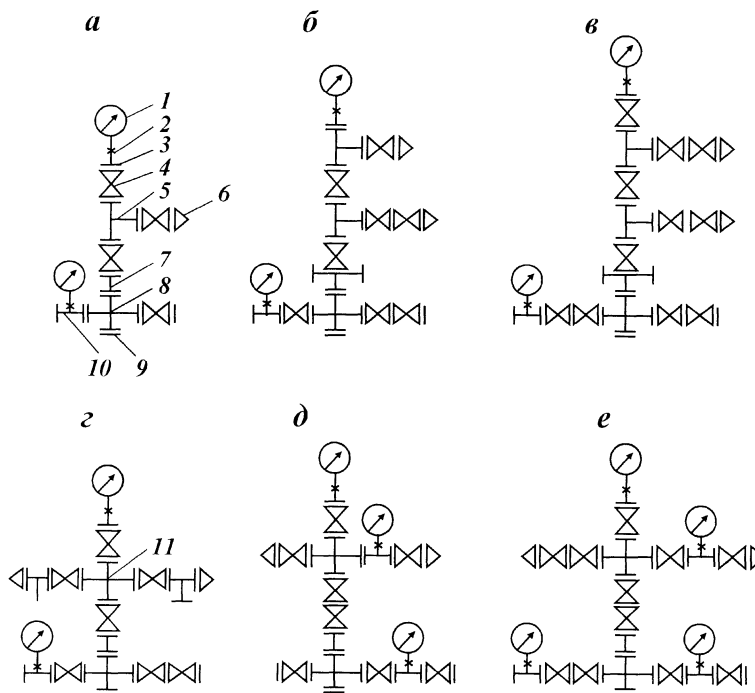


Рис. 5.4. Типовые схемы оборудования устья скважины:
a – схема 1; *б* – схема 2а; *в* – схема 3а; *г* – схема 4а; *д* – схема 5а; *е* – схема 6а; 1 – манометр; 2 – трехходовой кран; 3 – верхний буфер; 4 – запорное приспособление; 5 – тройник; 6 – штуцер; 7 – планшайба; 8 – крестовина трубной головки; 9 – верхний фланец колонной головки; 10 – нижний буфер; 11 – крестовина фонтанной елки

Таблица 5.3

Схема (см. рис. 5.4)	Рабочее давление, мм	Фонтанная елка		Трубная головка	Число		
		Условный диаметр проходного отверстия, мм	Конструкция		зadви-жек	трой-ников	крес-товин
1	7; 14; 21	50; 65; 100	Тройниковая	Однорядная	4	1	1
2а	14; 21	50; 56; 100	“	“	8	2	1
2б	14; 21	50; 65; 100	“	Двухрядная	9	3	1
3а	14; 21; 35	50; 65; 100	“	Однорядная	11	2	1
3б	14; 21; 35	50; 65; 100	“	Двухрядная	“	13	31
4а	14; 21; 35	50; 65; 100	Крестовая	Однорядная	7	2	2
4б	14; 21; 35	50; 65; 100	“	Двухрядная	8	3	2
5а	70; 105	50	“	Однорядная	8	–	2
5б	70; 105	50	“	Двухрядная	9	1	2
6а	70; 105	50; 65	“	Однорядная	11	–	2
6б	70; 105	50	“	Двухрядная	12	1	2

Во всех схемах для подвешивания двух рядов насосно-компрессорных труб допускается выполнение трубной головки с включением узла, состоящего из тройника и запорного приспособления, который устанавливается между переходником трубной головки (планшайбой) и крестовиной трубной головки.

Рабочее давление фонтанной арматуры должно соответствовать максимальному давлению, ожидаемому на устье скважины.

Схему и число исходных линий фонтанной арматуры выбирают в зависимости от характеристики скважины. Наиболее часто для нефтяных фонтанных и газовых скважин применяют арматуру с двумя выкидными линиями тройникового типа. Фонтанную арматуру с одной выкидной линией обычно используют для компрессорных или фонтанных скважин с небольшим устьевым давлением, а также не содержащих в своей продукции песка.

При ожидаемых очень высоких давлениях и содержании в продукции большого количества песка фонтанную елку оборудуют на месте под три выкидные линии.

Кроме основной центральной задвижки над крестовиной устанавливается вторая центральная или предохранительная задвижка, которая при работе всегда открыта и закрывается только в аварийных случаях. Для аварийных случаев предусмотрена установка второй задвижки между выкидами (струнами) и других задвижек – на крестовине, тройнике и струнах.

Во время работы фонтанной скважины следует полностью открывать и закрывать любую задвижку или кран фонтанной арматуры.

Верхняя выкидная линия елки всегда используется как рабочая, нижнюю выкидную линию приводят в действие только при замене рабочего штуцера или скошенных деталей оборудования, размещенного выше запасного выкида.

В арматуре на фланцах боковых стволов и катушке трубной головки предусмотрены отверстия для подачи ингибиторов в затрубное пространство и ствол елки, а на катушках боковых отводов – отверстия под карман для измерения температуры среды и вентили под манометры для измерения давления.

Для регулирования режима работы скважины предусмотрен штуцер. Контроль проводится по показаниям манометров на буфере и после дроселя.

5.4. ОБВЯЗКА НАЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ИСПЫТАНИИ И ИССЛЕДОВАНИИ СКВАЖИН

После установки на устье скважины фонтанной арматуры ее обвязывают системой трубопроводов (манифольдом), являющейся не менее важной частью оборудования фонтанно-компрессорных скважин, чем фонтанная арматура. Обвязка скважины должна иметь хорошую маневренность и позволять быстро и безопасно проводить все операции по испытанию, исследованию, эксплуатации и обслуживанию скважин:

1) переключать поток жидкости из рабочей (верхней) в запасную (нижнюю) струну при проверке и замене штуцера, проверке и ремонте струн, штуцерных камер и задвижек, а также при других ремонтных работах;

2) при бурных газовых проявлениях быстро присоединять необходимое число мощных агрегатов и заглушать скважину;

3) ремонтировать и очищать исходные линии, сепараторы без остановки скважин;

4) закрывать скважины под давлением при полном выходе из строя арматуры;

5) переключать поток жидкости во временные амбары;

6) принимать продукцию, движущуюся как по насосно-компрессорным трубам, так и по затрубному пространству.

В схему обвязки скважин входит следующее оборудование:

1) две выкидные линии (рабочая и запасная) диаметром 73 мм, служащие для установления штуцеров, манометров, термометров и т.д.;

2) продавочная линия диаметром 73 мм и длиной не менее 25 м, присоединяемая к задвижке на крестовине трубной головки фонтанной арматуры и служащая для задавливания скважины (при необходимости) водой или глинистым раствором;

3) выкидная линия диаметром 73 мм, присоединяемая к крану высокого давления на межколонном пространстве (между эксплуатационной и промежуточной колоннами).

От манифольда прокладывают два выкида: один идет через сепаратор на факел, другой – непосредственно в факел.

Для лучшей очистки газа иногда применяется двухступенчатая сепарация, при которой газ пропускается через два включенных последовательно или параллельно сепаратора.

При испытании в процессе освоения нефтяных скважин от сепаратора (трапа) должен быть проложен нефтепровод для сбора или сжигания нефти. Выкидные струны, все трубопроводы, сепаратор с обвязкой после монтажа должны быть испытаны гидравлическим давлением, равным полутора-кратному рабочему давлению.

При исследовании газовых скважин перед входом в сепаратор устанавливают регулирующий штуцер, а для создания необходимого противодействия в сепараторе на факельной линии, идущей от сепаратора, – быстрозменный штуцер. Место его монтажа выбирают на доступном расстоянии от факела.

Устанавливать штуцер близко от сепаратора не рекомендуется, чтобы не забить выкид гидратами. Аналогично выбирается место для штуцера на выкиде, идущем прямо на факел.

При исследовании нефтяных скважин регулирующий штуцер ставят перед входом в сепаратор. При работе скважины штуцер может быть установлен, минуя сепаратор, на фонтанной арматуре в штуцерной камере.

Давление контролируется манометрами на колонной головке (межколонное пространство), буфере крестовины фонтанной арматуры (затрубное пространство), буфере фонтанной елки (трубное пространство), обоих выкидах, сепараторе (трапе).

Для контроля температуры газа термометрические карманы должны быть расположены в следующих местах:

1) на буфере крестовины фонтанной арматуры – для измерения температур газа в затрубном пространстве;

2) на обоих выкидах и на газовой линии за сепаратором – для измерения температуры струи газа.

Для получения надежных результатов при измерении давления и перепада давления применяют манометры повышенной точности (образцовые пружинные, поршневые, жидкостные), защищая их от механических повреждений, вибраций, засорения, коррозии.

На трубопроводах и обвязке сепаратора (трапа) должны устанавливаться стальная задвижка и вентили на соответствующее давление. Выкидные линии, крестовины, тройники должны быть заводского изготовления. Вся обвязка выполняется из насосно-компрессорных труб с надежным креплением, чтобы предотвратить их разрыв и связанный с этим травматизм.

В табл. 5.4 приведены основные параметры газовых сепараторов, выпускаемых по ОСТ 26-02-645–72.

На газовых (газоконденсатных) скважинах с пластовым давлением 10 МПа и выше устанавливается сепаратор на давление не ниже 6,4 МПа с тем, чтобы обеспечить максимальную конденсацию тяжелых углеводородов.

Нефтяные сепараторы бывают разных конструкций (горизонтальные, вертикальные, цилиндрические, сферические, гравитационные, центробежные, инерционные и т.д.), но все они имеют следующие основные секции: сепарационную (для отделения нефти от газа); осадочную (для дополнительного выделения газа, не успевшего отделиться от нефти в сепарационной секции); сбора нефти (для сбора нефти и ее вывода из сепаратора); каплеулавливающую (для улавливания мельчайших капель жидкости, выносимой потоком газа за пределы сепаратора). На нефтяных скважинах сепаратор устанавливается на давление не менее 2,5 МПа.

Таблица 5.4

Сепаратор	Тип	Шифр аппарата	Рабочее давление, МПа	Пропускная способность, м ³ /сут	Коэффициент сепарации η_c	Способ монтажа
Центробежный регулирующий Жалюзийный Сегчатый	I, II	ЦРС	6; 4; 10; 16	500	0,83	Горизонтальный
		ГЖ	6; 4; 10	1000	0,93	
	I, II, III	ГС	0,6; 1,0; 1,6; 2,5 4,0; 6,4; 8,0	500	0,98	Вертикальный и горизонтальный

5.5. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПАКЕРЫ

Пакеры предназначены для разобщения пластов и изоляции эксплуатационной колонны от воздействия среды в процессе освоения и эксплуатации скважин. Пакеры применяются при освоении скважин и интенсификации притоков с использованием струйных аппаратов, гидродинамических испытателей, при гидроразрыве, кислотном и термохимическом воздействиях на пласт.

Пакеры спускают в скважину на насосно-компрессорных трубах. Они должны иметь внутреннее проходное сечение, позволяющее беспрепятственно спускать в зону пласта необходимый измерительный инструмент, используемый при освоении скважины.

Пакер должен выдерживать необходимый перепад давлений, действующих на него сверху вниз или в двух направлениях (шифр ПН, ПВ, ПД).

Чтобы воспринимать усилие от перепада давлений, действующего на пакер в одном или в двух направлениях, пакер должен иметь соответствующий якорь, наличие которого в шифре пакера обозначается буквой Я. Пакеры подразделяют на механические М, гидравлические Г и гидромеханические ГМ. Якорь – это приспособление, предназначенное для заякорения колонны НКТ за стенку эксплуатационной колонны с целью предупреждения перемещения скважинного оборудования под воздействием нагрузки.

Условные обозначения пакеров включают в себя: буквенную часть, определяющую тип пакера (ПВ, ПН, ПД), способы посадки и освобождения пакера (Г, М, ГМ) и наличие якорного приспособления (Я). Первое число после букв – внешний диаметр пакера в мм, второе – максимальный перепад давления, воспринимаемый пакером. К примеру, ПН-ЯМ-150-500, ПН-ЯГ-136-500, ПД-ЯГ-136-210.

Пакер типа ПН-ЯМ предназначен для разобщения пространств в эксплуатационной колонне нефтяных и газовых скважин и защите ее от давлений, создаваемых в зоне пласта. Пакер состоит из уплотняющего приспособления, плашечного механизма и фиксатора байонетного типа (рис. 5.5). На стволе пакера свободно посажены конус и уплотняющие манжеты. Плашки входят в пазы плашкодержателя и в пакерах с внешним диаметром 118 и 136 мм (рис. 5.5, б) прижимаются к конусу за счет усилия пружин плашкодержателя. В остальных пакерах (рис. 5.5, а) плашкодержатель соединяется со стволом и цилиндром захвата. Корпус фонаря соединен с замком, имеющим фигурный паз, в котором может перемещаться палец, связанный со стволом. Посадка пакера совершается путем приподнимания труб на величину, необходимую для создания на пакер расчетной нагрузки, поворота его на 1,5–2 оборота вправо и затем спуска труб вниз. Благодаря трению башмаков о стенку эксплуатационной колонны обеспечивается неподвижность корпуса фонаря и плашек. Палец при повороте скользит по фигурному пазу и опускается вниз вместе со стволом.

В пакере (см. рис. 5.5, б) при движении ствола конус раздвигает плашки, и последние заякоряются на стенке эксплуатационной колонны. В пакере (см. рис. 5.5, а) ствол вместе с головкой, упором, манжетами, конусом, плашками и плашкодержателем, опускаясь, упирается в цилиндр. При этом ствол раздвигает плашки в радиальном направлении и заякоряет их. Сжатие манжет и герметизация пакером разобщаемых пространств происходят при дальнейшем опускании ствола пакера за счет веса колонны НКТ.

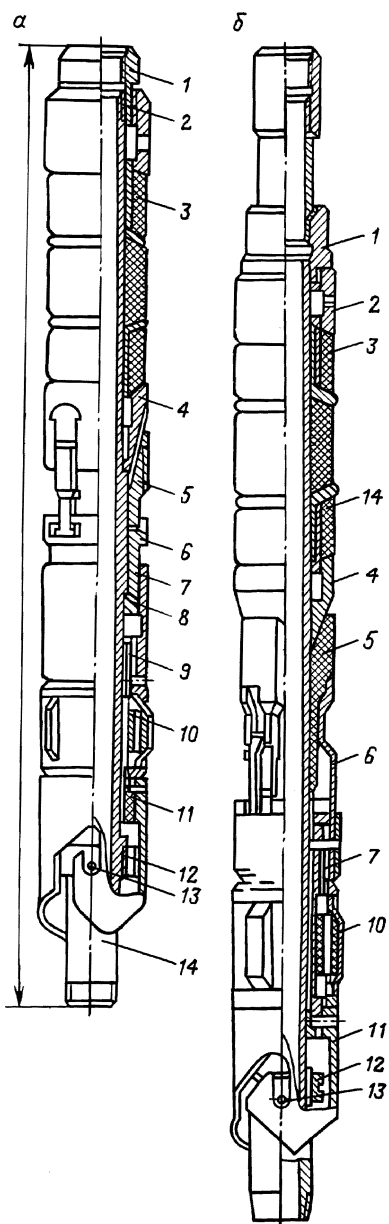
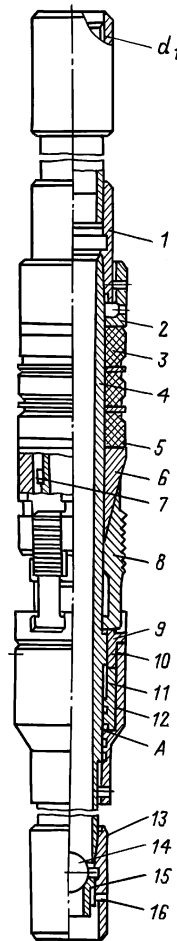


Рис. 5.5. Пакер ПН-ЯМ с внешним диаметром 150, 160, 185, 210, 236, 265 мм (⌀) и 118, 136 мм (·):

1 – головка; 2 – упор; 3 – манжеты; 4 – конус; 5 – плашка; 6 – плашкодержатель; 7 – цилиндр; 8 – захват; 9 – корпус фонаря; 10 – башмак; 11 – замок; 12 – гайка; 13 – палец; 14 – ствол

Рис. 5.6. Пакер ПН-ЯГМ:

1 – муфта; 2 – упор; 3 – манжета; 4 – ствол; 5 – обойма; 6 – корпус; 7 – шпонка; 8 – плашка; 9 – плашкодержатель; 10 – винт; 11 – кожух; 12 – поршень; 13 – корпус клапана; 14 – шарик; 15 – седло; 16 – срезной винт



Пакер поднимается из скважины при подъеме труб. При этом освобождаются манжеты, а ствол своим буртом высвобождает конус из-под плашек, которые также освобождаются и одновременно приводят корпус плашек в исходное положение. При поднятии труб и повороте их влево на 1,5–2 оборота палец на стволе автоматически входит в фигурный паз замка, благодаря чему пакер может быть посажен вторично без его подъема из скважины.

Пакер ПН-ЯГМ (рис. 5.6) состоит из уплотняющего, закоряющего,

клапанного приспособлений и гидропривода. Для посадки пакера в НКТ сбрасывается шар и создается давление.

При давлении 10 МПа поршень толкает плашкодержатель, срезает винты, плашки надвигаются на конус и, упираясь в стенку эксплуатационной колонны, создают упор для сжатия уплотняющих манжет. Под воздействием веса труб плашки сцепляются со стенкой эксплуатационной колонны, обеспечивая заякорение и герметичность разобщения. Проходное отверстие пакера открывается при увеличении давления до 21 МПа. При этом срезаются винты, и седло с шаром выпадают. При снятии осевой нагрузки освобождаются манжеты, и ствол, двигаясь вверх, увлекает за собой конус, освобождающий плашки.

Пакеры 1ПД-ЯГ и 2ПД-ЯГ (рис. 5.7) предназначены для разобщения пространств эксплуатационной колонны труб и защиты ее от воздействий в зоне пласта. Посадка пакера осуществляется путем подачи давления в колонну НКТ, причем поперечный проход пакера перекрывается шариком, вбрасываемым на седло (рис. 5.7, *а, б*). Под воздействием давления в трубах плашки верхнего якоря выдвигаются наружу, заякориваясь на стенке эксплуатационной колонны.

В пакере 1ПД-ЯГ (рис. 5.7, *а*) жидкость сквозь отверстие *Б* поступает в золотник, сдвигает его вниз, срезая винты и позволяя захвату выйти из сцепления с поршнем. Поршень через проталкиватель сжимает манжеты, создавая уплотнение со стенкой эксплуатационной колонны. Одновременно золотник вдвигает конус в плашки, заставляя их внедряться в эксплуатационную колонну и заякоряться в ней. Вместе с конусом двигаются вниз цилиндр и шлипсы с насечками проталкивателя, фиксируя манжеты и плашки в рабочем состоянии. Пакер освобождается при натяжении и подъеме колонны труб, в результате чего срезаются винты и ствол освобождается от плашкодержателя. В результате дальнейшего движения ствола вверх манжеты разжимаются. При этом ствол, упираясь в поршень, доводит его до упора в цилиндр, который, в свою очередь, передвигая конус относительно плашек, освобождает их.

Проходное отверстие пакера открывается при повышении давления в трубах и срезе винтов.

В пакере (рис. 5.7, *б*) пластовый агент под давлением сквозь отверстие в стволе попадает в цилиндр. После среза винтов с плашкодержателем он поднимается вверх, и плашки натягиваются на конус, одновременно сжимая манжету. Происходит заякорение нижних плашек и уплотнение пакера в эксплуатационной колонне. Обратному перемещению плашек мешают шлипсы, переместившиеся вместе с конусом вверх по втулке фиксатора. Пакер освобождается при подъеме колонны НКТ после срезания винтов, при этом бурт ствола упирается в конус и передвигает его относительно плашек.

Особенностью пакера 2ПД-ЯГ (рис. 5.7, *в*) является постоянное заякорение на плашки верхнего якоря благодаря соединению полости под плашками с подпакерной зоной через отверстие *А*. При посадке пакера пластовый агент под давлением из полости труб сквозь отверстие *Б* поступает под золотник и конус. Золотник смещается вверх, срезая винты и освобождая поршень и конус от захвата. Конус, уплотненный в цилиндре кольцами, под воздействием давления входит в плашки, заставляя их раздвинуться и заякориться на стенке эксплуатационной колонны. Одновременно поршень вместе с золотником и проталкивателем перемещается вверх и сжимает манжету. При этом шлипсы, сцепляясь с насечками проталкивателя, фикси-

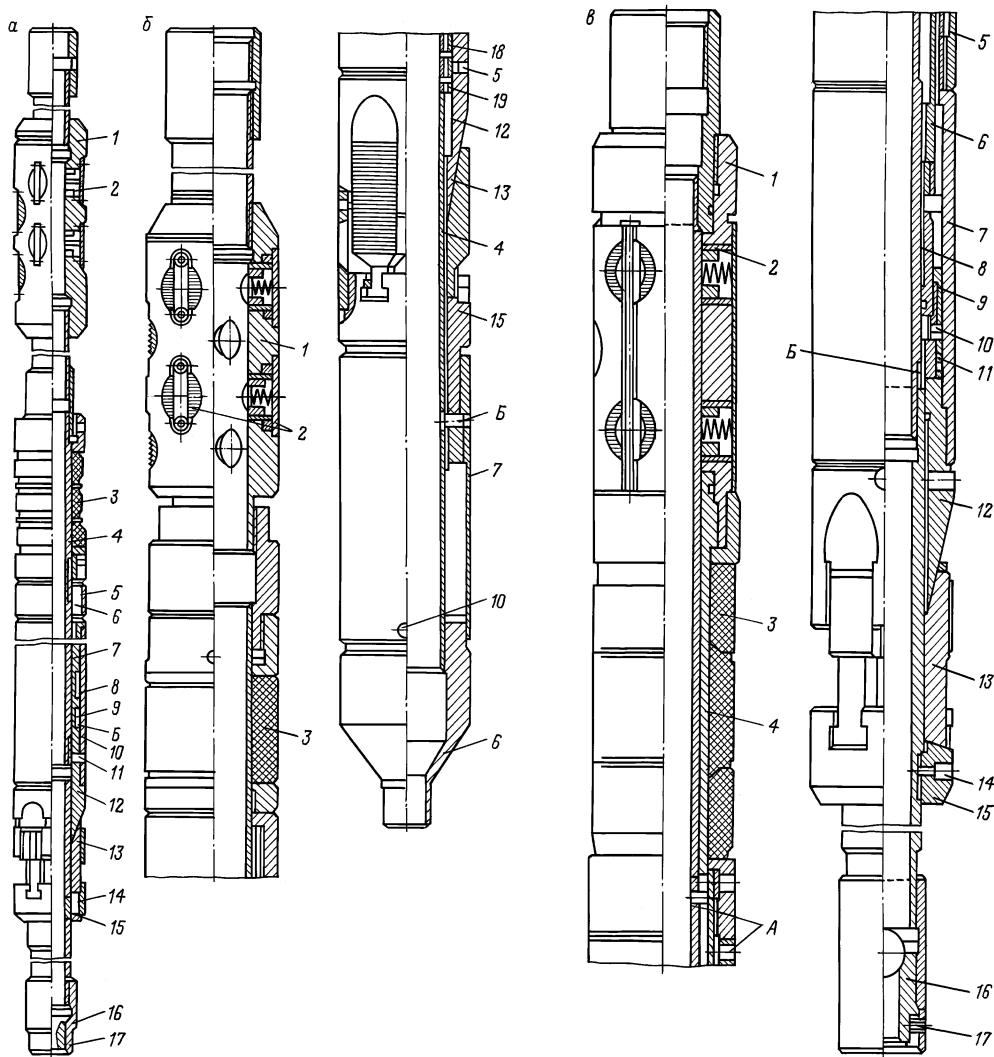


Рис. 5.7. Пакер ПД-ЯГ:

a, б – 1ПД-ЯГ с внешним диаметром 136, 140, 145 мм; *в* – 2ПД-ЯГ с внешним диаметром 185, 210 мм; 1 – корпус якоря; 2 – круглая плашка; 3 – манжета; 4 – ствол; 5 – шлипс; 6 – проталкиватель; 7 – цилиндр; 8 – поршень; 9 – захват; 10, 14, 17 и 19 – срезные винты; 11 – золотник; 12 – корпус; 13 – плашка; 15 – плашкодержатель; 16 – седло; 18 – втулка фиксатора

руют манжеты и плашки в рабочем состоянии. Пакер освобождается при подъеме колонны труб после среза винтов. Ствол вместе с корпусом якоря поднимается и освобождает манжеты, а бурт проталкивателя поднимает цилиндр, который выводит конус из плашек, освобождая их. Плашки верхнего якоря освобождаются после разгерметизации манжет и уравнивания давления на плашки.

Пакер ЗПД-ЯГ (рис. 5.8) состоит из верхнего и нижнего закоряющих приспособлений и гидроцилиндров уплотняющего и фиксирующего приспособлений. Посадка пакера осуществляется при подаче в колонну насос-

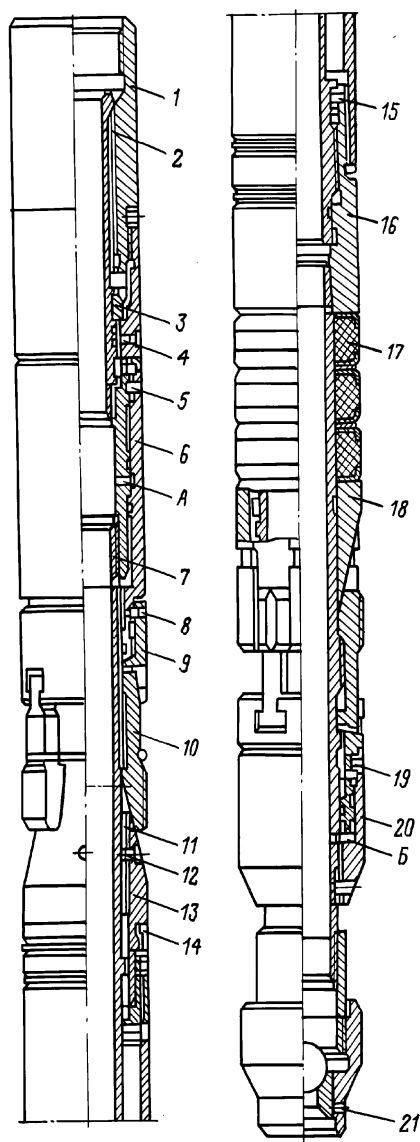


Рис. 5.8. Пакер ЗПД-ЯГ:

1 – головка; 2 – шток; 3 – шлипс; 4, 5, 8, 15, 19, 20, 21 – срезные винты; 6 – цилиндр; 7 – верхний ствол; 9 – верхний плашкодержатель; 10 – верхняя плашка; 11 – втулка; 12 – штифт; 13 – верхний корпус; 14 – корпус; 16 – муфта; 17 – уплотняющая манжета; 18 – нижний корпус

ных труб жидкости под давлением. Предварительно на седло вбрасывается шар. Давление в полости *Б* нижнего гидроцилиндра перемещает поршень, который через плашкодержатель заставляет плашки надвинуться на конус, раздвигаясь радиально, и закориться за стенку эксплуатационной колонны. При повышении давления срезаются винты, и шток, перемещаясь вниз со стволом, сжимает манжеты между муфтой и конусом, герметизируя пространство между пакером и стенкой эксплуатационной колонны. Шлипсы, перемещаясь по насечкам штока при его движении вниз, препятствуют его возвращению в первоначальное положение. При дальнейшем повышении

давления жидкость через отверстие *A* попадает в цилиндр. При этом срезаются винты, и цилиндр перемещает вниз плашкодержатель и плашки, которые надвигаются на конус и заякоряются на эксплуатационной колонне. При этом срезаются винты, плашкодержатель освобождается от цилиндра и фиксируется шплинсами на стволе. Нижние и верхние плашки в заякоренном состоянии будут предупреждать перемещение пакера как вверх, так и вниз. Проходное отверстие пакера открывается после срезания винтов.

Распакерование осуществляется при подъеме труб после предварительного соединения верхней части пакера в муфте и среза винтов. После среза штифта верхний ствол перемещается вверх и доводит втулку до плашкодержателя, последний сдвигает плашки с конуса, освобождая их. После этого бурт поднимет вверх корпус и муфту, освобождая манжеты. Одновременно при движении нижнего ствола вверх бурт ствола достигнет нижнего конуса и вывинет его из плашек, освобождая его.

Пакер ПД-ЯГМ (рис. 5.9) состоит из верхнего и нижнего заякоряющих приспособлений, уплотняющего и клапанного приспособлений и гидропривода. Пакер спускается в скважину на насосных трубах, на его седло вбрасывается шарик и создается давление, под воздействием которого плашки раздвигаются радиально и заякоряются на стенке эксплуатационной колонны. Жидкость, попадая через отверстие *B* под поршень, перемещает его вверх, вследствие чего срезаются винты и освобождается захват, а конус, перемещаясь вниз, раздвигает плашки и заякоряет их. Одновременно происходит сжатие манжет.

Герметичность разобщения достигается осевой нагрузкой, создаваемой весом труб, под воздействием которого срезаются винты, и ствол, двигаясь вместе с втулкой вниз, дополнительно сжимает манжеты. Фиксация рабочих положений плашек и манжет обеспечивается шплинсами, предупреждающими обратное перемещение поршня и плашек. Проходное отверстие пакера освобождается после среза винтов. В пакере предусмотрен клапан для промывки подпакерной зоны перед его подъемом из скважины. При натяжении колонны труб шток, перемещаясь вверх, открывает отверстие *A*, с помощью которого трубное пространство соединяется с затрубным. После промывки снижается давление в трубах, вследствие чего освобождаются плашки. При дальнейшем натяжении колонны труб срезаются винты и освобождаются плашки и манжеты.

Пакер можно оставлять в скважине без труб, так как благодаря заякорению плашек пакер выдерживает давление как снизу, так и сверху. Для этого винты перед спуском пакера снимаются, и колонну подъемных труб можно освободить после среза винтов. В этом случае пакер можно позднее поднять с помощью труболовки.

Рукавный пакер (рис. 5.10) состоит из уплотняющего рукава и ствола, к верхней части которого присоединяется переводник с патрубком. На переводнике установлены поршень и головка, соединенная с рукавом. Между патрубком и переводником установлено седло для шарика, служащее для опрессовки подъемных труб. При подаче давления в центральный канал жидкость попадает под рукав через отверстие *A*, раздвигает его и прижимает к стенке эксплуатационной колонны, разобщая затрубное пространство. Манжета выполняет роль обратного клапана и служит для сохранения давления в подрукавной полости. Минимальное избыточное давление, необходимое для срабатывания пакера, составляет 165 МПа. Для освобождения пакера давление подается в затрубное пространство. Поршень перемещается вниз и со-

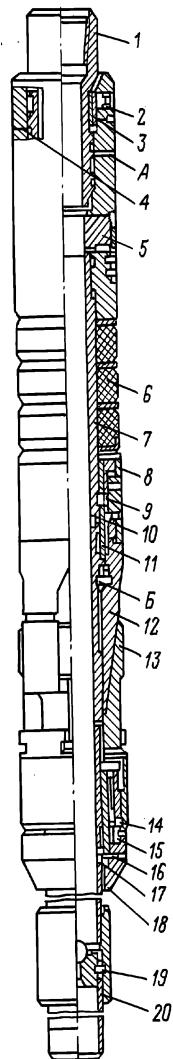


Рис. 5.9. Пакер ПД-ЯГМ:
 1 – шток; 2 – специальный винт; 3, 4, 8, 15, 16, 19 – срезные винты; 5, 13 – верхняя и нижняя плашки; 6 – манжета; 7 – ствол; 9 – захват; 10, 14 – шпильки; 11 – поршень; 12 – корпус; 17 – втулка; 18 – центратор; 20 – седло

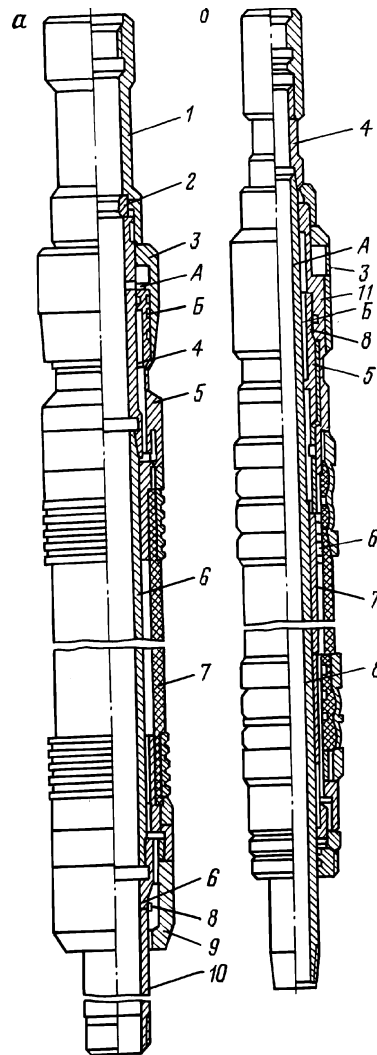


Рис. 5.10. Рукавный пакер типов ПД-Г (ф) и ПД-Г (·):
 1 – патрубок; 2 – седло; 3 – поршень; 4 – переводник; 5 – головка; 6 – ствол; 7 – рукав; 8 – манжета; 9 – ниппель; 10 – хвостовик; 11 – уплотняющее кольцо

единяет подрукавную полость с внутритрубным пространством через отверстия А и Б, когда расточка поршня окажется возле отверстия Б.

В табл. 5.5 представлены основные характеристики пакеров, выпускаемых на Украине и в России.

Таблица 5.5

Показатели	ПД-ЯМГ-118-210		ПД-ЯМГ-136-210		ПН-ЯМ-118-210		ПН-ЯМ-136-210		ПН-ЯМ-150-500		ПН-ЯМ-236-250		ПД-ЯМ-118-210
Внешний диаметр, мм	118	136	136	140	118	136	136	140	150	118	236	122	118
Рабочее давление (максимальный перепад давления), МПа	21		21		21	50	21	50	50		35	50	21
Диаметр проходного отверстия пакера, мм	62	76	76		62	76	62	76	76	50	145	50	62; 50
Температура рабочей среды, К, не более	393	399	393		393		393		393		393		393
Условный диаметр эксплуатационной колонны по ГОСТ 632-80, мм	140; 146	168	168		140; 146	168	168; 167	168	178	146	273	146	140; 146
Максимальный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, гарантирующий герметичность, мм	133	146,3	146,3	150,3	133	146,3	155,3	150,3	163,8	128	253,1	133	133
Диаметр пакера, мм	118	136	136	140	142	236	166	–	172	–	267	–	118
Длина пакера, мм	2000	1880	2215	1880	2170	–	2260	–	1800	–	2170	–	1655; 4025
Масса пакера, кг	70	60	110	64	55	–	70	–	120	–	290	–	46; 100
Примечание. Рабочая среда – вода, нефть, газ, газоконденсат.													

5.6. ВЗРЫВНЫЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПАКЕРЫ

В практике освоения и эксплуатации скважин важное место занимает применение взрывных пакеров. В этих пакерах (рис. 5.11) сцепление с обсадной колонной и герметизация участка разобщения осуществляется за счет впрессовывания корпуса в обсадную колонну. Сборка и установка пакера включают следующие операции. В корпусе 6, изготовленном из сплава алюминия, размещают рассчитанный заряд 7 дымного пороха. Засыпая его, принимают все меры к тому, чтобы частицы пороха не имели контакта с металлическими деталями пакера. Заряд рекомендуется засыпать через воронку во вложенный в корпус мешочек из хлопчатобумажной неэлектризующейся ткани, куда помещают и зажигатель. Затем корпус герметизируется пробкой 4, которая вместе с присоединенным к массе и выводу жилы кабеля электрозажигателем 5 вставляется в горловину стакана. Передвижение пробки ограничивается с помощью накидной гайки 3. Пакер переходником соединяется с желонкой или корпусным кумулятивным перфоратором, который используется в качестве груза. Соединение осуществляется с помощью шариков.

При срабатывании заряда предусмотрено автоматическое отсоединение пакера от груза. Под воздействием давления пороховых газов пробка пакера передвигается вверх до упора, благодаря чему стальные шарики 2, соединяющие пакер и груз 1, получают возможность выйти из сцепления, а груз снимается с пакера.

Для выбора заряда пакера необходимо учитывать гидростатическое давление и внутренний диаметр обсадной колонны, где он устанавливается. На рис. 5.12 изображена номограмма, позволяющая выбрать заряд пакера ВВ 118 для разных случаев его применения.

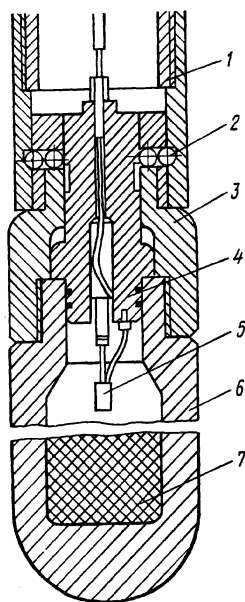


Рис. 5.11. Схема взрывного пакера:
1 – груз; 2 – стальные шарики; 3 – накидная гайка; 4 – уплотняющая пробка; 5 – электрозажигатель; 6 – корпус; 7 – пороховой заряд

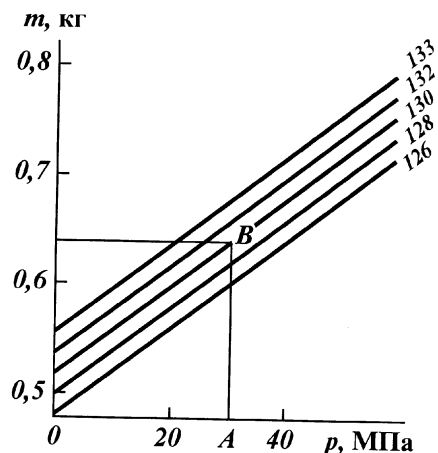


Рис. 5.12. Номограмма для выбора заряда ВВ118.
Шифр кривых – внутренний диаметр обсадной колонны, мм

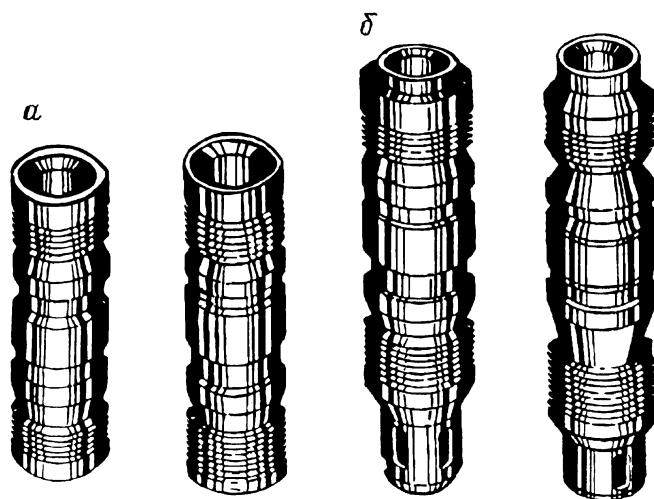


Рис. 5.13. Пакеры взрывные: шплисовый (а) и цементировочный (б)

Пример. Рассмотрим выбор заряда пакера, установленного на глубине 3 км в скважине, заполненной водой и обсаженной колонной с внутренним диаметром 130 мм. Восстановив перпендикуляр, из точки на оси абсцисс, соответствующей гидростатическому давлению, до пересечения его с линией 130 в точке В, получим на оси ординат точку, соответствующую значению массы заряда. В нашем случае это 0,66 кг. Габариты этих типов пакеров следующие: 88, 92, 102, 110, 118, 135 мм (соответственно ВП88, ВП92, ВП110, ВП118, ВП135).

Для каждого пакера существует своя номограмма, позволяющая выбрать массу заряда при разных условиях их применения.

Самостоятельную группу взрывных пакеров составляют пакеры типа ВПШ, в которых сцепление с обсадной колонной совершается при помощи шплисов – чугунных ребристых плашек, вдавливаемых в металл обсадной колонны, при этом герметизация выполняется сжатием резиновой манжеты с фиксированием ее в сжатом состоянии (рис. 5.13). Пакер типа ВПШ включает камеру, которая заряжается порохом и после установки поднимается на поверхность. Спускается пакер ВПШ на каротажном кабеле. После спуска камеры в заданный интервал током, подаваемым с поверхности, поджигают заряд. Давлением пороховых газов поршень камеры передвигается относительно корпуса, впрессовывая в колонну расположенные на штоке пакерующей части плашки и сжимая манжету.

Для проведения изоляционных работ путем закачки цементного раствора в скважину под давлением до 30 МПа применяются пакеры взрывные цементационные типа ПВЦ (ПВЦ 110, ПВЦ 118, ПВЦ 135). Они используются в обсадных колоннах диаметром 117,7–124, 125,2–133 и 144–152 мм при максимальном гидростатическом давлении 147 МПа и максимальной температуре 150 °С. Их длина 605–625 мм.

Принцип работы пакеров типа ПВЦ следующий.

1. После зажигания порохового заряда массой 120 г под действием давления газов гильза камеры передвигается относительно корпуса, плашки смещаются и сжимают манжету до упора в обсадную трубу. Скорость движе-

Таблица 5.6

Тип пакера	Внешний диаметр, мм	Внутренний диаметр обсадной колонны (НКТ), где применяется пакер	Максимальные условия применения		Масса порохового заряда, кг
			Температура, °С	Давление, МПа	
1	2	3	4	5	6
ВП88; ВП92; ВП102; ВП110; ВП118; ВП135	88–135	96,3/152	120	60	0,2/1
ВПШ92; ВПШ102	82–102	88/120	200	150	0,1
ВПЦ110; ВПЦ118; ВПЦ135	110–135	117,7/144	150	150	0,1
ВПр	48	62	120	30	

Примечания. 1. В графе 3 в числителе – минимальный внутренний диаметр обсадной колонны, в знаменателе – максимальный. 2. В графе 6 в числителе – максимальная масса порохового заряда, в знаменателе – минимальная. 3. Внутренний диаметр обсадных труб для одного типоразмера выполняется в пределах 2–8 мм. 4. Максимально допустимое давление цементирования 30 МПа.

ния поршня регулируется гидравлическим тормозом, заполненным маслом. После посадки пакерующей части разрывается шип, соединяющий камеру с пакерующей частью. Камера используется многократно. Пороховые газы имеют выход в скважину.

2. Для подачи цемента в подпакерную зону пакер соединяется с колонной НКТ свободной посадкой специальной муфты на конец штока пакера. При опрессовке пакера в скважине поданный с поверхности вместе с жидкостью шарик перекрывает отверстие в клапанном приспособлении, позволяя проверять надежность пакерования. При дальнейшем повышении давления более 7 МПа шарик продавливается, открывая путь для подачи цемента. После окончания заливки шар большего диаметра перекрывает внутреннее отверстие, прекращая обратное движение цемента в скважину.

Для установки разделяющего моста рекомендуется использовать взрывной пакер, раскрывающий ПВР. Этот пакер спускается в скважину через НКТ на каротажном кабеле и имеет вид зонтика. После его установки в колонне и подъема каротажного кабеля на поверхность в скважину через внутреннюю полость спускают на кабеле желонку, заполненную цементным раствором.

Технические характеристики взрывных пакеров приведены в табл. 5.6.

5.7. РАСЧЕТ КОЛОННЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ НА ПРОЧНОСТЬ И ИХ ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Усилия, воздействующие на колонну НКТ, главным образом определяются условиями ее эксплуатации. На рис. 5.14 показаны основные расчетные схемы колонн НКТ, которые отображают условия ее эксплуатации в различных технологических процессах освоения скважин. Нагрузки, воздействующие на колонну НКТ, и последовательность проведения расчетов на прочность рассмотрим ниже.

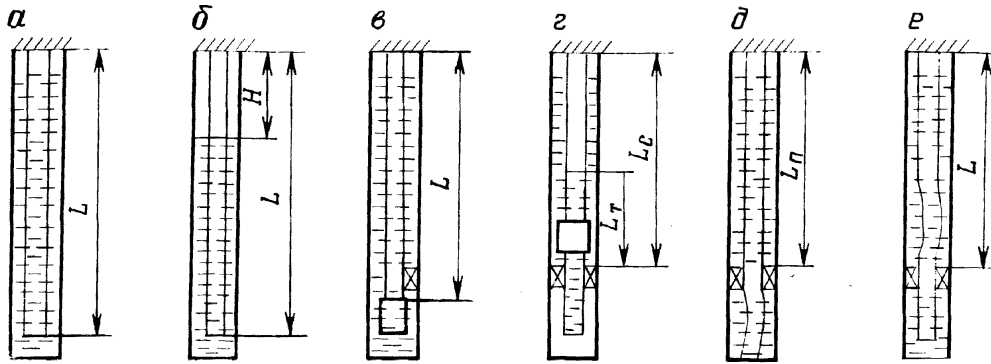


Рис. 5.14. Расчетные схемы колонны НКТ:

\ddagger – свободно подвешенная на планшайбе; \cdot – в скважине, частично заполненной жидкостью; \cdot – с устройством для проведения гидроскоструйной перфорации; \bullet – с испытателем пластов; $\% \sigma$ – опирающаяся на забой; \hat{A} – опирающаяся на пакер; L – длина колонны НКТ; ζ – уровень размещения свободной поверхности жидкости в скважине; L_c – глубина размещения испытателя в скважине; L_t – уровень жидкости в трубах; L_n – глубина размещения пакера

5.7.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК НА СВОБОДНО ПОДВЕШЕННУЮ КОЛОННУ НКТ

Усилия от веса колонны направлены к забою, а сила выталкивания действует в обратном направлении. Собственный вес комбинированной колонны определяется весом каждой секции. Вес трехсекционной колонны (рис. 5.15) запишем в виде

$$\hat{E}_{\text{нкт}} = F_{т1}l_1\rho_t + F_{т2}l_2\rho_t + F_{т3}l_3\rho_t, \quad (5.1)$$

где $F_{т1}$, $F_{т2}$, $F_{т3}$ – площадь сечения труб соответствующей части колонны, м^2 ; l_1 , l_2 , l_3 – длина соответствующей секции колонны, м ; ρ_t – плотность материала труб, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Определяя площадь сечения труб, значение их внутреннего диаметра находят по табл. 5.7.

Для подвешенной колонны труб наибольшее усилие растяжения возникает в верхнем сечении. Наибольшее напряжение не должно превышать предел текучести материала труб при растяжении. Для труб с гладкими (невываженными) концами, изготовленных по ГОСТу, максимальное усилие, которое разрушает резьбовые соединения в момент, когда напряжения в металле соответствуют пределу текучести, определяют по формуле

$$P' = \frac{\pi \delta_c D_{\text{ср}} \sigma_t}{1 + \frac{D_{\text{ср}}}{l} \text{ctg}(\alpha + \varphi)}. \quad (5.2)$$

Для труб с вываженными наружу концами усилия в теле трубы в момент, когда напряжения в металле соответствуют пределу текучести, запишем в виде

$$P'' = \frac{\pi(D^2 - d^2)}{4} \sigma_t. \quad (5.3)$$

Здесь P' , P'' – усилия, разрушающие резьбовые соединения, соответственно для труб с гладкими и вываженными наружу концами, кН ; δ_c – толщина стенки трубы по впадине первой полной нитки резьбы в зацеп-

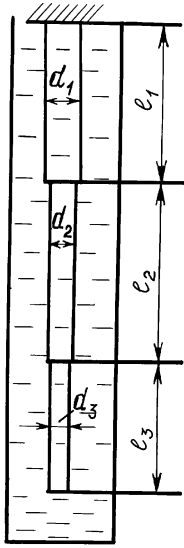


Рис. 5.15. Трехразмерная колонна НКТ в скважине, полностью заполненной жидкостью

лении, м (см. табл. 5.7); D_{cp} – средний диаметр трубы по первой полной нитке резьбы в зацеплении, м (табл. 5.8); σ_T – предел текучести материала труб при растяжении, МПа (табл. 5.9); l – длина резьбы до основной плоскости (нитки с полным профилем), м (см. табл. 5.8); α – угол, образованный между направлением опорной поверхности резьбы и осью трубы, $\alpha = 1,0625$ рад; φ – угол трения, $\varphi = 0,306$ рад; D , d – внешний и внутренний диаметры трубы, м.

Напряжения в трубе не должны превышать предельных значений, которые определяются по формулам (5.2)–(5.3).

При использовании труб, изготовленных по стандартам Американского нефтяного института (АНИ), дополнительно учитывают их способность противодействовать напряжениям, возникающим под действием внутреннего давления. Наименьшее сминающее давление для сталей разных марок определяют по формулам (при условии, что выполняется

соотношение $D/\delta < 14$, где D – внешний диаметр труб, δ – толщина стенки).

для сталей Н-40 и J-55:

$$p_{см} = 0,75\sigma_{T,cp} \left[\frac{2,503}{D/\delta} - 0,046 \right]; \quad (5.4)$$

для сталей С = 75

$$p_{см} = 0,75\sigma_{T,cp} \left[\frac{2,650}{D/\delta} - 0,059 \right]; \quad (5.5)$$

для сталей марки Н = 80

$$p_{см} = 0,75\sigma_{T,cp} \left[\frac{2,721}{D/\delta} - 0,063 \right]; \quad (5.6)$$

для сталей марки Р = 105

$$p_{см} = 0,75\sigma_{T,cp} \left[\frac{2,940}{D/\delta} - 0,078 \right]; \quad (5.7)$$

где $\sigma_{T,cp}$ – средний предел текучести материала трубы, МПа.

Предельное значение давления в трубах (при условии способности противодействовать сминающим давлениям)

$$p_{см,пр} = 1,25p_{см}, \quad (5.8)$$

где 1,25 – коэффициент запаса прочности на сопротивление смятию.

Наименьшее внутреннее давление, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, определяют по формуле

$$p_{вн} = 0,875 \cdot 2\delta \frac{\sigma_{T \min}}{D}, \quad (5.9)$$

где 0,875 – коэффициент, учитывающий отклонение толщины стенки (12,5 %); $\sigma_{T \min}$ – наименьший предел текучести материала трубы, МПа (см. табл. 5.9).

Таблица 5.7

Характеристика насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633–80

Диаметр, мм			Толщина стенки, мм	Высаженная часть, мм				Муфта, мм			Масса, кг		
условный	внешний	внутренний		Внешний диаметр	Длина переходной части	Переходная часть	Внешний диаметр муфты	Длина	Длина растяжения	Ширина торцевой плоскости	1 м гладкой трубы	муфты	1 м трубы с муфтой при длине трубы 8 м
Гладкие трубы													
48	48,3	40,3	4,0	–	–	–	56,0	96,0	8,0	2,0	4,39	0,5	4,45
60	60,3	50,3	5,0	–	–	–	73,0	110,0	8,0	5,0	6,84	1,3	7,0
73	73,0	62,0	5,5	–	–	–	89,0	132,0	8,0	6,5	9,16	2,4	9,46
89	88,9	76,0	6,5	–	–	–	107,0	148	8,0	6,5	13,22	3,6	13,67
102	101,6	88,6	6,5	–	–	–	121,0	150,0	9,5	6,5	15,22	4,5	15,78
114	114,3	100,3	7,0	–	–	–	132,5	156,0	9,5	6,5	18,47	5,7	19,09
Трубы с высаженными наружу концами													
33	33,4	26,4	3,5	37,3	45	25	48,3	89	8,0	3,5	2,58	0,5	2,67
42	42,2	35,4	3,5	46,0	51	25	56,0	95	8,0	3,5	3,34	0,7	3,48
48	48,3	40,3	4,0	53,2	57	25	63,5	100	8,0	3,5	4,39	0,8	4,51
60	60,3	50,3	5,0	65,9	89	25	78,0	126	9,5	5,0	6,84	1,5	7,07
73	73,0	62,0	5,5	78,9	95	25,	93,0	134	9,5	6,5	9,16	2,8	9,53
89	88,9	73,0	6,0	95,25	102	25	114,3	146	9,5	6,5	13,22	4,2	13,8
102	101,6	88,6	6,5	107,95	102	25	127,0	154	9,5	6,5	15,22	5,0	15,9
114	114,3	100,3	8,0	120,65	108	25	141,3	160	9,5	6,5	18,47	6,3	19,3

Таблица 5.8

Размеры резьбового соединения НКТ

Условный диаметр трубы, мм	Число ниток на 2,54 мм (дюйм)	Глубина резьбы, мм	Внешний диаметр, мм		Средний диаметр резьбы в основной части, мм	Диаметр резьбы около торца трубы, мм		Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца муфты, мм	Длина резьбы, мм			Диаметр цилиндрической расточки около торца муфты, мм	Глубина цилиндрической расточки, мм	Расстояние от торца муфты к концу сбега резьбы на трубе при свинчивании вручную, мм	
			трубы	высаженной части		внешний	внутренний		общая к концу (сбега)	основной плоскости (нити с полным профилем)	сбега				
Гладкие трубы															
48	10	1,412	–	48,3	46,924	46,866	44,042	46,069	35	22,3	4,29	50,0	8,0	5,0	
60			–	60,3	58,989	58,494	55,670	58,134	42	29,3	4,29	62,0	8,0	5,0	
73			–	73,0	71,689	70,506	67,682	70,834	53	40,3	4,29	74,7	8,0	5,0	
89	8	1,810	–	88,9	87,564	89,944	83,120	86,709	60	47,3	4,29	90,6	8,0	5,0	
102			–	101,6	99,866	98,519	94,899	98,519	62	49,3	5,97	103,5	9,5	6,5	
114			–	114,3	112,566	111,031	107,411	111,219	65	52,3	5,97	116,0	9,5	6,5	
Трубы с высаженными наружу концами															
33	10	1,412	33,4	37,30	35,970	36,100	33,276	35,115	32	19,3	4,29	39,0	8,0	5,0	
42			42,2	46,00	44,701	44,643	41,819	43,846	35	27,3	–	47,5	8,0	5,0	
48	8	1,810	48,3	53,20	51,845	51,662	48,838	50,990	37	24,3	–	55,0	8,0	5,0	
60			60,3	65,90	64,148	63,551	59,931	64,801	50	37,3	5,97	67,5	9,5	6,5	
73			73,0	78,60	76,848	76,001	72,381	75,501	54	41,3	–	80,0	9,5	6,5	
89			88,9	95,25	93,516	92,294	88,674	92,164	60	47,3	–	97,0	9,5	6,5	
102			101,6	107,95	106,216	104,744	101,124	104,869	64	51,3	–	109,6	9,5	6,5	
114	114,3	120,65	118,916	117,256	113,636	117,569	67	54,3	–	122,5	9,5	6,5			

П р и м е ч а н и е. Длина резьбы от основной плоскости к концу сбега – 12,7 мм; расстояние от торца муфты к середине муфты при свинчивании на станке – 13 мм.

Реальное давление в колонне НКТ не должно превышать значений, которые определяются по формулам (5.8)–(5.9).

Коэффициент запаса прочности на сопротивление труб внутреннему давлению обычно принимают за единицу, в связи с чем при определении допустимых значений внутреннего давления можно использовать формулу (5.9).

Нагрузку растяжения, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, находят по формуле

$$P_{\tau} = \sigma_{\tau \min} \frac{\pi}{4} [D^2 - d^2]. \quad (5.10)$$

Значение реальной нагрузки на колонну не должно превышать p_{τ} , значение которой определяют из уравнения (5.10)

Формулы (5.1)–(5.10) используют при выполнении контрольных расчетов на прочность колонны НКТ конкретной конструкции (табл. 5.10). Часто необходимо решить обратную задачу, касающуюся выбора конструкции колонны соответственно с заранее определенными условиями ее эксплуатации. При проведении проектных расчетов предварительно принимаем максимальный возможный диаметр колонны для условий конкретной скважины и определяем усилия P' разрушения резьбовых соединений по (5.2).

Допустимую глубину подвески колонны рассчитывают по приближенной формуле, которая учитывает нагрузку только от действия собственного веса колонны и давления у выхода бурового насоса:

$$L_{\text{доп}} = \frac{P' - kF_{\tau}p_p}{kq}, \quad (5.11)$$

где k – коэффициент запаса прочности для труб, который принимают равным 1,3–1,5; p_p – давление на выкиде линии бурового насоса ($p_p = 35\div 40$ МПа); q – вес 1 м трубы, Н (см. табл. 5.7).

Конструкцию колонны считают определенной, если допустимая глубина подвески труб принятого диаметра больше глубины скважины.

Таблица 5.9

Механические свойства сталей различных групп прочности для изготовления НКТ

Показатели	СНГ					АНИ и другие фирмы				
	Д	К	Е	Л	М	Н-40	Ј-55	С-75	Н-80	Р-105
Временное сопротивление разрыву, МПа	650	700	750	800	900	422	507	688	703	844
Предел текучести при растяжении, МПа:										
средний	380	500	550	650	750	–	–	–	–	–
минимальный	–	–	–	–	–	281	387	527	562	738
максимальный	–	–	–	–	–	400	562	633	772	949
Относительное удлинение, % при толщине стенки, мм:						2,7	20	16	16	15
5	16	12	12	12	12					
10	12	10	10	10	10					

Таблица 5.10

Характеристика прочности насосно-компрессорных труб, изготовленных из сталей различных групп прочности, по стандартам АНИ

Внешний диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Наименьшее сминающее давление, МПа					Внутреннее давление, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, МПа				
		H-40	J-55	C-75	H-80	P-105	H-40	J-55	C-75	H-80	P-105
26,67	2,83	50,6	65,9	86,1	91,2	–	52,9	72,8	99,3	105,9	–
33,4	3,38	47,9	62,3	81,5	86,3	–	49,8	68,5	93,3	95,5	–
42,16	3,18	36,7	47,7	–	–	–	37,0	51,0	–	–	–
	3,56	40,7	52,9	61,2	73,3	–	41,5	57,2	77,8	83,2	–
48,26	3,18	31,3	40,7	–	–	–	32,4	44,5	–	–	–
	3,68	37,2	48,3	63,2	66,9	–	37,5	37,5	70,3	75,0	–
52,40	3,96	36,8	47,9	62,6	66,4	–	37,2	51,2	69,8	74,4	–
60,32	4,24	34,3	44,6	57,3	60,9	–	34,6	47,6	64,8	69,1	–
	4,83	38,8	50,5	65,9	69,9	93,1	39,4	54,2	73,6	78,5	103,3
	6,45	–	–	85,6	90,6	120,8	–	–	98,5	105,1	138,1
73,02	5,52	36,8	47,8	62,6	66,2	88,3	37,1	51,1	69,6	74,2	97,5
	7,82	–	–	85,8	90,8	121,1	–	–	98,9	105,5	138,4
88,9	5,49	28,6	37,2	47,0	49,8	–	30,4	41,8	56,9	60,7	–
	6,45	35,5	46,1	60,0	63,8	85,1	35,7	49,2	66,9	71,4	93,2
	7,34	39,9	52,0	67,9	71,9	–	40,6	55,9	76,2	81,3	–
	9,51	–	–	85,9	90,8	121,1	–	–	98,8	105,4	138,4
101,6	5,74	25,2	32,7	40,8	43,0	–	27,8	38,2	52,1	55,6	–
	6,65	31,1	40,4	51,6	54,7	–	32,2	44,4	60,5	64,5	–
114,3	6,88	27,6	35,9	45,2	47,9	–	29,7	40,8	55,5	59,2	–

При значительных глубинах скважин применяют секционную колонну НКТ. Длину секций подбирают снизу вверх. Допустимую длину нижней секции определяют по формуле (5.11), а длины следующих секций – из соотношения

$$l_n = \frac{p'_n - p_{n-1}}{kq_n} \frac{F_{\tau n}}{F_{\tau(n-1)}}, \quad (5.12)$$

где l_n – длина секции, которую рассчитывают, м; p'_n – разрушающая нагрузка для труб секции, которую рассчитывают, МПа; p'_{n-1} – разрушающая нагрузка для труб предыдущей секции, МПа; q_n – вес 1 м трубы секции, которую рассчитывают, Н; $F_{\tau n}$ – площадь сечения рассчитываемой секции, м²; $F_{\tau(n-1)}$ – площадь сечения труб предыдущей секции, м².

Формула (5.12), как и формула (5.11), не учитывает действия на колонну силы выталкивания.

Если скважина частично заполнена жидкостью, тогда сила выталкивания, действующая на колонну, определяется объемом ее погруженной части (рис. 5.14, б):

$$P_{\text{арх}} = \rho_p(L-H)F_{\tau}, \quad (5.13)$$

где L – длина колонны, м; H – уровень свободной поверхности жидкости, м.

5.7.2. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА КОЛОННЫ НКТ НА ПРОЧНОСТЬ В УСЛОВИЯХ ДЕЙСТВИЯ ИЗГИБАЮЩИХ УСИЛИЙ

Изгибающие усилия возникают в колонне НКТ в том случае, когда ее нижняя часть жестко закреплена с помощью пакера либо ее хвостовик опирается на забой.

При размещении пакера в скважине хвостовик воспринимает изгибающие нагрузки, которые зависят от усилия, необходимого для раскрытия пакера, а также от перепада давления на пакере во время испытания пластов (рис. 5.14, *д*).

Нагрузка на пакер от веса труб для установки его в скважине

$$G_{\Pi} = 0,3ES_0(K_{\Pi} - 1), \quad (5.14)$$

где E – модуль упругости резинового элемента пакера по начальному сечению, МПа, $E = 8,5 \div 9,5$ МПа; S_0 – площадь сечения уплотнителя до его деформирования, см²; K_{Π} – коэффициент пакерования, $K_{\Pi} = 1,12 \div 1,14$.

Считаем, что максимальная разность давления на пакере во время испытания пласта равна допустимой депрессии на пласт. Тогда осевая сжимающая нагрузка на хвостовик, кН, при испытании

$$G_{\text{хв}} = G_{\Pi} + 0,1\Delta p S_s, \quad (5.15)$$

где $0,1$ – коэффициент перевода размерностей; Δp – разность давлений на пакере, МПа; S_s – площадь сечения скважины, см².

Изгибающее напряжение в трубе хвостовика определяют по формуле

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{\pi^2 EJ(D_c - d_{\text{т.внеш}})}{2L_{\Pi}^2 W}, \quad (5.16)$$

где E – модуль продольной упругости, для стали $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па, для алюминиевого сплава $E = 0,7 \cdot 10^{11}$ Па; J – экваториальный момент инерции площади сечения; L_{Π} – длина полуволны прогиба хвостовика; D_c – диаметр скважины; W – осевой момент сопротивления на изгиб; $d_{\text{т.внеш}}$ – диаметр трубы хвостовика (внешний).

Экваториальный момент инерции площади сечения определяют по формуле

$$J = 0,05(d_{\text{т.внеш}}^4 - d_{\text{т.вн}}^4), \quad (5.17)$$

где $d_{\text{т.вн}}$ – внутренний диаметр трубы хвостовика.

Осевой момент сопротивления на изгиб

$$W = 2J / d_{\text{т.внеш}}. \quad (5.18)$$

Длина полуволны прогиба определяется осевой нагрузкой на хвостовик

$$L_{\Pi} = 5 \cdot 98 \sqrt{EJ / Q_{\text{хв}}}. \quad (5.19)$$

Изгибающее напряжение в трубе хвостовика не должно превышать предельно допустимого $[\sigma]_{\text{сж}} = 160$ МПа.

Изгибающее напряжение возникает также в колонне НКТ в случае ее размещения над пакером (рис. 5.14, *е*). Кроме изгибающих усилий в верхней части колонны возникают усилия растяжения, а в нижней – сжатия. Усилия растяжения максимальны в верхней части колонны:

$$P = P_{\text{нкТ}} - G_{\Pi}. \quad (5.20)$$

Напряжения сжатия имеют максимальные значения в сечении соединения труб с пакером:

$$\sigma_{сж} = L_{сж} g q / F_T, \quad (5.21)$$

где $L_{сж}$ – длина сжатой части колонны, м; q – масса 1 м труб колонны, кг (см. табл. 5.7); F_T – площадь сечения трубы, м².

Длина сжатой части колонны определяется усилием, действующим на пакер:

$$L_{сж} = \frac{G_{п}}{qg \left[1 - \frac{\rho_p}{\rho_T} \right]}, \quad (5.22)$$

где ρ_p , ρ_T – плотность раствора и материала труб, кг/м³.

Усилия, необходимые для раскрытия пакера, находят по формуле (5.14) или по табл. 5.11. Последовательность определения изгибающего напряжения в колонне НКТ такая же, как и при выполнении расчетов хвостовика [см. формулы (5.16)–(5.19)].

Рассмотрим расчет насосно-компрессорных труб для проведения гидроразрывной перфорации.

Во время проведения гидроразрывной перфорации (ГРП) существует опасность разрушения труб действием внешних усилий и внутреннего давления. Для ГРП обычно применяют трубы диаметром 73–89 мм следующих марок стали: С-75, Е, Н-80, Л, М, Р-105.

Допустимую глубину спуска одноразмерной колонны НКТ (любой марки стали длиной L_1 , L_2 , L_3 и т.д.) определяют по формуле

$$L = \frac{(1000 Q_{р.н} / k_T) - 10^6 p_y F_T}{9,8(q_T - f_T \rho_{см})}, \quad (5.23)$$

где L – допустимая глубина спуска НКТ, м; $Q_{р.н}$ – разрушающая нагрузка резьбы, кН; k_T – коэффициент запаса прочности труб, преимущественно составляет 1,3–1,5; F_T – площадь внутреннего сечения НКТ, м²; p_y – давление на устье, МПа; q_T – масса 1 м трубы, кг/м; f_T – сечение тела НКТ, м²; $\rho_{см}$ – плотность смеси жидкости с песком, кг/м³.

Таблица 5.11

Технические характеристики пакеров

Параметры	ПЦГ-95	ПЦГ-96
Диаметр, мм:		
остова	95	67
штока	40	34
резинового элемента	145, 135, 115, 109	92, 87, 78, 67
Оптимальная нагрузка сжатия при пакеровании, кН	60–80	20–40
Допустимый перепад давления, МПа	45	45
Допустимая нагрузка растяжения при перепаде давления 45 МПа	250	150
Длина, мм:		
остова	1525	1410
резинового элемента	640	720
Средняя масса, кг	65	33

Таблица 5.12

Характеристика разрушающей нагрузки для резьбы насосно-компрессорных труб

Внешний диаметр, мм	Разрушающая нагрузка резьбы, кН							
	Д	К	Е	Л	М	С-75	М-80	Р-105
Трубы гладкие (неравнопрочные)								
60	208	274	302	356	411	300	320	430
73	294	387	426	503	580	450	460	630
89	446	585	645	760	877	680	720	950
Трубы с высаженными наружу концами (равнопрочные)								
60	330	435	447	565	652	444	474	622
73	443	583	641	758	874	617	658	864
89	689	840	925	1092	1260	882	941	1235

Примечания. 1. Внутренняя площадь сечения отверстия трубы 19, 87; 30, 19 и 45, 36 см² соответственно для 60-, 73- и 89-мм труб. 2. Площадь сечения тела трубы 6,68; 11,66 и 16,7 см² соответственно для 60-, 73- и 89-мм труб. 3. Масса гладкой трубы 7; 9,46 и 13,67 кг соответственно для 60-, 73- и 89-мм труб. 4. Масса 1 м трубы с высаженными концами 7,07; 9,53 и 13,8 кг соответственно для 60-, 73- и 89-мм труб.

Характеристика труб приведена в табл. 5.12.

Если предприятие не имеет достаточного количества НКТ одного типа, чтобы спустить их до глубины нижних отверстий перфорации ($L = H_{\text{ап}}$), то составляют двухсекционную колонну НКТ. Для этого проще всего вначале рассчитать допустимую длину нижней секции более слабых труб с меньшим значением $Q_{\text{р.н}}$ по формуле (5.23):

$$L = L_{\text{н}} = L_1. \quad (5.24)$$

После этого производят расчет по формуле (5.23) для более сильных труб. Тогда длина верхней секции $L_{\text{в}} = H_{\text{ск}} - L_1$, где $H_{\text{ск}}$ – глубина установки аппарата в скважине при условии, что нагрузку верхней секции рассчитывают на всю длину труб:

$$L = L_2 = H_{\text{ап}}. \quad (5.26)$$

Для составления колонны НКТ целесообразно взять трубы одного диаметра, желательно 73 мм.

Колонна НКТ в скважине подвергается растяжению от собственного веса и от действия давления на устье $p_{\text{у}}$. Если растяжение от собственного веса учитывается во время привязывания аппарата перфорации (АП) к пластам, которые перфорируются ГПП, то растяжение от действия давления на устье нужно учитывать дополнительно.

Удлинение труб рассчитывается по формуле

$$\Delta l_{\text{т}} = \frac{p_{\text{у}} F_{\text{т}} (L_{\text{н}} + L_{\text{в}})}{2f_{\text{т}} E}, \quad (5.27)$$

где $L_{\text{в}}$, $L_{\text{н}}$ – длина НКТ соответственно верхней и нижней секции, м; E – модуль Юнга для стали, $E = 2,1 \cdot 10^6$ МПа.

Для того, чтобы АП разместился на заданной глубине $H_{\text{ап}}$, необходимо уменьшить длину труб в скважине на размер, соответствующий их удлинению:

$$L_{\text{ап}} = H_{\text{ап}} - \Delta l_{\text{т}} - \Delta l_{\text{ап}} - l_{\text{мф}}, \quad (5.28)$$

где $L_{\text{ап}}$ – длина труб, которые требуется спустить в скважину, м; $\Delta l_{\text{ап}}$ – расстояние в АП от самой низкой насадки до муфты, м (для АП длиной 6 м $\Delta l_{\text{ап}} = 0,3$ м, а общая длина АП 6 м с пером для промывания скважины составляет приблизительно 0,83 м); $l_{\text{мф}}$ – длина утолщенной муфты для исследований гамма-каротажа (ГК) и нейтронного гамма-каротажа (НКГ), м, преимущественно $l_{\text{мф}} = 0,5$ м.

5.7.3. УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

В скважинах, продукция которых содержит сероводород даже в незначительных количествах, применять трубы с высокими пределами прочности (марок Е, Л и М) и импортные трубы, изготовленные по стандарту АНИ (Н-80, Р-105), не рекомендуется из-за опасности сульфидного растрескивания материала труб и муфт. В этих условиях целесообразно применять трубы группы прочности Д, а также С-75, С-80, С-95. При наличии в пластовой продукции коррозионно-активных компонентов применяют трубы с покрытием или используют для их защиты ингибиторы коррозии.

Подготовку новых укомплектованных труб к эксплуатации осуществляют на трубных базах. При получении труб необходимо проверить соответствие комплекта паспорта и плана выполнения работ в скважине. Резьбовые соединения должны быть защищенными. Трубы спускают в скважину в присутствии представителя трубной базы.

Трубы, поднятые из скважины, перед повторным спуском необходимо очистить (прежде всего резьбовые соединения) и тщательно осмотреть.

Осматривая трубы с покрытием, особое внимание обращают на его целостность.

Перед спуском в скважину длину каждой трубы нужно измерить при помощи стальной рулетки. Точность измерений обусловлена планом работ. Длина трубы определяется расстоянием между свободным торцом муфты и концом сбega внешней резьбы.

По результатам измерений длин отдельных труб теоретически получаем длину колонны. Для ее определения необходимо ввести поправки на изменение длины колонны за счет действия сил растяжения.

Чтобы обеспечить герметичность соединений в скважинах с высоким давлением, прежде всего в газовых и газоконденсатных, необходимо принять следующие меры:

а) развинтить трубу и муфты, тщательно очистить и проверить их резьбу;

б) смазать внешнюю и внутреннюю резьбу (для лучшей герметизации применять ленту из фторопластунитяющего материала ФУМ) и свинтить трубу и муфту.

в) при поднятии труб с мостков следует избегать их изгиба, защищать муфты и трубы от ударов.

Спуск труб в скважину

Перед спуском трубы должны быть сложены на мостках муфтами к скважине (резьбу трубы и муфты защищают соответствующие защитные детали) или установлены вертикально муфтами вверх на деревянных подкладках (защитное кольцо следует снять).

При опускании необходимо тщательно осмотреть тело и резьбовые части каждой трубы, чтобы не допустить спуска в скважину аварийно-опасных труб. В случаях, когда скважины эксплуатируют штанговыми колоннами или существуют предпосылки для отложения парафина, солей, гипса, перед спуском трубы следует проверять оправкой. Длина оправки 1250 мм, диаметр ее зависит от толщины стенок труб (табл. 5.13, 5.14).

Подняв трубу над устьем скважины, необходимо снять с резьбы защитные кольца, тщательно очистить и смазать резьбу муфты, а также резьбу трубы.

Таблица 5.13

Размеры оправок для НКТ

Размеры оправок для НКТ	Толщина стенки трубы, мм	Внешний диаметр оправки, мм
48	4,0	38,2
60	5,0	48,0
73	5,5	59,7
73	7,0	56,7
89	6,5	72,9
89	8,0	69,9
102	6,5	85,7
114	7,0	97,3

Таблица 5.14

Размеры оправок для труб, изготовленных по стандарту АНИ

Условный, дюйм, и внешний, мм, диаметры трубы	Толщина стенки, мм	Внешний диаметр оправки, мм	Условный, дюйм, и внешний, мм, диаметры трубы	Толщина стенки, мм	Внешний диаметр оправки, мм
1,9 (48,3)	3,7	38,5	$3\frac{1}{2}$ (89)	9,5	66,7
	5,1	35,7		10,5	64,7
2(50,8)	4,2	40,0	4 (101,6)	11,4	62,9
	4,2	49,5		13,0	59,8
$2\frac{3}{4}$ (60,3)	4,8	48,3	$4\frac{1}{2}$ (114,3)	13,5	58,8
	5,5	46,9		5,7	86,9
$2\frac{1}{8}$ (73)	6,5	45,0	$4\frac{1}{2}$ (114,3)	6,7	85,1
	8,5	40,9		7,3	83,9
$2\frac{1}{8}$ (73)	5,5	59,6	$4\frac{1}{2}$ (114,3)	8,4	81,7
	7,0	56,6		9,7	79,1
$2\frac{1}{8}$ (73)	7,8	55,0	$4\frac{1}{2}$ (114,3)	10,9	76,6
	8,0	54,6		5,7	99,7
$2\frac{1}{8}$ (73)	8,6	53,4	$4\frac{1}{2}$ (114,3)	6,9	97,4
	9,2	52,2		7,4	96,4
$2\frac{1}{8}$ (73)	10,3	50,1	$4\frac{1}{2}$ (114,3)	8,6	94,0
	11,2	48,3		9,5	92,2
$3\frac{1}{2}$ (89)	5,5	74,8	$3\frac{1}{2}$ (89)	10,2	90,7
	6,5	72,8		10,9	89,3
$3\frac{1}{2}$ (89)	7,3	71,0	$3\frac{1}{2}$ (89)	12,7	85,7
	9,3	67,0		14,2	82,7

Для труб, работающих в скважинах с температурами до 200 °С, применяют смазку Р-402 (ТУ 38-101-330-73). Она легко наносится при температуре воздуха до -30 °С. Смазка Р-2 (ТУ 38-101-332-73) предназначена для труб, эксплуатируемых в скважинах до 100 °С. Ее легко наносить при температуре воздуха до -5 °С. Трубы следует плавно направлять в муфту. Посадку трубы в муфту осуществляют осторожно, чтобы не повредить резьбу. Особенно осторожно нужно спускать двух- или трехсекционные трубы. В это случае целесообразно устанавливать на всех участках промежуточные опоры.

Свинчивание проводят с прикладыванием крутящих моментов, значения которых приведены в табл. 5.15-5.17.

Таблица 5.15

Рекомендованные крутящие моменты для свинчивания насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633-80 (группа прочности Д)

Условный диаметр трубы, м	Вращательный момент, Н·м	
	минимальный	максимальный
Гладкие трубы		
48	500	750
60	800	1100
73	1000	1500
89	1300	2200
102	1600	—
114	1700-2000	3200
Трубы с высаженными наружу концами		
73	—	2700

Таблица 5.16

Рекомендованные крутящие моменты (Н·м) для свинчивания труб с муфтами зарубежных конструкций

Условный диаметр трубы, дюйм	Уровень	Группа прочности стали				
		Н-40	J-55 (K-55)	C-75	Н-80	P-105
Соединение по стандартам АНИ на гладких трубах						
1,9	Минимальный	330	430	570	590	—
	Оптимальный	370	570	750	790	—
	Максимальный	470	690	940	970	—
2 ³ / ₈	Минимальный	480	630	830	880	1330
	Оптимальный	650	840	1110	1170	1770
	Максимальный	810	1050	1380	1460	2210
2 ⁷ / ₈	Минимальный	830	1090	1520	1660	1920
	Оптимальный	1110	1450	2030	2210	2560
	Максимальный	1380	1810	2540	2760	3200
3 ¹ / ₂	Минимальный	1160	1260	1660	1770	2720
	Оптимальный	1550	1670	2210	2350	3620
	Максимальный	1930	2090	2760	2940	4530
4	Минимальный	980	1280	1700	1810	—
	Оптимальный	1300	1710	2270	2400	—
	Максимальный	1630	2140	2830	301	—
4 ¹ / ₂	Минимальный	1370	1810	2390	3530	—
	Оптимальный	1820	2400	3180	3370	—
	Максимальный	228	3010	3980	4220	—

Продолжение табл. 5.16

Условный диаметр трубы, дюйм	Уровень	Группа прочности стали				
		H-40	J-55 (R-55)	C-75	H-80	P-105
Соединение по стандартам АНИ на трубах с высаженными наружу концами						
1,9	Минимальный	690	910	1190	1270	–
	Оптимальный	930	1220	1590	1690	–
	Максимальный	1160	1520	1990	2110	–
2 ³ / ₈	Минимальный	1020	1340	1770	1870	2350
	Оптимальный	1370	1780	2350	2490	3140
	Максимальный	1710	2220	2940	3110	3930
2 ⁷ / ₈	Минимальный	1300	1710	2250	2390	3010
	Оптимальный	1730	2280	3000	3180	4020
	Максимальный	2160	2850	3750	3980	5030
3 ¹ / ₂	Минимальный	1800	2360	3120	3320	4200
	Оптимальный	2390	3150	4160	4420	5600
	Максимальный	2290	3940	5200	5530	6990
4	Минимальный	2020	2650	3510	4700	–
	Оптимальный	268	3540	4690	6300	–
	Максимальный	3360	4420	5860	7880	–
4 ¹ / ₂	Минимальный	2240	2970	3930	4170	–
	Оптимальный	2990	3950	5230	5560	–
	Максимальный	3730	4400	6540	6950	–
Соединение TC-45 фирмы “Атлас Бредфорд”						
2 ³ / ₈	Оптимальный	–	1800	2760	2760	3320
2 ⁷ / ₈	Оптимальный	–	2350	3500	3500	4150
3 ¹ / ₂	Оптимальный	–	3180	4420	4420	5670
4	Оптимальный	–	4150	5530	5530	6220
4 ¹ / ₂	Оптимальный	–	4010	5530	5530	6910
Соединение TC-5 фирмы “Маннесман”						
2 ³ / ₈	Минимальный	–	1310	1310	1310	1310
	Максимальный	–	1510	1730	1730	1930
2 ⁷ / ₈	Минимальный	–	1930	1930	1930	1930
	Максимальный	–	2070	2490	2490	3040
3 ¹ / ₂	Минимальный	–	3040	3040	3040	3040
	Максимальный	–	3460	4150	4150	4980
4	Минимальный	–	3180	3180	3180	3180
	Максимальный	–	4010	4980	4980	5940
4 ¹ / ₂	Минимальный	–	3180	3180	3180	3180
	Максимальный	–	4840	5940	5940	7190
Соединение АН фирмы “Валхрек”						
2 ³ / ₈	Минимальный	–	1870	2490	2490	2760
	Оптимальный	–	1930	2760	2760	3040
	Максимальный	–	2210	3320	3320	3460
2 ⁷ / ₈	Минимальный	–	3040	3460	3460	3460
	Оптимальный	–	3320	3730	3730	3730
	Максимальный	–	3460	4010	4010	4010
3 ¹ / ₂	Минимальный	–	3460	4560	4560	5940
	Оптимальный	–	4010	4980	4980	6500
	Максимальный	–	4560	5530	5530	7460
4	Минимальный	–	3460	4560	4560	4560
	Оптимальный	–	4560	5530	5530	5530
	Максимальный	–	5530	6500	6500	6500
4 ¹ / ₂	Минимальный	–	5530	5530	5530	5940
	Оптимальный	–	5940	5940	5940	6500
	Максимальный	–	6500	6500	6500	7050

Таблица 5.17

Рекомендованные крутящие моменты (Н·м) для свинчивания безмуфтовых труб зарубежных конструкций

Условный диаметр трубы, дюйм	Уровень	Марка стали				
		H-20	J-55 (K-55)	C-75	H-80	P-105
Безмуфтовые соединения по стандартам АНИ						
1,9	Минимальный	470	600	790	840	–
	Оптимальный	620	800	1050	1120	–
	Максимальный	770	1000	1310	1400	–
2,063	Минимальный	590	770	1010	1060	–
	Оптимальный	790	1020	1340	420	–
	Максимальный	980	1270	1670	1780	–
Соединение А-95 фирмы “Хайдрил”						
1,9	Оптимальный	–	830	–	1110	–
2,063	Оптимальный	–	970	–	1240	–
2 ³ / ₈	Оптимальный	–	1520	–	1070	–
2 ⁷ / ₈	Оптимальный	–	2070	–	2900	–
3 ¹ / ₂	Оптимальный	–	3460	–	4150	–
4	Оптимальный	–	4450	–	4840	–
4 ¹ / ₂	Оптимальный	–	4840	–	6220	–
Соединение С фирмы “Хайдрил”						
1,9	Оптимальный	–	830	1110	1110	1110
2,063	Оптимальный	–	970	1240	1240	1240
2 ³ / ₈	Оптимальный	–	1520	2070	2070	2070
2 ⁷ / ₈	Оптимальный	–	2070	2900	2900	2900
3 ¹ / ₂	Оптимальный	–	3460	4150	4150	4150
4	Оптимальный	–	4150	4840	4840	4840
4 ¹ / ₂	Оптимальный	–	4840	6220	6220	6220
Соединение РН-6 фирмы “Хайдрил”						
2 ³ / ₈	Оптимальный	–	2210	3040	3040	3730
2 ⁷ / ₈	Оптимальный	–	3040	4150	4150	4840
3 ¹ / ₂	Оптимальный	–	5530	7600	7600	9680
4	Оптимальный	–	5530	7600	7600	9680
4 ¹ / ₂	Оптимальный	–	6220	8200	8200	10 370
Соединение А-45 фирмы “Атлас Бредфорд”						
2 ³ / ₈	Оптимальный	–	1800	2760	2760	3320
2 ⁷ / ₈	Оптимальный	–	2350	3590	3590	4150
3 ¹ / ₂	Оптимальный	–	3180	4420	4420	4670
4	Оптимальный	–	4150	5530	5530	6220
4 ¹ / ₂	Оптимальный	–	4010	5530	5530	6910
Соединение Д-НТ фирмы “Атлас Бредфорд”						
2,063	Оптимальный	–	830	1110	1110	1380
2 ³ / ₈	Оптимальный	–	1520	1800	1800	2070
2 ⁷ / ₈	Оптимальный	–	2210	2490	2490	3040
3 ¹ / ₂	Оптимальный	–	3040	3590	3590	4150
4	Оптимальный	–	3320	3870	3870	4420
4 ¹ / ₂	Оптимальный	–	3460	4150	4150	4840

Поднятие труб

Колонну НКТ поднимают и насаживают на фланец плавно, без рывков. Трубные ключи устанавливают на тело трубы около муфты. При развинчивании соединений не рекомендуется отбивать муфту молотком. В случае необходимости наносят удар вблизи середины муфты плоской стороной молотка. После развинчивания резьбового соединения трубу выводят из муфты.

В вертикальном положении трубы устанавливают на прочную эластичную подкладку без защитных колец, в муфту ввинчивают предохранительные шпигели. При укладке труб на мостках резьбовые концы защищают предохраняющими деталями (кольцами и шпигелями).

С целью обнаружения дефектных труб их тщательно осматривают при поднятии. Чтобы резьбовые соединения и тело трубы срабатывались равномерно, при каждом спускании и поднятии рекомендуется менять местами трубы верхней и нижней частей колонн.

После сильного натяжения колонны при разрыве пакера или освобождения колонны от прихвата все резьбовые соединения необходимо дозакрепить.

5.7.4. ПОДГОТОВКА ТРУБ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ

Для проведения интенсификации добычи необходимо использовать НКТ, прочность которых проверена расчетами. Насосно-компрессорные трубы, предназначенные для гидроразрыва пласта, подвергаются гидроиспытанию под давлением, которое в 1,5 раза превышает давление гидроразрыва.

При проведении кислотной обработки необходимо использовать НКТ с покрытием либо применять для их защиты ингибиторы коррозии.

5.7.5. ПРИЧИНЫ АВАРИЙ С НКТ

Обрывы в резьбе и теле труб объясняются несоответствием труб условиям эксплуатации; неудовлетворительным качеством; неправильной их нагрузкой и транспортировкой, а также хранением; отсутствием предохранительных колец и шпигелей, применением неисправного спуско-подъемного оборудования, трубных ключей, элеваторов); протиранием резьбы и тела труб насосными штангами, частным обрыванием насосных штанг; усталостным разрушением по последней нитке резьбы в месте соединения. В этом случае рекомендуется в интервале разрушения устанавливать трубы с высаженными концами; не применять в колонне соединения, изготовленные с отклонениями от стандартов и технических условий. При падении колонны даже на небольшую глубину могут ослабевать все ее соединения в нижней части. Тогда колонну необходимо поднять и тщательно проверить все соединения. Негерметичность соединения под действием внешнего или внутреннего давления объясняется такими основными причинами: неправильным выбором смазки или неправильным ее нанесением; несоблюдением регламентированных значений крутящих моментов; повреждением резьбы по неосторожности или из-за чрезмерного натяжения; неправильной нарезки резьбы, ее отработки.

Обрывы труб и их негерметичность могут быть спровоцированы также коррозией точечной, коррозией внутренней или внешней поверхностей, коррозионным и сульфидным растрескиванием, переменным напряжением и т.п. Оптимальные способы борьбы с коррозией определяются в каждом случае отдельно.

5.7.6. ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ

Задача 5.1

Рассчитать двухразмерную колонну НКТ, находящуюся в скважине, полностью заполненной жидкостью, для следующих условий эксплуатации: плотность пластовой жидкости 900 кг/м^3 , плотность материала труб 8660 кг/м^3 ; конструкция колонны: диаметры внешний и внутренний $88,9$ и 76 мм, длина верхней секции 1710 м, диаметры внешний и внутренний 73 и 62 мм, длина нижней секции 1100 м.

Решение

1. Собственный вес комбинированной колонны с учетом (5.1):

$$P_{\text{нкт}} = \frac{3,14}{4} [0,0889^2 - 0,076^2] 1710 \cdot 8660 + \frac{3,14}{4} (0,073^2 - 0,062^2) 1100 \cdot 8660 = 358,31 \text{ кН.}$$

2. Усилия разрушения резьбовых соединений для труб с гладкими концами определяем для верхней трубы, учитывая (5.2):

$$P' = \frac{3,14 \cdot 0,0065 \cdot 0,0876 \cdot 380 \cdot 10^6}{1 + \frac{0,0876}{2 \cdot 0,0473} \text{ctg}(1,0625 + 0,306)} = 363,32 \text{ кН.}$$

Расчет произведен для труб из стали группы прочности Д.

3. Усилия разрушения резьбовых соединений для труб с высаженными концами по (5.3):

$$P'' = \frac{3,14(0,0889^2 - 0,076^2)}{4} 380 \cdot 10^6 = 634,484 \text{ кН.}$$

4. Допустимое усилие с учетом коэффициента запаса прочности ($k = 1,5$):

$$[P'] = \frac{P'}{k} = \frac{363,32}{1,5} = 242,213 \text{ кН,}$$

$$[P''] = \frac{P''}{k} = \frac{634,484}{1,5} = 422,99 \text{ кН.}$$

5. Расчетное усилие в верхней трубе больше предельно допустимого для труб с гладкими концами и не превышает предельно допустимого усилия для труб с высаженными концами.

Задача 5.2

Выполнить расчет по условию задачи 1 для труб, изготовленных по стандарту АНИ.

Решение

1. Находим усилия в верхнем сечении колонны НКТ по методике, изложенной в задаче 1:

$$P_{\text{нкт}} = 358,31 \text{ кН.}$$

2. Наименьшее давление смятия для каждой секции (сталь группы прочности Н-40) по (6.4):

$$P_{\text{см } 88,9} = 0,75 \cdot 352 \cdot 10^6 \left[\frac{2,503}{0,0889/0,0065} - 0,046 \right] = 36,170 \text{ МПа,}$$

$$P_{\text{см } 73} = 0,75 \cdot 352 \cdot 10^6 \left[\frac{2,503}{0,073/0,055} - 0,046 \right] = 37,642 \text{ МПа.}$$

Предельное значение давления в трубах с учетом коэффициента запаса прочности сопротивления смятию по (5.8):

$$P'_{\text{см } 88,9} = 1,25 \cdot 36,170 = 45,213 \text{ МПа,}$$

$$P''_{\text{см } 73} = 1,25 \cdot 37,642 = 47,053 \text{ МПа.}$$

4. Минимальное предельное значение внутреннего давления, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, в соответствии с (5.9):

$$P_{\text{вн } 88,9} = \frac{0,875 \cdot 2 \cdot 0,0065 \cdot 281 \cdot 10^6}{0,0889} = 35,955 \text{ МПа,}$$

$$P_{\text{вн } 73} = \frac{0,875 \cdot 2 \cdot 0,0055 \cdot 281 \cdot 10^6}{0,073} = 37,05 \text{ МПа.}$$

5. Наименьшее предельное значение давления в трубах составляет 35,955 МПа. Эксплуатационное давление не должно превышать этого значения.

6. Определяем предельное усилие растяжения для трубы верхней секции колонны:

$$P_{\text{т } 88,9} = 281 \cdot 10^6 \frac{3,14}{4} (0,0889^2 - 0,076^2) = 469,184 \text{ кН.}$$

7. Предельное усилие растяжения больше действующей нагрузки на колонну, следовательно, выбранная конструкция колонны соответствует условиям эксплуатации.

Задача 5.3

Определить конструкцию колонны НКТ, исходя из соблюдения требований к прочности на растяжение. Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны 122 мм, глубина скважины 1600 м.

Решение

1. Разрушающее усилие для гладких труб с внешним диаметром 73 мм и внутренним диаметром 62 мм, изготовленных из стали группы прочности Д (см. табл. 5.12):

$$P' = 294 \text{ кН.}$$

2. Масса и вес 1 м трубы (см. табл. 5.7):

$$g = 9,46 \text{ кг, } q = 94,6 \text{ Н.}$$

3. Допустимая глубина подвески колонны по (6.11):

$$L_{\text{доп}} = \frac{294 \cdot 10^3 - 1,4 \frac{3,14}{4} (0,073^2 - 0,062^2) 40 \cdot 10^6}{1,4 \cdot 94,6} = 1727 \text{ м.}$$

4. Фактическая глубина скважины не превышает допустимой глубины подвески, значит, принятая конструкция колонны удовлетворяет требованиям к прочности на растяжение.

Задача 5.4

Определить конструкцию колонны НКТ для скважины с минимальным внутренним диаметром обсадных труб 140 мм и глубиной 4000 м.

Решение

1. Предварительно принимаем следующую конструкцию колонны НКТ: верхняя секция – внешний диаметр 88,9 мм, внутренний диаметр 76 мм; нижняя секция – внешний диаметр 73 мм, внутренний диаметр 62 мм.

2. Разрушающее усилие для гладких труб нижней секции, изготовленных из стали группы прочности Д (см. табл. 5.12)

$$P' = 294 \text{ кН.}$$

3. Вес 1 м трубы нижней секции (см. табл. 5.7)

$$q = 94,6 \text{ Н.}$$

4. Длина нижней секции по (5.11):

$$L_{\text{доп}} = \frac{294 \cdot 10^3 - 1,4 \cdot \frac{3,14}{4} (0,073^2 - 0,062^2) 40 \cdot 10^6}{1,4 \cdot 94,6} = 1727 \text{ м.}$$

5. Усилие разрушения для гладких труб средней секции, изготовленных из стали группы прочности Д (см. табл. 6.12):

$$P' = 762,5 \text{ кН.}$$

6. Вес 1 м труб секции (см. табл. 5.7)

$$q = 136,7 \text{ Н.}$$

7. Длина верхней секции по (5.12)

$$L_{\text{доп}} = \frac{762,5 \cdot 10^3 - 1,4 \cdot 294 \cdot 10^3 \cdot \frac{3,14}{4} (0,0889^2 - 0,076^2)}{1,4 \cdot 136,7 \cdot \frac{3,14}{4} (0,073^2 - 0,062^2)} = 2626 \text{ м.}$$

8. Фактическая длина верхней секции

$$L_{\text{ф}} = 4000 - 1727 = 2273 \text{ м.}$$

9. Фактическая длина верхней секции не превышает предельно допустимой. Таким образом, принятая конструкция колонны удовлетворяет требованиям к прочности на растяжение.

Задача 5.5

Выполнить расчет одноразмерной колонны НКТ, находящейся в скважине, частично заполненной пластовой жидкостью. Плотность пластовой жидкости 900 кг/м³; плотность материала труб 8660 кг/м³; колонна диаметром 88,9 мм спущена в скважину глубиной 1600 м (см. рис. 5.14, б); уровень размещения свободной поверхности жидкости в скважине $H = 920$ м.

Решение

1. Вес одноразмерной колонны по (5.1)

$$P_{\text{нкт}} = \frac{3,14}{4} (0,0889^2 - 0,076^2) 1600 \cdot 8660 = 321,027 \text{ кН.}$$

2. Усилие разрушения резьбовых соединений с гладкими концами по (5.2)

$$P' = \frac{3,14 \cdot 0,0065 \cdot 0,08756 \cdot 380 \cdot 10^6}{1 + \frac{0,08756}{2 \cdot 0,0473} \text{ctg}(0,0625 + 0,306)} = 570,747 \text{ кН.}$$

3. Усилие разрушения резьбовых соединений для труб с высаженными концами по (5.3)

$$P'' = \frac{3,14}{4} (0,0889^2 - 0,076^2) 380 \cdot 10^6 = 632,396 \text{ кН.}$$

4. Действующее усилие, возникающее в верхней части колонны, не превышает предельно допустимого.

Задача 5.6

Определить допустимый уровень раствора в колонне НКТ во время испытания пластов. Испытатель пластов размещен на глубине 5000 м. Плотность раствора 1200 кг/м³. Колонна одноразмерная диаметром 73 мм (см. рис. 5.14, з). Необходимое снижение уровня жидкости в НКТ 2500 м. Подбираем трубы соответствующей группы прочности.

Решение

1. Определяем допустимый уровень снижения жидкости в трубах. Для стали группы прочности Н-40 получим

$$L_{\text{т}} = 5000 - \frac{36,8 \cdot 10^6}{1200 \cdot 9,81} = 1874 \text{ м.}$$

2. Глубина уровня жидкости в скважине

$$5000 - 1874 = 3126 \text{ м.}$$

3. По условию задачи трубы группы прочности Н-40 могут выдержать необходимое снижение уровня жидкости в скважине.

Задача 5.7

Рассчитать колонну НКТ, размещенную над пакером. Глубина размещения пакера 3670 м; диаметр скважины 120 мм; усилие раскрытия пакера 80,09 кН; внешний диаметр трубы 73 мм, внутренний – 62 мм, плотность раствора 1200 кг/м³, плотность материала трубы 8660 кг/м³.

Решение

1. Усилие растяжения в верхнем сечении колонны в соответствии с (5.20):

$$P = \frac{3,14}{4} (0,073^2 - 0,062^2) 3670 \cdot 8660 - \frac{3,14}{4} (0,073^2 - 0,062^2) 3670 \cdot 1200 - 80,09 \cdot 10^3 = 239,06 \text{ кН.}$$

2. Усилие растяжения не должно превышать предельного значения (см. табл. 5.12). Для труб с высаженными наружу концами диаметром 73 мм, изготовленных из стали группы прочности Д, предельное усилие растяжения равно 443 кН.

3. Длина сжатой части колонны по (5.22)

$$L_{\text{сж}} = \frac{80,09 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 9,53 \left(1 - \frac{1200}{8660}\right)} = 995 \text{ м.}$$

4. Напряжение сжатия в нижнем сечении колонны по (6.21)

$$\sigma_{\text{сж}} = \frac{995 \cdot 9,81 \cdot 9,53}{\frac{3,14}{4} (0,073^2 - 0,062^2)} = 79,8 \text{ МПа.}$$

5. Действующее напряжение сжатия не превышает предельного значения $79,8 < 160$.

6. Экваториальный момент инерции по (5.17)

$$I = 0,05(0,073^4 - 0,062^4) = 0,68 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4.$$

7. Осевой момент сопротивления на изгиб по (5.18)

$$W = 2 \cdot 0,68 \cdot 10^{-6} / 0,073 = 18,63 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

8. Длина полуволны прогиба по (5.19)

$$L_{\text{п}} = 5,98 \sqrt{\frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 0,68 \cdot 10^{-6}}{80,09 \cdot 10^3}} = 7,793 \text{ м.}$$

9. Изгибающее напряжение по (5.16)

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{3,14 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 0,68 \cdot 10^{-6} (0,120 - 0,073)}{2 \cdot 7,793^2 \cdot 18,63 \cdot 10^{-6}} = 27,85 \text{ МПа.}$$

10. Изгибающее напряжение не превышает предельного значения $[\sigma]_{\text{изг}} = 160 \text{ МПа}$.

Задача 5.8

Рассчитать колонну НКТ для ГПП скважины в интервале 2500–2514 м, т.е. наибольшая глубина самого нижнего вырабатывающегося отверстия $H_{\text{ап}} = 2514 \text{ м}$. На предприятии имеются неравнопрочные 73-мм НКТ из стали группы прочности М.

Коэффициент запаса прочности труб принимаем $k = 1,5$. Ожидаемое давление на устье во время ГПП соответственно с расчетами $p_{\text{г}} = 50,8 \text{ МПа}$. ГПП проводят с использованием водопесчаной смеси. Плотность $\rho_{\text{см}} = 1030 \text{ кг/м}^3$.

Решение

1. Рассчитаем допустимую глубину спуска труб по формуле (5.23), данные о характеристике труб получаем из табл. 5.12:

$$L_1 = \frac{\left[1000 \frac{580}{1,5}\right] - 10^{-6} \cdot 50,8 \cdot 0,003014}{9,8 (9,46 - 0,00117 \cdot 1030)} = 2891 \text{ м.}$$

Поскольку по условию (5.26) $L > 2514$ м, то для ГПП применяем одно-размерную колонну неравнопрочных 73-мм НКТ из стали группы прочности М длиной 5214 м.

2. Рассчитываем удлинение труб по формуле (5.27):

$$\Delta L_{\text{т}} = \frac{50,8 \cdot 0,003014 \cdot 2514}{2 \cdot 0,00117 \cdot 2,1 \cdot 10^5} = 0,78 \text{ м.}$$

3. Определяем длину труб с учетом их удлинения и длины АП до наиболее низкой насадки, применив формулу (5.28):

$$L_{\text{ап}} = 2514 - 0,78 - 0,3 - 0,5 = 2512,42 \text{ м.}$$

Задача 5.9

Рассчитать конструкцию НКТ для ГПП скважины в интервале 2500–2514 м. Наибольшая глубина самого нижнего отверстия 2514 м. В распоряжении предприятия имеются 2000 м неравнопрочных 73-мм НКТ из стали группы прочности К и 2000 м – из стали группы прочности М-80. Коэффициент запаса прочности труб принимаем равным 1,5. Ожидаемое давление на устье во время ГПП в соответствии с расчетами примера $p_y = 50,8$ МПа. ГПП проводят с использованием водно-песчаной смеси ($\rho_{\text{см}} = 1030$ кг/м³).

Решение

1. Рассчитаем допустимую глубину спуска труб по формуле (5.23):

$$L_1 = \frac{\left[1000 \frac{387}{1,5}\right] - 10^{-6} \cdot 50,8 \cdot 0,003014}{9,8 (9,46 - 0,00117 \cdot 1030)} = 1296 \text{ м.}$$

Запланированная длина труб верхней секции по условию (5.25)

$$L_{\text{в}} = 2514 - 1296 = 1218 \text{ м.}$$

В соответствии с (5.24) принимаем

$$L_{\text{н}} = L_1 = 1296 \text{ м.}$$

2. Определяем допустимую глубину спуска труб из стали группы прочности М-80 по уравнению (5.23)

$$L_2 = \frac{\left[1000 \frac{460}{1,5}\right] - 10^{-6} \cdot 50,8 \cdot 0,003014}{9,8 (9,46 - 0,00117 \cdot 1030)} = 1888,8 \text{ м.}$$

Поскольку $L_{\text{в}} < H_{\text{ап}} - 2514$ м, то можно использовать лишь часть труб М-80 для верхней секции: $L_2 - L_1 = 1888,8 - 1296 = 592,8$ м, а это меньше, чем нужно $L_{\text{в}} = 1218$ м.

Значит, две секции будут иметь длину

$L = L_1 + (L_2 - L_1) = 1296 + (1888,8 - 1296) = 1888,8$ м, что меньше глубины проведения работ.

Таким образом, произвести ГПП с трубами, имеющимися в распоряжении предприятия, невозможно.

Задача 5.10

Рассчитать конструкцию НКТ для ГПП скважины в интервале 2500–2514 м. Наибольшая глубина самого нижнего отверстия 2514 м. В распоряжении предприятия имеются 2000 м неравнопрочных 73-мм НКТ из стали группы прочности К и 2000 м из стали группы прочности М-80, а также дополнительно 1000 м 73-мм неравнопрочных труб (Р-105). Коэффициент запаса прочности труб принимаем равным 1,5. Ожидаемое давление на устье во время ГПП в соответствии с расчетами примера $p_r = 50,8$ МПа. ГПП проводят с использованием водно-песчаной смеси плотностью $\rho_{см} = 1030$ кг/м³. Необходимо проверить, возможно ли нарастить двухсекционную колонну дополнительными трубами.

Решение

1. Рассчитываем допустимую глубину спуска труб из стали группы прочности Р-105 по формуле (5.23). Данные о характеристике труб берем из табл. 5.12:

$$L_3 = \frac{\left[1000 \frac{460}{1,5} \right] - 10^{-6} \cdot 50,8 \cdot 0,003014}{9,8 (9,46 - 0,00117 \cdot 1030)} = 3299 \text{ м.}$$

Поскольку $L_3 > H_{ан}$, мы можем наращивать двухсекционную колонну труб, принимая во внимание решение задачи 9, третьей секцией:

$$L_3 = H_{ан} - L_2 = 2514 - 1888,8 = 625,5 \text{ м.}$$

2. Уточним конструкцию колонны 73-мм неравнопрочных труб снизу вверх:

$$H_{ан} = 1296 \text{ (К)} + 592,8 \text{ (М-80)} + 625,2 \text{ (Р-105)} = 2514 \text{ м.}$$

3. Необходимую длину труб с учетом удлинения, длины АП и муфты ГК (НКГ) рассчитываем по формуле (5.28) аналогично задаче 8:

$$L_{ан} = 2514 - 0,78 - 0,3 - 0,5 = 2512,42 \text{ м.}$$