ОКП 22 9641

Группа Л 27

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ООО НПП "Завод
стеклопластиковых труб"
_____ С. А. Волков
"01" 03 2008 г.

ТРУБЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ И ОБСАДНЫЕ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫЕ

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

РЭ 2296-002-26757545-2008

(Взамен РЭ 2296-002-26757545-2005)

Дата введения 01.03.2008

Главный инженер ООО НПП
"Завод стеклопластиковых труб"
_____ Е. Ю. Фадеев
"01" 03 2008 г.

Главный технолог ОООНПП
"Завод стеклопластиковых труб"
_____ М. М. Ахмадуллин
"01" 03 2008 г.

2008

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее «Руководство по эксплуатации» (далее по тексту «Руководство») устанавливает требования и порядок подготовки к использованию, а также техническому обслуживанию стеклопластиковых насосно-компрессорных и обсадных труб (далее по тексту «насосно-компрессорных» и «обсадных» труб).

Трубы изготавливаются ООО НПП «Завод стеклопластиковых труб» в г. Казани на технологическом оборудовании американской фирмы «ENTEC». Трубы предназначены для применения на предприятиях нефтегазовой промышленности и служат для сооружения лифтовых колонн, а также крепления нефтяных, газовых и водозаборных скважин.

Настоящее Руководство действует совместно с нормативно технической документацией, а также другими правилами и руководствами на проведение соответствующих подготовительных, монтажных, спуско-подъемных и аварийных работ с металлическими насосно-компрессорными и обсадными трубами. Список основной действующей нормативно-технической документации, а также использованной при разработке настоящего Руководства литературы приведен в Приложении А.

1 ОПИСАНИЕ И РАБОТА

1.1 Стеклопластиковые насосно-компрессорные и обсадные трубы изготавливаются по техническим условиям ТУ 2296-001-26757545-2008

1.2 Из насосно-компрессорных и обсадных труб сооружаются лифтовые и обсадные колонны в добывающих, нагнетательных, а также поглощающих скважинах. Наиболее экономически эффективно применение этих труб на нефтяных месторождениях с высокоагрессивными пластовыми жидкостями, где сроки службы стальных труб составляют от трех до пяти лет.

1.3 Трубы имеют гигиенический сертификат и могут использоваться также для сооружения обсадных и лифтовых колонн в водозаборных скважинах.

1.4 Работа с трубами, их спуск в скважины, а также подъем из скважин возможен при температурах окружающей среды от -60 до + 60^0 С. Максимальная рабочая температура труб в скважинных условиях составляет +150^0 С (в зависимости от типа труб).

1.5 Материалы, из которых изготавливаются трубы, инертны по отношению к сероводороду, углекислому газу и другим коррозионно-активным компонентам нефтепромысловых жидкостей; их предельные концентрации в транспортируемых по трубам средах не ограничены. Максимально возможная рабочая температура труб в различных агрессивных средах при нормальном давлении приведена в Приложении Б. Срок службы труб в этих условиях составляет не менее 20 лет.

1.6 Исходными материалами для изготовления труб является связующее (термореактивные полимеры) и наполнитель (стекловолоконный ровинг). Трубы изготавливаются методом намотки на оправки стеклоровинга, пропитанного связующим с последующим отверждением композиции.

1.7 Конструктивно трубы состоят из тела, ниппеля и раструба (рис. 1).

где: L – длина трубы, D – наружный диаметр трубы, D_m – диаметр раструба,

d – условный внутренний диаметр, t – толщина стенки трубы,

L_1, L_2 – длина зон труб, на которых разрешена работа цепными, ременными ключами или другим инструментом, согласованным с заводом-изготовителем

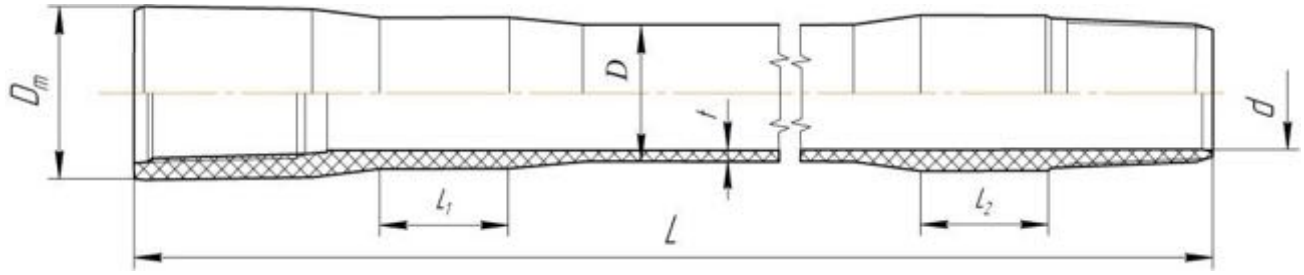


Рис. 1 Стеклопластиковая труба

Соединение труб между собой производится с помощью резьбы. Раструб имеет внутреннюю резьбу, которая формируется в процессе намотки трубы, а ниппель имеет наружную резьбу, которая нарезается алмазным кругом на специальном станке с числовым программным управлением.

1.8 Основные размеры резьбы насосно-компрессорных и обсадных труб (рис. 2,3) соответствует размерам и профилю треугольной резьбы металлических обсадных и насосно-компрессорных труб с шагом 8 ниток на дюйм, изготовленных по ГОСТ 632-80 и ГОСТ 633-80 с короткой резьбой. Единственным отличием является длина резьбы, которая у стеклопластиковых труб имеет большую величину, чем у аналогичных металлических с короткой резьбой.

1.9 Соединение стеклопластиковых труб с металлическими трубами и внутрискважинным оборудованием производится через резьбовые металлические патрубки.

1.10 Основные размеры и характеристики труб приведены в спецификации производителя.

1.11 Трубы изготавливаются длиной 9140 мм. По согласованию с потребителем допускается изготовление труб укороченной длины, а также патрубков с двумя ниппелями на концах для соединения труб с различным оборудованием. Длина трубы (L) определяется расстоянием от торца муфтовой части трубы до противоположного торца ниппельной части трубы. Монтажная длина трубы – общая длина трубы, за вычетом длины соединения. В любом случае, при соединении труб стандартных размеров их суммарная монтажная длина не может быть уменьшена более чем на 5 % от объема заказа.

Длина зоны трубы L_1, L_2 (рисунок 1), на которых разрешено работать цепными ключами составляет 400 мм.

1.12 В зависимости от диаметров, трубы подразделяются на насосно-компрессорные (с условными диаметрами 50-100 мм) и обсадные (условные диаметры более 100 мм).

Таблица 1 Основные физико-механические свойства материала труб.

№	Наименование показателя	Единица измерения	Величина
1.	Окружной модуль упругости	ГПа	22.8
2.	Осевой модуль упругости	ГПа	13.8
3.	Коэффициент Пуассона (низший)	-	0.39
4.	Водопоглощение	%	0,15
5.	Напряжение окружное при потере герметичности не менее	МПа	160
6.	Коэффициент теплопроводности	Кал.см/час/ $см^2$/ºС	3.1
7.	Коэффициент теплового расширения	мм/мм/ºС	$15.7x10^{-6}$
8.	Коэффициент шероховатости	мм	$1524x10^{-6}$
9.	Коэф. Хазена Вильямса С	-	150
10.	Плотность	$кг/м^3$	1,8-2,1
11.	Степень отверждения	%	Не менее 95

ПРИМЕЧАНИЯ:

1. Напряжение в стенке трубы **(S)** при потере герметичности, циклическом и статическом давлении **(P)** определяется по формуле:

$$S = \frac{P \times (D-t)}{2 \times t}$$

где: D – наружный диаметр трубы,

t – толщина стенки.

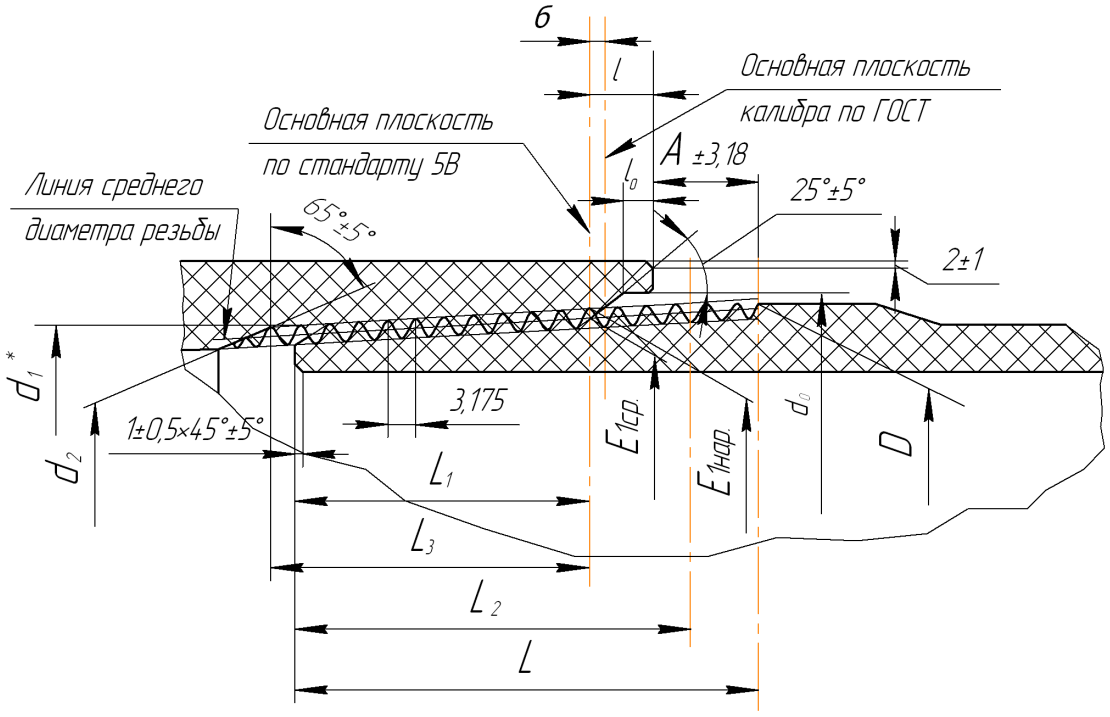


Рис.2 Резьбовое соединение труб

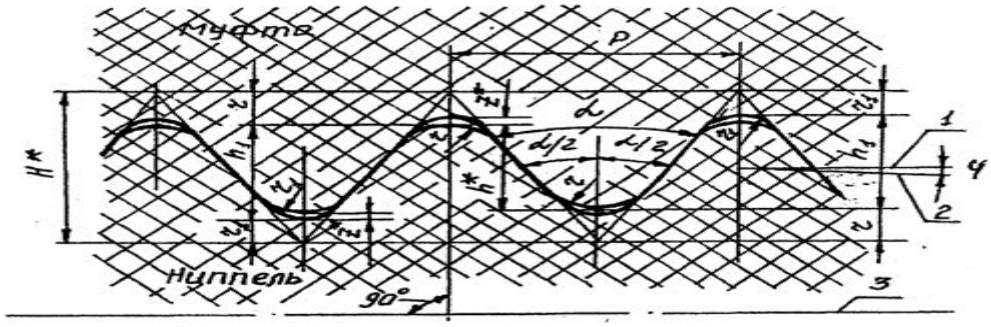


Рис.3 Форма, размеры профиля резьбы труб

Таблица 1.1 Значения параметров резьбы

размер трубы	Условный размер резьбы	$E_{1ср}$	$E_{1нар.}$ ниппеля	d_1*	d_2	D	d_0	L_1	L_2	L	l	l_0
2″	2 3/8	63,697	65,431	62,61	59	65,9	67,5	45,19	59,13	65,10	13,56	9,5
2,5″	2 7/8	76,397	78,131	74,8	71,2	78,6	80,2	53,11	67,06	73,03	13,56	9,5
4″	4 1/2	118,464	120,198	115,89	112,2	120,6	122,3	68,99	82,93	88,90	13,56	9,5
6″	7	175,346	177,08	172,45	168,8	177,8	180,2	74,19	94,36	101,6	17,88	12,7
8″	8 5/8	216,514	218,248	212,92	209,3	219,1	221,5	85,19	107,06	114,3	18,01	12,7

Где: 1 – линия параллельная оси резьбы,

2 – линия среднего диаметра резьбы,

3 – ось резьбы.

$E_{1ср}$ и $E_{1нар}$ – средний и наружный диаметры резьбы в основной плоскости;

d_1^* – расчетный диаметр пересечения наружного конуса резьбы с торцом ниппеля;

d_2 – малый диаметр фаски;

D – диаметр в конце сбега резьбы;

d_0 – диаметр цилиндрического буртика раструба;

L_1 – длина от торца ниппеля до основной плоскости резьбы;

L_2 – длина рабочей части резьбы;

L – общая длина резьбы (до конца сбега);

l – размер от торца раструба до основной плоскости резьбы;

l_0 – глубина буртика раструба от торца до фаски.

Таблица 3 Основные размеры профиля резьбы

№	Параметр резьбы	Величина, мм
1.	Шаг резьбы P	3,175
2.	Высота исходного профиля H*	2,750
3.	Высота профиля h_1	$1{,}81^{+0{,}05}_{-0.10}$
4.	Рабочая высота профиля h*	1,734
5.	Угол профиля α, град	60° ±1°
6.	Зазор Z*	0,076
7.	Угол наклона,φ	1°47’24’’
8. 9.	Радиус закругления r Радиус закругления r_1	$0{,}508^{+0{,}045}$ $0{,}432_{-0{,}045}$
10.	Конусность 2 tg φ	1 : 16

ПРИМЕЧАНИЯ:

1. Шаг резьбы **P** измеряется параллельно оси резьбы.

2. Предельные отклонения радиусов r и r1 даны для проектирования резьбообразующего инструмента и не контролируются.

1.13. Каждая труба имеет маркировку, содержащую:

- № ТУ по которым изготавливаются трубы;
- наименование или товарный знак завода-изготовителя;

- условное обозначение типа трубы (СПТ НКТ или СПТ О);
- величину рабочего давления;
- внутренний диаметр (мм);
- дату изготовления трубы (месяц, год);
- номер программы намотки;
- тип отвердителя.

ООО НПП ЗСТ НКТ 100-63-06-04-17 А ТУ 2296-001-26757545-2008

НКТ – тип трубы (насосно-компрессорная);

100 – номинальное давление, кг/см^2;

63- условный внутренний диаметр, мм;

06-04 – месяц и год изготовления;

17 – номер программы намотки стеклопластиковой трубы;

А, В или С – тип отвердителя;

А – ароматический амин, В – алифатический амин, С – ангидридный отвердитель.

Каждое фасонное изделие имеет маркировку, содержащую:

- № ТУ по которым изготавливается изделие;
- наименование или товарный знак завода-изготовителя;
- величину рабочего давления (кг/см^2);
- условный проходной диаметр (мм);
- дату изготовления (месяц, год);
- номер фасонного изделия;

1.14 Трубы могут дополнительно маркироваться кольцевыми полосками, нанесенными устойчивой краской красного (насосно-компрессорные) или черного (обсадные) цвета на расстоянии 20÷40 мм от конца сбега резьбы на ниппелях.

1.15 Трубы поставляются в деревянных ящиках, решетках в соответствии с чертежами производителя. При этом резьбы раструбов и ниппелей должны быть защищены от механических повреждений и загрязнения предохранительными неметаллическими пробками и колпачками.

1.16 Ультрафиолетовое воздействие на трубы ограничено. При длительном воздействии солнца, образуется волокнистая или сплавленная структура. Поверхностный распад ограничивается величиной в 0,12 – 0,25 мм трубы.

Для защиты от ультрафиолетового излучения трубы можно покрыть сильно пигментированной промышленной краской или поглощающим ультрафиолетовые лучи составом. Поверхностный эффект от ультрафиолетового воздействия минимален и не сокращает срока эксплуатации продукции.

2 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

2.1 Приемка, отбраковка и освидетельствование труб

2.1.1 Приемку труб производит организация - получатель, имеющая специализированную службу входного контроля. Эта операция производится при получении труб от завода-изготовителя или других поставщиков на месте разгрузки продукции с транспортных средств. Освидетельствование и отбраковку осуществляет специальная комиссия, включающая представителей службы материально-технического снабжения и службы контроля. При возникновении спорных или нестандартных ситуаций могут привлекаться эксперты и представители других организаций, а также представители завода-изготовителя. При истечении гарантийного срока хранения, применение труб допускается только после освидетельствования их на соответствие требованиям технических условий.

2.1.2 По результатам освидетельствования комиссия составляет акт о допуске партии труб к спуску в скважину. При наличии труб, не соответствующих требованиям технических условий, специальной комиссией принимается решение о возможности дальнейшего использования их не по назначению (хозяйственное водоснабжение, дренаж и т.д.) или возвращению их обратно заводу- изготовителю.

2.1.3 Каждая партия труб должна сопровождаться сертификатом завода - изготовителя, в котором указывается номер партии, соответствие труб требованиям технических условий, номер заказа, типоразмер труб, количество труб в партии, результаты заводских гидравлических и, при необходимости, механических испытаний.

2.1.4 При приемке и освидетельствовании труб проверять соответствие указанных в сертификате показателей физико-механических свойств требованиям технических условий. При визуальном входном контроле партии труб проверять:

• наличие маркировки и соответствие ее имеющимся сертификатам (паспортам);

• отсутствие недопустимых вмятин, царапин, задиров и других механических повреждений;

• отсутствие на торцах забоин, вмятин, а также отсутствие расслоений на концевых участках труб;

• размеры обнаруженных забоин, рисок, вмятин на теле трубы и на торцах.

Проверка внешнего вида наружной и внутренней поверхности труб и резьбы производится визуально с применением, при необходимости, местного освещения. Перечень допустимых дефектов и критерии их отбраковки приведены в Приложении В и Г.

2.1.5 При обнаружении недопустимых по техническим условиям дефектов, решение принимается отдельно в каждом конкретном случае с привлечением представителя завода- изготовителя труб.

2.1.6 Контроль геометрических размеров труб проводить с использованием рулеток, линеек, штангенциркулей, микрометров, индикаторных скоб, а также других универсальных средств или приборов, обеспечивающих требуемую точность измерений. При измерении наружного диаметра труб, его значение определяется по формуле:

Д= П/3,14 – Т

где; П – периметр трубы, измеренный рулеткой, мм,

Т – толщина ленты рулетки, мм.

2.1.7 Проверку конусности и натягов раструбной и ниппельной резьбы производить выборочно, на трех-пяти трубах от партии.

2.1.8 Конусность наружной резьбы по наружному диаметру и внутренней резьбы по внутреннему диаметру проверять гладкими коническими калибрами-кольцами и калибрами-пробками (рис. 4).

Калибр-кольцо надеть на наружную (ниппельную) резьбу и проверить наличие качания кольца в поперечном направлении. При качании калибра отжать его к одной стороне резьбы и образовавшейся зазор измерить набором пластинчатых щупов шириной 3 мм для труб диаметром до 130 мм и шириной 4 мм для труб диаметром более 130 мм. Величина измеренного зазора

характеризует отклонение разности диаметров от номинального значения на длине контакта резьбы с калибром.

Если гладкий калибр не имеет качание в поперечном направлении, то щупом проверить величину зазора между калибром и резьбой. Максимальный суммарный зазор, измеренный в двух противоположных по образующей калибра точках характеризует отклонение разности диаметров на длине калибра.

Аналогично проверить конусность по внутреннему диаметру гладким калибром- пробкой.

Допуск на величину конусности на длине резьбы один метр на диаметр составляет -2,6 + 5,2 мм. При контроле конусности на трубах производить перерасчет указанной величины допуска на длину используемых при проверке гладких калибров.

2.1.9 Натяг резьбы проверять резьбовыми калибрами - пробками и резьбовыми калибрами - кольцами (рис. 5). Резьбовые калибры навинчиваются на резьбу до отказа усилием одного человека с применением рычага длиной, равной двум диаметрам калибра - для диаметров резьбы до 180 мм и полутора диаметрам - для труб с резьбой больших размеров.

2.1.10 В зависимости от условного диаметра труб натяги по резьбовому калибру-пробке должны быть:

для труб условным диаметром 50 мм – 6,5 мм;

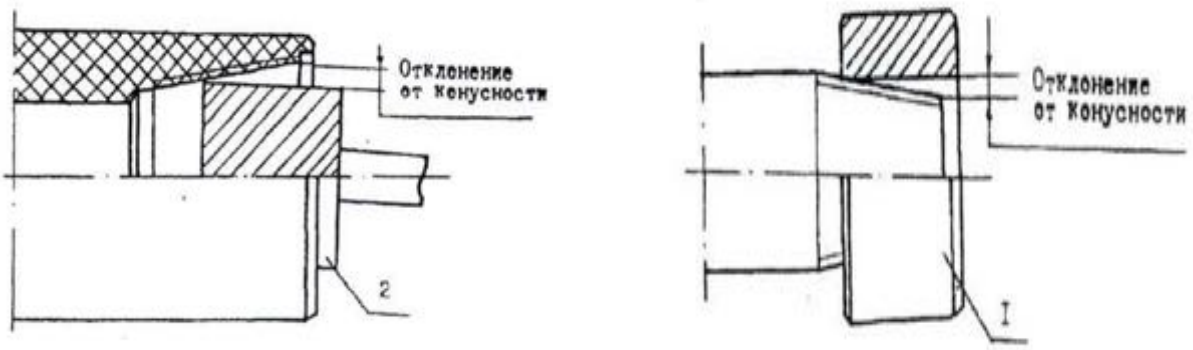
для труб условным диаметром 63 мм – 6,5 мм;

для труб условным диаметром 100 мм – 6,5 мм;

для труб условным диаметром 150 мм – 9,5 мм;

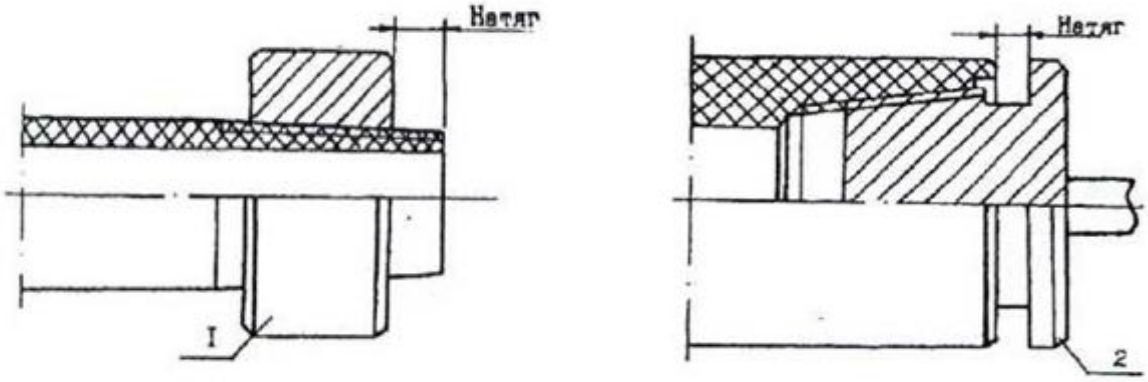
для труб условным диаметром 200 мм – 11 мм.

Допуск на величину указанных натягов ± 3,18 мм.



1 - Гладкий калибр-кольцо, 2 - Гладкий калибр пробка

Рис.4 Проверка конусности резьбы гладкими калибрами



1 - Резьбовой калибр-кольцо, 2 - Резьбовой калибр-пробка.

Рис. 5 Проверка натягов резьбы резьбовыми калибрами

2.1.11 Натяги по резьбовому калибру-кольцу должны быть:

для труб условным диаметром 50 мм – 11,65 мм;

для труб условным диаметром 63 мм – 12,71 мм;

для труб условным диаметром 100 мм – 18,89 мм;

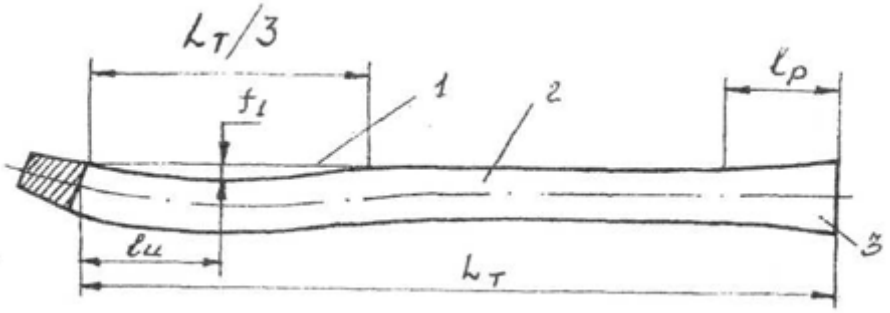
для труб условным диаметром 150 мм – 18,89 мм;

для труб условным диаметром 200 мм – 24,89 мм;

Допуск на величину указанных натягов ± 3,18 мм.

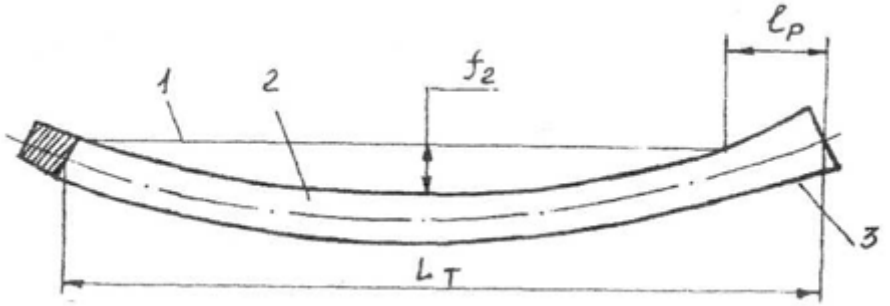
2.1.12 Кривизну трубы определять с помощью щупов, штангенглубиномера и поверочной линейки или струны. При контроле кривизны трубы набором щупов, замерять зазор между трубой и поверочной линейкой или струной.

Кривизну концевых участков определять как частное от деления стрелы прогиба в миллиметрах (f 1) на расстояние от места измерения до ближайшего конца трубы в метрах (lu). Длины высаженных частей ниппеля и раструба в расчет не принимаются (рис. 6). На концевых участках, равных одной трети длины трубы, не допускается изогнутость более 1,3 мм на один метр длины трубы. Общая кривизна трубы (стрела прогиба) определяется на середине трубы с учетом величины (f 2) и она не должна превышать 1/2000 длины трубы.



1 – поверочная линейка (струна), 2 – труба, 3 – раструб.

Рис. 6 Схема определения кривизны труб на концевых участках



1 – струна, 2 – труба, 3 – раструб.

Рис. 7 Схема определения общей кривизны (стрелы прогиба) трубы

2.2 Подготовка труб к спуску в скважину

2.2.1 Перед спуском труб в скважину скомплектовать их по размерам в соответствии с конструкцией скважины. В случае необходимости соединять между собой трубы разного диаметра - использовать для этих целей стеклопластиковые переводники, изготовленные по ТУ 2296-001-26757545-08 (таблица 4 и рис. 8).

Скомплектованные по размерам трубы поставлять к скважине любым

видом транспорта с соблюдением соответствующих правил перевозки грузов, действующих для данного вида транспорта, требований настоящего "Руководства" и технических условий на трубы.

2.2.2 Провести контроль каждой трубы визуально внешним осмотром на целостность тела и резьбы труб, а также на отсутствие механических повреждений. При этом руководствоваться Приложениями В и Г. При необходимости провести проверку резьбы калибрами по методике, приведенной в п.2.1.7.

Таблица 4 Основные размеры переводников

Размеры в миллиметрах

Условный внутренний диаметр, мм	Размер резьбы, дюйм	Номинальное давление, МПа	А, мм	D*, мм	Масса**, кг
63/50	$2^{7/8} \times 2^{3/8}$	до 27,6	298,0	114,0	2,8
100/63	$4^{1/2} \times 2^{7/8}$	до 20,7	322,0	165,0	4,1
150/100	$7 \times 4^{1/2}$	до 17,2	354,0	220,0	8,1
200/150	$8^{5/8} \times 7$	до 10,3	382,0	280,0	14,3

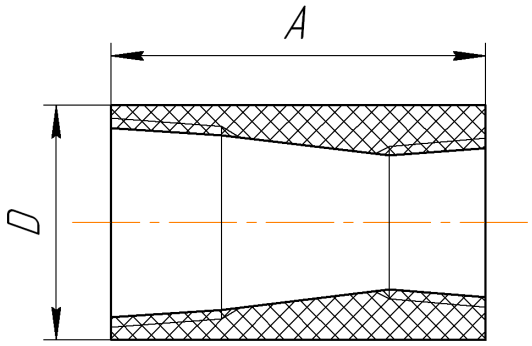


Рис. 8 Переводник

2.2.3 С целью проверки герметичности, трубы испытывают внутренним гидравлическим давлением, в полтора раза превышающим номинальное. Продолжительность испытания должна быть от тридцати секунд до двух минут. Положительным результатом испытаний считается отсутствие "потрескивания" трубы, "запотевания" ее наружной поверхности, капель воды в резьбовых соединениях раструба и ниппеля. Трубы, при гидроиспытаниях которых

обнаружена утечка жидкости в резьбовом соединении, подвергаются восстановлению, а при утечке в теле - отбраковываются до специального решения.

2.2.4 Трубы, предназначенные к спуску в скважину, должны быть скомплектованы согласно расчету. Следует проверить соответствие комплекта паспорту и плану проведения работ на скважине.

2.2.5 Перед спуском в скважину длина каждой трубы должна быть измерена стальной рулеткой. Замер длины труб проводить в такой последовательности:

• уложить на стеллажах мостков один ряд труб муфтами к устью скважины

• замерить и записать длины труб с точностью до одного сантиметра

• на трубы первого ряда уложить разделительные деревянные прокладки не менее трех по длине трубы

• на прокладки уложить трубы второго ряда муфтами к устью скважины

• замерить и записать длины труб второго ряда и т. д.

2.2.6 При подъеме труб с мостков предохранять от ударов их концы о фланец колонн или о другие предметы. Поднимаемые с мостков трубы должны иметь навинченные на ниппельных концах предохранительные колпачки.

2.3 Оборудование, применяемое при работе с трубами

2.3.1 При проведении спуско-подъемных операций, а также ловильных работ со стеклопластиковыми трубами используется стандартное оборудование, предназначенное для работы с металлическими насосно-компрессорными и обсадными трубами, за исключением автоматических ключей для свинчивания труб.

2.3.2 Свинчивание и отвинчивание стеклопластиковых труб производится вручную с использованием ременных или цепных ключей. Ни при каких обстоятельствах нельзя использовать стандартные трубные ключи для стеклопластиковых труб. При этом, учитывая особенности стеклопластиковых труб, необходимо принимать меры по исключению механических повреждений поверхностей труб. При использовании цепных ключей место контакта их с

телом трубы следует защитить резиновыми или брезентовыми прокладками. При свинчивании и отвинчивании цепные ключи устанавливать в утолщенных частях труб, на расстоянии до 400 мм от торца раструба или ниппеля. Запрещается накладывать ключи на резьбу ниппеля.

2.3.3 Для подъема труб, захвата колонн и удержания ее на весу используется как одноштропные, так и двуштропные элеваторы. Перед использованием элеватора необходимо проверить исправность и надежность работы защелки и всех его деталей. Штропы элеватора обязательно должны иметь одинаковую длину.

2.3.4 Для спуска и подъема труб применяются металлические переводники. Один конец переводника имеет наружную резьбу, аналогичную резьбе спускаемых труб, а на другой его конец навернута муфта или на нем сделана высадка под стандартный элеватор соответствующего размера.

2.3.5 Наружные диаметры стеклопластиковых труб, как правило, отличаются от наружных диаметров металлических труб. В связи с этим, до начала работы со стеклопластиковыми трубами необходимо подобрать соответствующие плашки и установить их в клиновые захваты вместо стандартных, предназначенных для работы с металлическими трубами.

2.3.6 При проведении ловильных работ использовать метчики и внутренние труболовки. Применение овершотов и колоколов не всегда целесообразно, так как величины наружных диаметров стеклопластиковых труб отличаются от аналогичных значений для металлических труб, для которых были изготовлены овершоты и колокола. Перед выполнением ловильных работ, с целью сокращения времени и затрат на их проведение, необходимо предварительно проконсультироваться с заводом- изготовителем труб.

2.4 Спуск труб в скважину

2.4.1 При использовании стеклопластиковых труб в качестве обсадных подготовка ствола скважины, спуск колонны и ее цементирование имеют некоторые особенности. В случаях первоначального крепления скважины необходимо применять центраторы и высококачественный глинистый раствор,

что способствует нормальному спуску колонны и успешному ее цементированию.

Размеры устьевого оборудования с клиньями должны быть правильно подобраны.

Непосредственно перед спуском обсадной колонны скважину следует тщательно промыть и проработать в интервалах расположение уступов и местных сужений ствола. При наличии каверн и зон поглощений надо принять меры к их изоляции, чтобы избежать снижения качества цементирования и возможности повреждения стеклопластиковой колонны.

При проведении тампонажных работ следует учесть следующее:

2.4.1.1 Двухступенчатое цементирование помогает предотвратить превышение допусков на смятие.

2.4.1.2 Перепад давления никогда не должен превышать оптимальных значений затрубного давления и давления в колонне.

2.4.1.3 Должны быть предприняты меры, чтобы не допустить разрушающего давления при установке цементного моста.

2.4.2 Чтобы обеспечить спуск колонны обсадных труб и создать противодавление на забой, обсадные трубы все время необходимо периодически заполнять промывочным раствором. На частоту заполнения обсадных труб раствором влияют вес труб в скважине, удельный вес промывочного раствора, пластовое давление и т. д. В большинстве случаев достаточно доливать промывочный раствор после спуска каждых 6-10 труб. Заполнение следует производить раствором надлежащего удельного веса и применять при этом удобно расположенный шланг достаточно большого диаметра. Установленный на шлангах быстрооткрывающийся и закрывающийся кран облегчает эту операцию и предупреждает перелив раствора.

2.4.3 При монтаже подъемного сооружения, вышки, мачты необходимо обеспечить строгую центровку талевой системы по оси скважины. При сильном ветре, вызывающем раскачивание талевой системы, а вместе с ней и труб, поднятых над устьем скважины, необходимо использовать центраторы.

2.4.4 Непосредственно перед подъемом с мостков еще раз проверить наличие маркировки и клейма приемки труб, а также отсутствие недопустимых повреждений во избежание попадания в колонну дефектных труб.

2.4.5 Спуск в скважину производится в следующем порядке:

• Из раструба очередной трубы, предназначенной для спуска в скважину выворачивается предохранительная резьбовая пробка.

• В скважину трубы вворачивается металлический патрубок.

• На металлический патрубок одевается элеватор.

• После ввода штопоров в элеватор тракторист поднимает трубу с мостков.

• С ниппеля снимается предохранительная заглушка, и резьба тщательно очищается от загрязнения жесткой неметаллической щеткой.

• На всю поверхность резьбы наносится равномерный слой смазки, рекомендованной заводом- изготовителем труб. Смазка наносится непрерывным слоем неметаллической щеткой или шпателем.

• Ниппель трубы вертикально направляется в муфту предыдущей трубы, спущенной в скважину.

Примечание: Не допускать попадания песка или других механических примесей в смазку. Емкости со смазкой не оставлять открытыми.

Запрещается наносить смазку на ниппель резьбового соединения, если он не успел просушиться после промывания растворителем.

Для равномерного нанесения, температура смазки должна быть не ниже 18^0С. В холодную погоду смазку необходимо подогревать или держать ее в теплом месте. Нельзя использовать растворитель для разбавления смазки, даже в холодную погоду. При нанесении смазки необходимо следить за тем, чтобы все впадины резьбы были покрыты слоем смазки. Избыток смазки удалить деревянным скребком.

Чтобы не повредить резьбу, посадку трубы в муфту производить осторожно, избегая ударов.

После посадки трубы в муфту, трубу медленно вращают, чтобы убедиться в

том, что обеспечено правильное, без перекоса, зацепление резьбы. Лишь, после того как витки резьбы войдут в сопряжение, можно приступить к свинчиванию.

2.4.6 Свинчивание резьбовых соединений производить вручную усилием одного человека. При правильном свинчивании от руки расстояние от торца раструба до конца сбега резьбы ниппеля должно составлять от одного до четырех (рис.9).

2.4.7 После предварительного свинчивания производится докрепление резьбового соединения ременными или цепными ключами. Докрепление резьбового соединения производить осторожно, исключая повреждения наружных поверхностей труб и витков резьбы учесть п.2.3.2. Соединение считается затянутым правильно, если торец раструба совпадает с концом сбега резьбы ниппеля или не совпадает с ним на ± один виток (рис. 10).

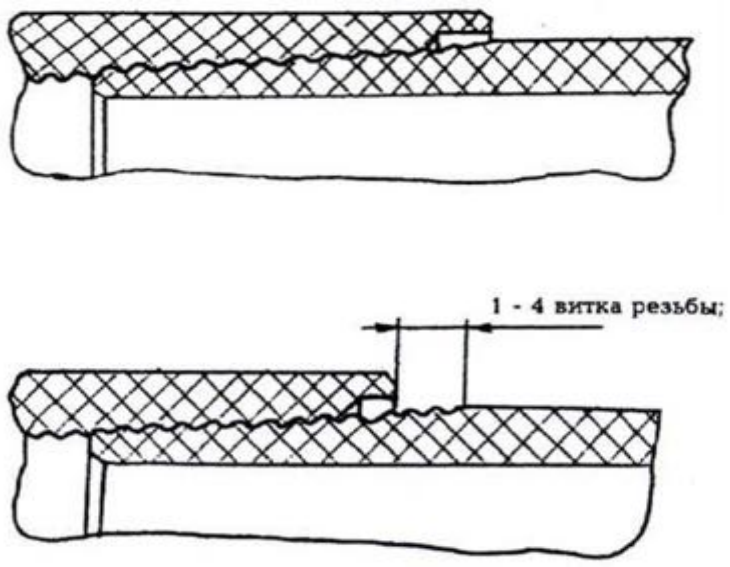
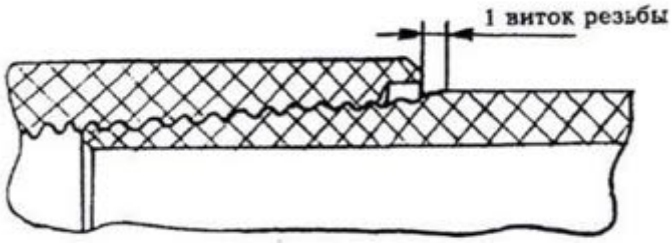


Рис. 9 Резьбовое соединение, свинченное от руки



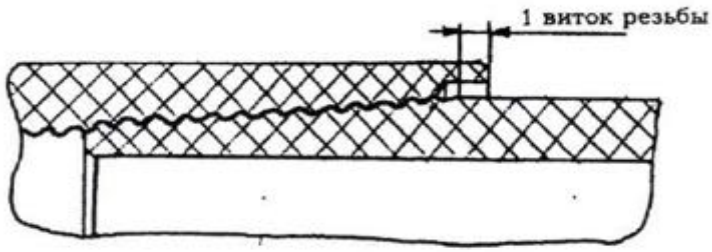


Рис. 10 Резьбовое соединение, свинченное ключами

2.4.8 Ориентировочные моменты свинчивания для труб различных диаметров приведены в таблице 5. Для исключения повреждения витков резьбы не допускается превышение рекомендованных величин крутящих моментов.

Таблица 5 Моменты свинчивания резьбовых соединений труб с применением смазки TF-15, TF W.

Моменты в кг×м

Условный внутренний диаметр	Момент свинчивания	
	Минимальный	Максимальный
50	18,2	20,80
63	23,4	26
100	44,2	46,8
150	87,7	91
200	113,7	117

Примечание: Если трубное соединение затянуто слишком сильно, то его будет сложно развинтить.

2.4.9 Если при указанных значениях крутящих моментов не выполняется требование пункта 2.4.7, соединение необходимо разобрать, проверить состояние витков резьбы, наличие на них посторонних включений. Если дефекты не обнаружены, обе трубы отправить на проверку правильности изготовления их резьб.

2.4.10 После свинчивания труб производится спуск колонны в скважину. Колонну следует спускать плавно, без рывков. После снятия штропов с элеватора они закрепляются на другом элеваторе, надетом на патрубке

очередной трубы, предназначенной для спуска в скважину и весь цикл спуска повторяется снова.

2.4.11 Спуск колонны труб на забой выполнять плавно, на минимальной скорости. Необходимо внимательно следить за положением клиновых захватов, чтобы устранить ударные нагрузки. Полет колонны даже на небольшое расстояние может ослабить резьбовые соединения. Обсадную колонну из стеклопластиковых труб нельзя ставить на забой, т.к. это вызывает опасность продольного изгиба, особенно в наиболее расширенном участке скважины.

2.5 Заканчивание скважины

2.5.1 Заканчивание скважин – важнейший этап ее строительства, от которого зависит в дальнейшем успешная ее эксплуатация.

Стеклопластиковые обсадные трубы никогда не должны устанавливается в сжатом состоянии. В связи с этим, колонна стеклопластиковых труб после ее установки и цементирования должна быть натянута. Расчет величины натяжения колонны проводится по РД 39-7-1-0001-89.

2.5.2 Цементировать обсадную колонну необходимо с таким расчетом, чтобы исключить наличие внутри ее цементного моста, так как при его последующем разбуривании может быть нарушена целостность колонны и снижена прочность контакта ее наружной поверхности с цементным камнем.

2.5.3 После первичного цементирования, а также после установки цементных мостов для изоляции опробованных объектов, каждая обсадная колонна должна подвергаться испытанию для проверки качества цементирования, определения ее прочности и герметичности.

Колонна считается выдержавшей испытание на герметичность способом опрессовки в том случае, если после замены раствора водой отсутствует перелив жидкости и выделение газа из колонны, а также если нет снижения давления в течение 30 минут или давление снижается не более чем на 5 кг/см^2 при давлении испытания выше 70 кг/см^2 и не более чем на 3 кг/см^2 при давлении испытания ниже 70 кг/см^2. Наблюдение за изменением давлением начинается через 5 минут после создания требуемого давления.

В случае превышения указанных норм следует принять меры к повышению герметичности колонны (докрепление, прокачка полимерных растворов и др.), после чего герметичность должна быть проверена повторно.

2.5.4 Газовые скважины, в которых эксплуатационные колонны не выдержали испытания на герметичность после повторных опрессовок, вводить в эксплуатацию без установки пакеров и согласования с заказчиком запрещается. Возможность ввода в опробирование и эксплуатацию нефтяных скважин, не выдержавших испытания на герметичность способом опрессовки, и необходимость проведения в них ремонтных работ или установки пакера решается буровым предприятием по согласованию с заказчиком, а также представителями службы по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов и Госгортехнадзора.

2.5.5 Вскрытие пласта осуществляется перфорацией обсадной колонны традиционно существующими перфораторами. Однако, для стеклопластиковых труб предпочтительно использовать гидропескоструйные или кумулятивные перфораторы.

В процессе перфорации необходимо:

• Свести к минимуму повреждения обсадных труб и цементного камня;

• Обеспечить чистоту и сохранность интервала перфорации продуктивного пласта;

• Равномерно прострелять колонну обсадных труб;

• Получить максимальный дебит при минимальном числе перфорационных отверстий.

2.6. Подъем труб

2.6.1. Подъем колонны труб следует проводить плавно, без ударов, рывков и перехода с одной скорости на другую. Перед началом подъема следует убедиться в отсутствии прихвата колонны путем осторожного ее натягивания. Следует иметь в виду, что удлинение колонны при натяжении можно принять ошибочно за освобождение труб от прихвата. Если обнаружен прихват, то необходимо прочистить кольцевое пространство продувкой сжатым воздухом по

центральной системе с одновременным расхаживанием труб. Растягивающие усилия не должны превышать величин допустимых нагрузок для резьбовых соединений.

2.6.2 Подъем производить следующим образом:

• В раструбный конец трубы, зажатый в клиновом захвате над устьем скважины вворачивается металлический патрубок. На этот патрубок надевается элеватор, на котором закрепляются штропы.

• Производится подъем колонны вверх на одну трубу и затем колонна закрепляется в клиновом захвате. Поднятая труба отвинчивается с помощью ременных или цепных ключей.

2.6.3 С целью предохранения резьбы, отвинчивание труб производить медленно. Не разрешается производить удары молотком по раструбу при отвинчивании соединения. Допускается легкое постукивание плоской стороной молотка по середине резьбового соединения через деревянную прокладку по кругу в момент приложения отвинчивающего крутящего момента.

2.6.4 Отвинченную трубу можно поднимать только после полного выхода ее из соединения. Нельзя рывком поднимать трубу из раструба. На ниппель отвинченной трубы наворачивается предохранительный колпачок, труба отклоняется от устья скважины и ее нижний конец укладывается на салазки. Одновременно с этим тракторист опускает трубу на мостки.

2.6.5 Спуск труб на мостки и подъем их – наиболее ответственные этапы работы. При укладке труб нижний конец их перемещается помощником оператора на салазках, а верхний опускается на элеваторе с помощью лебедки трактористом подъемника. Несоответствие в скоростях перемещения нижнего и верхнего концов труб приводит к колебанию отклоненного от оси скважины талевого блока, произвольному открытию зева элеватора и падению труб. Аналогичные явления происходят и при подъеме труб с мостка. При случайном повреждении резьбы или тела трубы, эта труба должна быть отложена и отправлена затем на ремонт.

2.6.6 С уложенной на мостки трубы снимается элеватор, выворачивается

металлический патрубок и на ее раструб наворачивается предохранительная резьбовая пробка. После этого весь цикл подъема повторяется.

2.6.7 Трубы, поднятые из скважины должны быть уложены на мостках на деревянные прокладки (не менее трех по длине). Между рядами также должны быть уложены деревянные прокладки. Запрещается бросать на трубы трубные ключи, замки и другие металлические предметы.

2.6.8 При установке на вышке поднятых труб следует иметь необходимые опоры для предупреждения изгиба труб. Насосно-компрессорные трубы диаметром 60 мм и более рекомендуется поднимать свечами длиной до 18 м (двухтрубками). Для свечей насосно-компрессорных труб диаметром 60 мм и менее, а также для свечей длиной более 18 м требуются промежуточные опоры.

2.6.9 Насосно-компрессорные трубы на вышке должны устанавливаться на прочную деревянную подставку, при этом предохранительная резьбовая заглушка должна быть снята, так как конструкция большинства заглушек не пригодна в качестве опоры трубы и не гарантирует от повреждения резьбу на трубе.

Поднятые из скважины и установленные на вышке трубы должны быть надежно закреплены.

2.6.10 При каждом подъеме насосно-компрессорных труб рекомендуется распределять возможный износ резьбовых соединений труб путем перестановки их с верхней части колонны в ее нижнюю часть. При применении многосекционных лифтовых колонн перестановку труб производить внутри каждой секции.

2.6.11 Перед вторичным использованием или отправкой труб на склад необходимо провести контроль состояния и их соединений внешним осмотром. Повреждение трубы складываются отдельно для принятия решения по использованию каждой дефектной трубы.

3 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

3.1 Коэффициент гидравлического сопротивления стеклопластиковых труб в 1,3 раза меньше, чем у новых стальных и в 3-5 раз меньше, чем у прокорродированных труб. Это дает дополнительное преимущество при использовании стеклопластиковых труб для систем газлифта и фонтанирующих скважин, а также позволяет использовать насосы меньшей мощности для подъема жидкости одинаковых объемов.

3.2 Высокая коррозионная стойкость и прочность стеклопластиковых труб снижает или исключает вероятность обрывов колонн из этих труб вследствие их коррозионно-усталостных повреждений, особенно в скважинах с высокоагрессивными пластовыми жидкостями.

3.3 На многих месторождениях имеют место значительные отложения парафина, различных солей и смолистых веществ на внутренних поверхностях металлических труб. Использование в этих случаях стеклопластиковых труб в колоннах добывающих скважин сокращает или исключает необходимость остановки их с целью проведения технологических мероприятий для борьбы с отложениями. Этому способствует гладкая внутренняя поверхность стеклопластиковых труб, инертность к различным отложениям, низкая теплопроводность материала труб.

3.4 Высокая коррозионная стойкость материала труб к воздействию различных химических веществ (Приложение Б) позволяет проводить обработку призабойной зоны скважин высокоэффективными химическими реагентами при температурах воздействия до + 90^0 С.

3.5 При сооружении обсадных колонн из стеклопластиковых труб значительно расширяется арсенал применения различных геофизических методов исследования нефтяных и газовых месторождений (акустический и индукционный каротаж, индукционная резистовиметрия и т. д.), что позволяет оперативно контролировать характер заводнения и определять величину коэффициента нефтеотдачи пластов в процессе разработки месторождений.

Специфические свойства стеклопластиковых труб как немагнитного

электроизоляционного материала позволяют широко использовать высокоэффективные методы геофизического контроля в скважинах любой категории – наблюдаемых, контрольных, добывающих и нагнетательных.

3.6 Стеклопластиковые трубы при выполнении правил транспортирования, хранения и эксплуатации имеют безаварийный срок службы не менее 20 лет. В исключительных случаях аварии с ними могут происходить по следующим причинам:

• неправильный выбор труб по прочности и температуре эксплуатации;

• неудовлетворительный контроль качества готовой продукции на заводе и на складе;

• небрежное обращение с трубами во время погрузки, разгрузки и транспортирования;

• повреждение резьбы в результате потери предохранительных заглушек;

• неправильное хранение труб;

• применение изношенного и несоответствующего оборудования при работе с трубами;

• несоблюдение правил спуска и подъема;

• падение колонны даже на очень небольшое расстояние. Это может ослабить соединение в нижней части колонны. Такую колонну следует поднять и снова спустить после тщательной проверки всех соединений;

• применение чрезмерных усилий проворачивания обсадных труб для прохождения колонны через узкое место скважины;

• отклонение от вертикали, резкие изменения направления ствола в пробуренных скважинах, а также в скважинах, где проводились корректирующие мероприятия, что приводит к образованию на этих участках значительных изгибов обсадных труб;

• повреждение обсадных труб при свабировании;

• прогиб колонны обсадных труб в размытой незацементированной каверне, если колонна установлена с недостаточным натяжением;

неправильной установкой обсадной колонны, что приводит к возникновению в резьбовом соединении напряжений, превышающих

допустимые по техническим условиям.

3.7 Негерметичность соединений под воздействием внешнего или внутреннего давлений является довольно распространенным видом нарушения колонны и может вызываться следующими причинами:

• несоответствующей смазкой для резьбы или неправильным ее нанесением;

• загрязненностью резьбы;

• недостаточным или чрезмерно сильным закреплением резьбового соединения;

• заеданием резьбы вследствие загрязнения, неосторожной посадки трубы в муфту, повреждения резьбы;

• чрезмерным усилием при подъеме колонн и труб;

• слишком большим числом спусков и подъемов насосно-компрессорных труб.

3.8 Стеклопластиковые трубы должны всегда воспринимать только растягивающие нагрузки, поэтому насосно-компрессорные трубы должны, как правило, эксплуатироваться в скважинах с гидравлическими пакерами. Запрещается использовать пакеры, работающие на сжатие. Если после установки пакера нижние трубы колонн будут воспринимать сжимающие нагрузки, колонну труб необходимо растянуть для устранения этого явления.

3.9 Перед спуском стеклопластиковых насосно-компрессорных труб в стальную обсадную колонну, ее надо очистить скребками для удаления окалины и других отложений, ведущих к сужению внутреннего диаметра, которые могут повредить насосно-компрессорные трубы. Если диаметр обсадной трубы точно неизвестен, следует спустить калиброванное кольцо для проверки диаметра или нутромер.

Обычно ниппель и муфта металлических труб нефтяного сортамента, изготавливаются с укороченной длиной резьбы по ГОСТ 632-80 и ГОСТ 633-80. В связи с этим, перед свинчиванием длинной ниппельной резьбы стеклопластиковых труб с короткой муфтовой резьбой металлических труб,

3.10 необходимо укоротить длину резьбы ниппельного конца стеклопластиковых труб в соответствии с таблицей 6. Укорачивают длину резьбы слесарной ножовкой, отрезая необходимое количество витков резьбы с конца ниппеля.

При соединении стеклопластиковых труб с металлическими трубами, рекомендуется всегда вставлять стеклопластиковый ниппель в стальную муфту, так как коэффициент растяжения стекловолокна больше чем у стали.

Для максимально эффективной эксплуатации стеклопластиковых резьбовых соединений лучше производить перенарезку металлических труб, чтобы подогнать под размеры стеклопластиковых резьб.

Таблица 6 Укорачивание длины резьбы ниппелей стеклопластиковых труб

Условный внутренний диаметр стеклопластиковых труб	Количество отрезаемых витков резьбы
50	5
63	6
100	6
150	7
200	9

3.11 При свинчивании стеклопластиковых труб с металлическими трубами или внутрискважинным оборудованием необходимо проверить качество изготовления металлической резьбы. Наличие заусенцев или других неровностей могут повредить стеклопластиковую резьбу. Имеющиеся на резьбах стальные заусенцы необходимо зачистить мелким напильником или шкуркой. После этого металлическую резьбу необходимо тщательно промыть.

3.12 Эксплуатация скважин связана с подземным ремонтом, который проводится с целью замены скважинного оборудования, промывки песчаных пробок. Осуществления геолого-технических мероприятий и т. д. Эти работы, как правило, постоянно требуют извлечения из скважины насосно-компрессорных труб с последующим их спуском. Неправильное проведение спуско-подъемных операций является основной причиной поломки труб и

создания аварийных ситуаций.

3.13 Каждый случай аварий с обсадными и насосно-компрессорными трубами должен расследоваться специальной комиссией, которая выясняет причины возникновения аварий, составляет план работ по их ликвидации и намечает мероприятия по недопущению впредь аварийных ситуаций.

3.14 Учет работ по подготовке, эксплуатации и ремонту насосно-компрессорных и обсадных труб необходимо осуществлять в порядке, установленном РД 39-1-456-80. Некоторые формы эксплуатационной документации для этих труб приведены в Приложении Д.

4 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

4.1 Трубы допускается транспортировать любым видом транспорта с соблюдением правил перевозки грузов, действующих для данного вида транспорта.

Транспортирование труб со склада до скважины производить на грузовиках или открытых платформах. При этом кузов или платформа должны иметь ровную горизонтальную поверхность, а длина должна обеспечить укладку труб всей длины, т. е. концы труб не должны выступать за края транспортных средств.

4.2 Для предохранения труб от механических повреждений и исключения перемещения при транспортировке, под нижний ряд и между рядами положить деревянные прокладки перпендикулярно трубам. Количество прокладок по длине труб должно быть не менее трех. Толщина прокладок должна быть одинаковой и достаточной для того, чтобы раструбы и ниппели не касались дна транспортного средства.

4.3 Трубы при погрузке укладывать одинаковыми концами в одну сторону (раструб к раструбу и т. д.).

4.4 При транспортировании труб штабелями кузов или платформу оборудовать боковыми деревянными стойками с обеих сторон для предотвращения скатывания труб. Расстояние между стойками по длине труб должно составлять около 2,5 м. Трубы должны быть прочно закреплены для надежной доставки их без перегрузки в пути.

4.5 В случае необходимости, применять стяжки из пеньковых канатов, веревок, брезентовых ремней, обрезиненных тросов, которые необходимо подтягивать в пути при их ослаблении.

4.6 Все стеклопластиковые трубы, как новые, так и бывшие в употреблении или отремонтированные необходимо транспортировать с предохранительными колпачками и пробками, защищающими резьбу от загрязнения и механических повреждений. Во время транспортирования следить за сохранностью предохранительных колпачков и пробок на резьбовых

поверхностях труб.

4.7 Погрузку и выгрузку труб можно производить пакетами или по одной трубе. Запрещается скатывание, сброс и волочение труб.

4.8 При погрузке и выгрузке труб использовать стропы с распорками. Запрещается использование крюков для захвата труб за их раструбный и ниппельный концы.

4.9 Запрещается укладка труб без прокладок на землю, бетонный пол, рельсы, металлические стеллажи. Под нижний ряд и между рядами труб необходимо укладывать перпендикулярно трубам деревянные прокладки одинаковой толщины.

4.10 При хранении труб штабелями необходимо установить деревянные боковые стойки для предохранения труб от скатывания. Боковые стойки рекомендуется прикреплять к прокладкам.

4.11 Трубы при укладке в штабели можно смещать друг относительно друга на длину раструба. Высота штабеля не должна превышать двух метров. При кратковременном хранении у скважины при сильном ветре штабель труб рекомендуется обвязать стропами.

4.12 При хранении труб на открытом воздухе свыше шести месяцев необходимо их укрыть, или поместить под навес для защиты от воздействия прямых солнечных лучей.

5 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

5.1 При выполнении работ, связанных с трубами необходимо соблюдать действующие в нефтяной промышленности ПБ 08–624–03 правила по противопожарной и технике безопасности.

5.2 При выполнении работ запрещается применение открытого пламени и проведение сварочных работ в непосредственной близости от расположения труб. При необходимости выполнения таких работ нужно защищать трубы подручным огнестойким материалом.

5.3 Выполнение работ с трубами должен производить персонал, прошедший специальное обучение, под руководством ответственного работника, имеющего разрешение на выполнение работ на скважине.

5.4 Трубы при их транспортировании, хранении и эксплуатации экологически безопасны для здоровья человека.

5.5 Эксплуатация стеклопластиковых труб не требует выполнения дополнительных мер по защите здоровья персонала, кроме типовых, установленных санитарными нормами и правилами при проведении работ на скважинах.

6 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

6.1 При работе с трубами необходимо выполнять типовые правила по охране окружающей среды, действующие в нефтяной промышленности.

6.2 Использование стеклопластиковых труб вместо металлических исключает коррозионные повреждения скважинных колонн и устраняет таким образом, возможные перетоки агрессивных пластовых жидкостей в верхние горизонты пресной воды.

7 УТИЛИЗАЦИЯ

7.1 Утилизация вышедших из строя и отбракованных труб и изделий должна осуществляться по согласованию с органами санитарного надзора в соответствии с действующими местными правилами вывозки и утилизации промышленных отходов. Согласно Федерального классификационного каталога отходов утилизация труб производится по коду 43491001204 – «Отходы стеклопластиковых труб».

8 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

8.1 Изготовитель гарантирует соответствие труб и фасонных изделий требованиям технических условий при соблюдении условий транспортирования, хранения и эксплуатации.

8.2 Гарантийный срок хранения труб и фасонных изделий при соблюдении требований настоящих технических условий составляет 12 месяцев. По истечению указанного срока хранения, перед использованием труб, необходима проверка их на соответствие требованиям технических условий.

8.3 Срок службы труб и деталей трубопроводов при соблюдении требований настоящих технических условий и правил эксплуатации - не менее 20 лет.

8.4 Производитель не дает право на толкование свойств своей продукции третьим лицам, кроме как специально на то уполномоченным, и не несет ответственности за любые гарантии выданными третьими лицами.

8.5 Производитель не несет ответственность за работоспособность изделий, если не уверен, что монтаж и условия эксплуатации соответствуют техническим и руководящим документам производителя. Основанием для сомнения может служить тот факт, что проектирование и монтаж был произведен без специального участия представителя производителя или необученными производителем специалистами.

8.6 При выходе из строя изделия производитель производит его замену на условиях первоначального договора, или ремонт, при этом срок гарантии сохраняется в пределах первоначального срока.

8.7 Если ремонт произведен покупателем без согласования с продавцом, гарантии аннулируются.

8.8 Продавец не несет ответственности за убытки связанные с выходом из строя изделий, в том числе за убытки от простоев и аварий.

Приложение А

(обязательное)

Список литературы

1. ГОСТ 2.601-95 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационная и ремонтная документация.

2. ГОСТ 632-80 Трубы обсадные и муфты к ним.

3. ГОСТ 633-80 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним.

4. ГОСТ 10655-63 Калибры для резьбы обсадных труб и муфт к ним.

5. ГОСТ 12690-67 Калибры резьбовые конические. Методы и средства проверки.

6. ГОСТ 23979-80 Переводники для насосно-компрессорных труб.

7. ТУ 14-3-1032-81 Трубы насосно-компрессорные с термоупрочненными концами.

8. ТУ 14-3-1094-82 Трубы насосно-компрессорные с противозадирным уплотнительным покрытием резьбы муфт.

9. ТУ 14-3-1242-83 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним, стойкие к сероводородному растрескиванию.

10. ТУ 14-3-1352-85 Трубы насосно-компрессорные стальные с узлом уплотнения из полимерного материала.

11. ТУ 2296-001-26757545-05 Трубы стеклопластиковые насосно-компрессорные, обсадные, линейные и фасонные изделия.

12. Единые технические правила ведения работ при бурении скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях. М., ВНИИОЭНГ, 1968 г., 2-е изд., 48 с.

13. Инструкция по испытанию скважин на герметичность. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1977, 48 с.

14. Инструкция по спуску и цементированию обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах. М., 1968, 44 с.

15. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. НПО ОБ, 1993.

16. РД 39-0147016-71-97 Трубы насосно-компресорные и обсадные стеклопластиковые ВНИИТнефть, 1997, 60с.

17. РД 39-71-0001-89 Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1989, 196 с.

18. РД 39-0147014-0002-89 Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990, 113с.

19. РД 39-2-132-78 Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску в скважину. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1982, 86 с.

20. РД 39-2-197-79 Типовые технологические процессы подготовки к эксплуатации и ремонта насосно-компрессорных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1980, 26 с.

21. РД 39-0147014-217-86 Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1986.

22. РД 39-1-315-79 Методические рекомендации по приемке насосно-компрессорных труб и расследованию аварий с ними. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1982, 15 с.

23. РД 39-1-456-80 Инструкция по учету работы и списанию бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1981,51 с.

24. РД 39-1-592-91 Типовая технологическая инструкция по подготовке к эксплуатации и ремонту насосно-компрессорных труб в цехах центральных трубных баз производственных объединений. Миннефтепрома. Куйбышев, ВНИИТнефть. 1984,80 с.

25. РД 39-4-821-82. Технология крепления скважин пластмассовыми трубами в интервале продуктивного горизонта с целью контроля за изменением нефтенасыщенности в процессе эксплуатации. Альметьевск - Бугульма, 1987,38 с.

26. РД 39-1-1151-84. Технические требования на разбраковку насосно-компрессорных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1984,16 с.

27. Трубы нефтяного сортамента. Справочное руководство. Под ред. Сарояна А.Е., М, Недра. 1976, 504 с.

28. Сароян А.Е., Субботин М.А. Эксплуатация колонн насосно-компрессорных труб. М., Недра, 1985, 216 с.

29. Кемп Г. Ловильные работы в нефтяных скважинах. Техника и технология, М., Недра, 1990, 96 с.

30. ISO 14692-1 Промышленность нефтяная и газовая. Система трубопроводов из стеклопластика (GRP). Часть 1. Словарь, символы, применение и материалы, 2002.

31. ISO 14692-2 Промышленность нефтяная и газовая. Система трубопроводов из стеклопластика (GRP). Часть 2. Квалификационная оценка и изготовление, 2002.

32. ISO 14692-3 Промышленность нефтяная и газовая. Система трубопроводов из стеклопластика (GRP). Часть 3. Проектирование системы, 2002.

33. ISO 14692-4 промышленность нефтяная и газовая. Система трубопроводов из стеклопластика (GRP). Часть 4. Сборка, прокладка и эксплуатация, 2002.

34. SPESIFICATION FOR REINFORCED THERMOSETTING RESIN CASING AND TUBING, API 5AR, 1986.

35. SPECIFICATION FOR THREADING, CASING AND THREAD INSPECTION OF CASING, TUBING AND LINE PIPE THREADS, API 5B, 1988.

36. RECOMMENDED PRACTICE FOR CARE AND USE OF REINFORCED THERMOSETTING RESIN CASING AND TUBING, API RP15A4, 1976.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(обязательное)

Максимально возможная рабочая температура труб в некоторых агрессивных средах.

Химические вещества	Температура, ºС	Химические вещества	Температура, ºС
Анилин	38	Двуокись серы	66
Азотная кислота 10 %	38	Квасцы	110
Аммиак мокрый	38	Керосин	110
Аммиак газ сухой	110	Лигроин	93
Ацетон	49	Метан	110
Бензин кислый	110	Нефть сырая	110
Бензин рафинированный	66	Ртуть	110
Бензол	66	Спирт метиловый	66
Боракс	110	Сероуглерод	–
Борная кислота	93	Спирт изобутиловый	66
Бутадиен	38	Сероводород	93
Бутан	38	Серная кислота	–
Вода дистиллированная	110	Соляная кислота 36%	60
Вода соленая	110	Толуол	66
Воздух	93	Тетрахлорметан	66
Газ природный	110	Угольная кислота	93
Глюкоза	110	Уксусная кислота 75 %	49
Глицерин	110	Уксусная кислота ледяная	–
Гептан	66	Углекислый аммоний	66
Гексан	38	Фреон	66
Гальванический раствор	110	Хлористый натрий	110
Двуокись углерода	110	Хлористый аммоний	66

Дихлорэтилен	38	хлористый алюминий	110
Дизельное топливо	93	Хлорид кальция	110
Дибутилфталат	66	этилцеллозольв	38

ПРИМЕЧАНИЕ:

1. Прочерк в графе температуры указывает на то, что материал труб и изделий в этой среде не обладает химстойкостью.

2. При необходимости транспортировки по трубопроводам сред, не указанных в настоящей таблице, необходимо обращаться за консультацией к заводу-изготовителю.

Приложение В

Перечень возможных дефектов труб

Типы дефектов, критерии приемки и рекомендуемые корректирующие действия

Тип дефекта	Описание	Критерии	Корректирующие действия	
			Монтаж	Эксплуатация
1	2	3	4	5
Образование вздутий	Вздутия, образующиеся под наружными слоями слоистого пластика или внутреннего слоя, обогащенного смолой	Не допускается	Капитальный ремонт/ отбраковка	Допускается при отсутствии утечки
Изменение цвета/ обгорание	Термическое разложение, подтверждаемое деформацией или изменением цвета поверхности слоистого пластика	Деформация и/или обгорание на глубину, превышающую толщину поверхностного слоя смолы	Капитальный ремонт/ отбраковка	Капитальный ремонт/ отбраковка
		Небольшое изменение цвета, ограничивается поверхностным слоем смолы, без ограничения размеров	Текущий ремонт	Текущий ремонт
Разрушение наружного покрытия и оголение волокон	Повреждение наружной поверхности под действием ультрафиолетового излучения, вызванное хранением в течение длительного времени	Глубина ограничивается поверхностным слоем смолы, площадь поверхности не ограничивается,	Принятие	Принятие
Скол	Нарушение наружного слоя. Если армирующие волокна разрываются, повреждение определяется как трещина	Если волокна не обнажаются или неповрежденные волокна обнажаются на площади не превышающей 10мм×10мм	Текущий ремонт	Текущий ремонт

1	2	3	4	5
Скол		Если волокна не обнажаются и площадь составляет менее 10мм×10мм	Принятие	Принятие
Трещина	Видимое разделение слоистого материала	Максимальная глубина равна или меньше толщины наружного слоя смолы	Текущий ремонт	Принятие
	Непрерывная трещина может идентифицироваться светлым участком	Максимальная глубина больше толщины слоя смолы	Капитальный ремонт/ отбраковка	Капитальный ремонт
Повреждение армирующих волокон	Разрыв волокон вследствие истирания	Максимум три участка на трубу с площадью каждого участка менее 25мм×25мм. Максимальная глубина не должна приводить к уменьшению толщины стенки трубы ниже ее минимального значения.	Принятие	Принятие
Расслаивание армирующих волокон (на внутренней поверхности)	«Яркая сплошная» область в слоистом пластике как результат недостаточного сцепления между смолой и волокнами. Разделение слоев пластика	Не допускается	Отбраковка	Принятие, но требуется мониторинг
Изменение размеров	Изменение размеров в результате воздействии на систему нагрузок и деформаций	Не допускается	Отсутствует	Принятие при отсутствии утечки, но требуется мониторинг

1	2	3	4	5
Непропитанный смолой сухой участок армирующих волокон	Светлый участок на наружной поверхности с оголенными, но неповрежденным и волокнами	Не допускается	Капитальный ремонт/ отбраковка	Капитальный ремонт
Разрыв	Светлая область - разрушение слоистого пластика на толщину стенки с разрывом волокон.	Не допускается	Капитальный ремонт/ отбраковка	Капитальный ремонт/ замена
Повреждение в результате удара	Светлая область с разрывом / без разрыва армирующих волокон	Наличие круговых или эллипсоидальных светлых участков (диаметром более 10 мм) - не допускается Отсутствие утечки при расчетном давлении или при нормальном рабочем давлении	Капитальный ремонт	Капитальный ремонт
Инородные включения	Посторонние вещества, вкрапленные в слоистый пластик	Не допускается	Отбраковка	Отсутствует
Волнообразные неровности на наружной поверхности	Избыток смолы на наружной поверхности, либо наслоение армирующих волокон	Допускается в пределах плюсового допуска на диаметр изделий	Принятие/отбраковка	Отсутствует
Воздушные включения	Местные скопления воздушных пузырей, пор или раковин	На наружной поверхности дефект допускается при глубине пор, раковин не более 1,5 мм. Скопление их не должно превышать 5 % от контролируемой поверхности.	Принятие	Принятие

1	2	3	4	5
		На внутренней поверхности дефект допускается, если их диаметр менее 0,8 мм и армирующие волокна не повреждены	Принятие	Принятие
Царапины на наружной поверхности в результате износа	Неглубокие царапины, возникающие в результате неправильного перемещения, хранения и/или транспортировки. В случае разрыва армирующих волокон, такое повреждение считается трещиной	Дефект допускается при глубине царапин менее 0,7 мм и если их размер не превышает 10мм*10мм	Принятие	Принятие

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(обязательное)

Визуальный контроль наружной и внутренней резьбы

Перечень возможных дефектов наружной и внутренней резьбы

Тип дефекта	Описание	Критерии допустимости
1	2	3
Воздушные включения	Местные скопления воздушных пузырей, пор или раковин/впадин	Максимальный размер 9 мм. Линейное размещение не должно затрагивать по образующей более трех последовательных ниток. Число пузырьков или раковин, диаметр которых от 2 до 3 мм, не должно превышать 15-ти на резьбу; от 3 до 6 мм – не более 7-ми; от 6 до 9 мм – не более 3-х на резьбу.
Сколы	Пустоты, впадины, вырыв материала на витках резьбы	Глубина должна быть не более 1 мм, длина не должна превышать 4 мм. Число витков с вырванным материалом не должно превышать пяти при условии, что все они не находятся в зоне, площадь которой меньше 2 см^2.
Инородные включения	Включения инородных частиц на витках резьбы	Дефект допускается при условии размеров включений не более 3 мм и их числе не более трех на резьбу.
Побеления	Белые зоны на поверхности витков резьбы	Общая площадь поверхности таких зон не должна превышать 2 см^2 на резьбу.
Царапины	Круговые царапины и бороздки на витках резьбы	Максимальная глубина не должна превышать 0,5 мм. Царапина не должна захватывать более пяти витков.

ПРИМЕЧАНИЕ: Вышеуказанные дефекты не учитываются для двух первых и для двух последних витков резьбы.

Содержание

	Введение	2
1	Описание и работа	3
2	Использование по назначению	10
2.1	Приемка, отбраковка и освидетельствование труб,	10
2.2	Подготовка труб к спуску в скважину	14
2.3	Оборудование, применяемое при работе с трубами	16
2.4	Спуск труб в скважину	17
2.5	Закачивание скважины	22
2.6	Подъем труб	23
3	Техническое обслуживание	26
4	Транспортирование и хранение	31
5	Техника безопасности	33
6	Охрана окружающей среды	33
7	Утилизация труб	33
8	Гарантии изготовителя	34
	Приложение А	35
	Приложение Б	38
	Приложение В	40
	Приложение Г	44

Лист регистрации изменений

Изм	Номера листов (страниц)				всего листов (страниц) в документе	№ докум	входящий № сопров. документа и дата	Подпись	Дата
	изме-ненных	заме-ненных	новых	изъятых					

Подпись и дата | Инв. № дубл. | Взам. инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.