

Справочник по применению
трубной продукции и фасонных частей
из высокопрочного чугуна
с шаровидным графитом (ВЧШГ)
при строительстве промышленных
трубопроводов нефтегазовой отрасли.

Редакция № 1

СОДЕРЖАНИЕ*

Глава 1. Трубы из ВЧШГ как эффективное решение повышения надёжности и долговечности промысловых трубопроводов	3
Глава 2. Нормативно-техническая документация для проектирования, строительства, эксплуатации и ремонта промысловых трубопроводов из ВЧШГ	4
Глава 3. Опытнo-промысловые испытания (ОПИ) трубопроводов из ВЧШГ на нефтегазовых месторождениях в дочерних предприятиях ПАО «НК Роснефть», ПАО «НК Лукойл», ПАО «НК Татнефть»	6
Глава 4. Материал	10
Глава 5. Трубы и фасонные части из ВЧШГ: свойства и общая информация	12
Глава 6. Заводские испытания и рабочее давление	14
Глава 7. Контроль качества	16
Глава 8. Тип соединений: труба с соединением «RJ»	18
Глава 9. Фасонные части	22
Глава 10. Уплотнительные кольца	23
Глава 11. Внутреннее защитное покрытие	28
Глава 12. Внешнее защитное покрытие	32
Глава 13. Электрохимическая защита трубопроводов от подземной коррозии	33
Глава 14. Монтаж труб из ВЧШГ	34
Глава 15. Обратная засыпка трубопровода	36
Глава 16. Прокладка трубопровода методом ГНБ	38
Глава 17. Ремонт трубопровода	43
Глава 18. Ремонт внутреннего покрытия	46
Глава 19. Ремонт наружного защитного покрытия	48
Глава 20. Ремонт дефектных участков трубопровода	49
Глава 21. Ремонт трубопровода при помощи сварки	52
Глава 22. Требования к ремонтным работам	59

* Данный документ содержит рекомендации по проектированию, строительству и эксплуатации трубной продукции из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом (ВЧШГ) производства ООО «Липецкая трубная компания «Свободный сокол» в качестве нефтепромысловых трубопроводов. Информация в данном пособии собрана из различных нормативно-технических источников по применению трубной продукции из ВЧШГ.

ГЛАВА 1

Трубы из ВЧШГ как эффективное решение повышения надёжности и долговечности промышленных трубопроводов

Протяженность промышленных трубопроводов в России более 350 тыс. км., по которым транспортируются сотни миллионов тонн нефти. Рост протяженности трубопроводов сопровождается ростом аварийности в связи с увеличением обводненности добываемой нефти и широким использованием методов интенсификации добычи углеводородного сырья.

Главной причиной аварий на промышленных трубопроводах является коррозия. Удельный вес отказов по причине коррозии составляет от 70 до 90% в общем числе отказов на стальных промышленных трубопроводах. Исследования показали, что 42% новых стальных труб при эксплуатации на нефтепромыслах не выдерживают пяти лет эксплуатации, а 17% эксплуатируются до начала порывов менее двух лет. А при транспортировке агрессивной газожидкостной среды более 50% трубопроводов имеют срок службы до трех лет.

На ежегодную замену промышленных сетей расходуется более 8 тыс. км. труб, что составляет около 400-500 тыс. т. стали. При средней стоимости трубной стали 68 тыс. р/т. в ценах 2020 г. затраты нефтегазодобывающих предприятий только на замену стальных трубопроводов составляют порядка 34 млрд. р. в год. Кроме этого, нефтегазодобывающие предприятия расходуют средства на выплату экологических штрафов. Экологический штраф за 1 тонну разлитой нефти может составлять от 250 до 400 тыс.руб. Для всей отрасли сумма штрафов более 30 млрд. р. в год без учета крупнейших аварий.

В связи с этим решение проблемы повышения эксплуатационной надежности и безопасности промышленных трубопроводов является важной и актуальной задачей. Эффективным методом решения этой проблемы может стать применение труб из высокопрочного чугуна с шаровидной формой графита (ВЧШГ) для строительства нефтесборных трубопроводов и низконапорных водоводов с рабочими давлениями до 6,4 Мпа включительно.

Проведенные в 2009 - 2015 гг. опытно-промышленные испытания участков трубопроводов из ВЧШГ в дочерних обществах ПАО «НК Роснефть», ПАО «НК Лукойл», ПАО «Татнефть» и проведенные исследования образцов по результатам этих испытаний в Самарском ИТЦ, в «ПермНИПИнефть», а также исследования компанией ООО «Компания «Металл-экспертиза», г. Москва катушек с различными видами внутренних и наружных защитных покрытий после 3 лет испытаний на месторождениях АО «Самаранефтегаз» показали, что коррозионная стойкость труб из ВЧШГ в сочетании с защитными внутренними и наружными покрытиями в 3-5 раз выше, чем у стальных труб с разными видами покрытий, а раструбно-замковый тип соединения «RJ» обеспечивает надежную работу трубопровода на протяжении нормативного срока службы 35 лет.

Применение труб ВЧШГ на нефтегазовых месторождениях позволяет существенно повысить степень надежности и долговечности промышленных трубопроводов, а значит увеличить экономическую эффективность нефтедобывающей компании на всех стадиях разработки месторождения.

ГЛАВА 2

Нормативно-техническая документация для проектирования, строительства, эксплуатации и ремонта промышленных трубопроводов из ВЧШГ

ООО «ЛТК «Свободный сокол» производит трубы и фасонные части из высокопрочного чугуна с шаровидной формой графита в соответствии с требованиями ГОСТ Р 57430-2017 и ТУ 24.51.20-075-90910065-2017.

Нормативная документация	QR ссылка на документ
СВОД ПРАВИЛ 483.1325800.2020 «Трубопроводы промышленные из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для нефтегазовых месторождений. Правила проектирования, строительства, эксплуатации и ремонта».	
	ГОСТ Р 57430-2017. Трубы, соединительные части из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом и их соединения для промышленных нефтепроводов. Технические условия.
ТУ 24.51.20-075-90910065-2017 ООО «ЛТК «Свободный сокол»: Трубы с раструбно-замковым соединением «RJ» из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для строительства промышленных трубопроводов на нефтяных месторождениях. Редакция № 1.	
	ТУ 24.51.30-076-90910065-2017 ООО «ЛТК «Свободный сокол»: соединительные части литые с раструбно-замковым соединением «RJ» из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для строительства промышленных трубопроводов на нефтяных месторождениях. Редакция № 1.

ТУ 2531-077-50254094-2011 ОАО «ЛМЗ «Свободный сокол»:
Уплотнительные резиновые кольца для строительства
промышленных трубопроводов на нефтяных месторождениях из
труб с раструбно-замковым соединением «RJ».



Закключение экспертизы промышленной безопасности
на техническое устройство, применяемое на опасном
производственном объекте «Трубы и детали из высокопрочного
чугуна с шаровидным графитом для строительства,
реконструкции и капитального ремонта нефтегазопромышленных
трубопроводов» (13-ТУ-02518-2015).

Руководство по монтажу труб и соединительных частей
с соединением «RJ» для строительства промышленных
трубопроводов на нефтяных месторождениях.



Протокол испытаний №1 от 21 августа 2018 г.
Согласно испытаниям ОАО «ВНИПИ взрывгеофизика»
соединение «RJ» можно рекомендовать для работы в
трубопроводах с рабочим давлением DN 200мм – 6,4 МПа, DN
400 мм – 4,0 МПа.

Сертификат на тип продукции. Трубы с раструбно-замковым
соединением «RJ» из высокопрочного чугуна с шаровидным
графитом для строительства промышленных трубопроводов на
нефтяных месторождениях. Соответствие стандарту ГОСТ Р
57430-2017.



Сертификат на тип продукции. Соединительные части литые
с раструбно-замковым соединением «RJ» из высокопрочного
чугуна с шаровидным графитом для строительства
промышленных трубопроводов на нефтяных месторождениях.
Соответствие российскому стандарту ГОСТ Р 57430-2017.

ГЛАВА 3

Опытно-промышленные испытания (ОПИ) трубопроводов из ВЧШГ на нефтегазовых месторождениях в дочерних предприятиях ПАО «НК Роснефть», ПАО «НК Лукойл», ПАО «НК Татнефть»

Специалистами дочерних компаний ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Лукойл», ПАО «Татнефть» и ООО «ЛТК «Свободный сокол» с 2010 года проводились опытно-промышленные испытания (ОПИ) на нефтепроводах и низконапорных водоводах в различных климатических зонах России, включая районы, приравненные к Крайнему Северу.

Таблица 1. Список ОПИ с трубами из ВЧШГ на территории Российской Федерации

Нефтедобывающее предприятие, нефтяное месторождение	Год проведения ОПИ	Условный проход (DN), мм	Экспертная организация
РН-Пурнефтегаз НК Роснефть, Барсуковское м/р	2011	100	НПЦ «Сибнефтегаз-диагностика»
РН-Ставропольнефтегаз НК Роснефть, Озск-Суат	2011-2012	200	Самарский ИТЦ
Удмуртнефть, Архангельское м/р, Гремихинское м/р	2011-2012	100	ЦЗЛ ЛМЗ «Свободный сокол», НТС «Удмуртнефть»
Самаранефтегаз НК Роснефть	2012-2015	150	Самарский ИТЦ
Юганскнефтегаз НК Роснефть, Приразломное м/р	2010-2011	100	Самарский ИТЦ
Лукойл-Пермь, ЛУКОЙЛ, Чураковское м/р, Москудинское м/р	2009-2010	80	Самарский ИТЦ «ПермНИПИнефть»
	2011-2012	250	
НГДУ ЛениногорскнефтьТатнефть	с 2013	100, 300	ЦЗЛ ЛТК «Свободный сокол»

Цели испытаний:

- определение области применения труб из ВЧШГ
- оценка коррозионной стойкости и механических свойств труб из ВЧШГ в сравнении со стальными трубами
- выбор оптимального вида трубного соединения для обеспечения эксплуатационной надежности и долговечности трубопроводов по сравнению со стальными трубами марки сталей 13ХФА, 20С, 20А, 09Г2С, 09ГСФ и др.
- оценка экономической эффективности применения труб из ВЧШГ для строительства нефтепромышленных трубопроводов.

ООО «РН-Ставропольнефтегаз»

Испытания участка байпасной линии в составе нефтесборного коллектора Ø 219 мм ГУ-2, ГУ-5-ПНГСП Озск-Суат, ООО «РН-Ставропольнефтегаз».

Цель работы: Определение области применения нефтегазопроводных труб из ВЧШГ для безаварийной эксплуатации на месторождениях ООО «РН-Ставропольнефтегаз».

Начало ОПИ – апрель 2011г.

Труба ВЧШГ Ду100 (общая длина 3,8 м – 4 трубы).

Соединение труб «RJ» (3 шт).

Рраб.- до 1,6 Мпа, состав среды имеется.

Испытания проводились согласно утвержденной Программы от 08.04.2011, согласованной с УЭТ ДНГД.

Результаты испытаний: Промежуточного (через 6 месяцев) визуально-измерительного контроля образцов труб из ВЧШГ отмечено, что следы коррозии на внутренней поверхности образцов отсутствуют (Акт № 38 от 09.12.2011).

После 1 года эксплуатации выполненного ООО «Самарским ИТЦ».

Выводы:

- а) На внутренней поверхности трубы не выявлено дефектов коррозионного происхождения, однако обнаружены дефекты точечного типа глубиной до 0,7-0,8 мм и диаметром до 3 мм связанные с особенностями производства труб из ВЧШГ методом центробежного литья, при котором основная масса раковин и пор приходится на внутреннюю поверхность трубы;
- б) Анализ фазового состава продуктов коррозии с нижней образующей внутренней поверхности труб показал присутствие карбонатов железа, оксида железа;
- в) Результаты фазового рентгеноструктурного и химического рентгеноспектрального анализов продуктов коррозии свидетельствуют об углекислотном механизме начавшихся коррозионных процессов при эксплуатации труб. Кроме того, на границе «чугун - продукты коррозии» выявлены кремнийсодержащие соединения, которые предположительно защищают трубы от язвенной карбонатной коррозии;
- г) На образце бесшовной трубы Ø219х9 из стали 20 после 1 года эксплуатации на нефтесборном коллекторе ГУ-2, ГУ-5-ПНГСП Озск-Суат ООО «РН-Ставропольнефтегаз» появились множество сквозных коррозионных дефектов.



Рисунок 1. Вид внутренней поверхности по нижней образующей трубы из ВЧШГ (ООО «ЛТК «Свободный сокол» – снизу) и трубы из стали 20 (сверху) после 1 года промысловых испытаний в ООО «РН-Ставропольнефтегаз»



ОАО «Удмуртнефть»

Испытания трубопроводов из ВЧШГ на высоконапорных водоводах (от КНС «Архангельское» до скв.186-79Р Архангельского м/р и от БНГКНС – 10 до скв. 118 Р К.10 Гремихинского н/м) и нефтесборного трубопровода «ГЗУ – 24 до врезки» ЦДНГ – 3 Красногорского н/м в ОАО «Удмуртнефть».

Цель работы:

Определение возможности использования труб ВЧШГ для строительства, эксплуатации промысловых трубопроводов на месторождениях ОАО «Удмуртнефть».

Технические характеристики объектов:

Водовод от КНС «Архангельское» до скв. 186 – 79Р, Архангельского н/м.

Рабочее давление – 6 МПа.

Диаметр трубы – Ду 100.

Толщина стенки трубы – 6 мм.

Длина трубопровода – 320 м.

Перекачиваемая среда – сточная вода.

Тип соединения – прессовая посадка в муфту.

Цель проведения ОЗИ – замена высокоаварийного участка (блуждающие токи, агрессивная среда).

Дата ввода в эксплуатацию – 23.09.2011.

Водовод от БНГКНС – 10 до скв. 118 Р К.10 Гремихинского н/м.

Рабочее давление – 6 МПа.

Диаметр трубы – Ду 100.

Толщина стенки трубы – 6 мм.

Длина трубопровода – 900 м.

Перекачиваемая среда – сточная вода.

Тип соединения – неразъемное муфтовое соединение, в том числе 11 соединений «RJ», две трубы с соединением «RJ» имеют внутреннее покрытие – высокоглиноземистое цементное.

Отводы – 3 шт. с соединением «RJ».

Испытания 2 водоводов проводили согласно утвержденной Программе испытаний от 19.05.2013 г.

Результаты исследования материала катушки, вырезанной с трубопровода КНС «Архангельское» до скв.186 – 79р, через 1 год эксплуатации показали отсутствие коррозии на внутренней поверхности трубы.

Работы по исследованию проводила заводская лаборатория ОАО «ЛМЗ «Свободный сокол».

Выводы:

Акт закрытия ОПИ с положительными результатами и решение о применении труб из ВЧШГ принято на секции НТС ОАО «Удмуртнефть».

НК «Татнефть». НГДУ «Ленингорскнефть»

В 2013 году в НГДУ «Ленингорскнефть» Липецким трубным заводом «Свободный сокол» были поставлены и уложены в качестве ОПИ трубы из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом (ВЧШГ):

- выкидная линия, продукты скважины Ду100 RJ с наружным покрытием лак, с внутренним покрытием высокоглиноземистый цемент – 250 м.;
- подводящий водовод ДНС Ду300 RJ с наружным покрытием лак, с внутренним покрытием высокоглиноземистый цемент – 432 м.

По состоянию на декабрь 2020 г. трубопроводы находятся в эксплуатации. С сентября 2013 года отказов не зафиксировано.

Результаты ОПИ на объектах ООО «Лукойл-Пермь»

В 2009-2012 годах на Чураковском месторождении Компании были проведены испытания трубопроводов из ВЧШГ. В целом результаты ОПИ изготовленного из ВЧШГ трубопровода признаны положительными. После трех лет эксплуатации наблюдалось замедление скорости коррозии за счет пассивации поверхности металла продуктами коррозии. Скорость коррозии трубопровода составила 0,038 мм/год.

По результатам ОПИ в 2012 году на Москудинском месторождении был введен в эксплуатацию нефтепровод из ВЧШГ Ду 250 с раструбно-замковым соединением RJ протяженностью 5,125 км. по проекту, который прошел Главгосэкспертизу. По состоянию на май 2020 года трубопровод находится в эксплуатации.

Проекты, прошедшие Главгосэкспертизу:

Наименование проекта	Условный Диаметр и тип соединения	Протяженность, км	Год
Лукойл Пермь Москудинское месторождение	Ду 250 мм RJ	5	2011-2012
РН-Юганскнефтегаз	Ду 300 мм RJ	6	2013 - 2016
РН-Пурнефтегаз: водовод низкого давления Ново-Пурпейского месторождения УПСВ 5 - т.вр.	Ду 250 мм RJ	1,8	2013

Испытания трубной продукции из ВЧШГ с соединением «RJ» признаны успешными.

Трубы и соединительные части из ВЧШГ рекомендованы к применению.

Промысловые испытания подтверждают положительные качества труб из ВЧШГ и их соединений:

- коррозионная стойкость труб ВЧШГ в 3-5 раз выше, чем стальных;
- хладоломкость труб из ВЧШГ проявляется при температуре ниже -80 °С;
- механические свойства труб из ВЧШГ соответствуют низкоуглеродистой стали;
- соединение труб типа «RJ» (рис.3) обеспечивает прочность и герметичность трубопроводов в сложном рельефе местности, в осадочных грунтах, сейсмоопасных районах.

Все эти преимущества позволяют существенно повысить долговечность промышленных трубопроводов, работающих в агрессивной среде за счет применения труб из ВЧШГ в нефтегазовой отрасли.

ГЛАВА 4

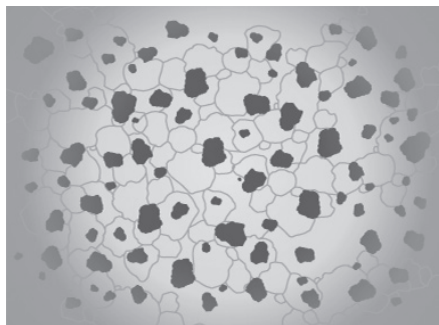
Материал

Высокопрочный чугун с шаровидным графитом (ВЧШГ) отличается от серого чугуна шаровидной формой графита и добавлением магния и модифицированных добавок в расплав чугуна в ковше. ВЧШГ обладает более высокими прочностными свойствами, близкими к свойствам низкоуглеродистой стали (предел прочности при растяжении, предел текучести и относительное удлинение) и высокой коррозионной стойкостью по сравнению со низкоуглеродистой сталью.

Металлографическая структура



Серый чугун



Высокопрочный чугун с шаровидным графитом

Рисунок 2. Сравнение структуры серого и высокопрочного чугуна

Модифицирование металла магнием позволяет чугуну улучшить механические характеристики и приблизиться по своим свойствам к свойствам стали 20. Сравнение технических характеристик ВЧШГ и стали 20 представлены в таблице 2.

Таблица 2. Сравнение технических характеристик ВЧШГ и Сталь 20

Параметры	ВЧШГ	Сталь 20
Временное сопротивление σ_B МПа (кгс/мм ²), не менее	420 (42,8)	353 (36)
Условный предел текучести $\sigma_{0,2}$ МПа (кгс/мм ²), не менее	300 (30,6)	216 (22)
Относительное удлинение %, не менее	10	14

Сравнение механических свойств труб из ВЧШГ и стали по ГОСТ 10705-80

Тип (марка) материала	Средняя скорость коррозии, мм/год
Сталь с внутренним антикоррозионным покрытием на основе краски ПЭП-585	0,090-0,102
Сталь 20КТ без покрытий	0,507-0,777
Высокопрочный чугун с шаровидным графитом (ВЧШГ) без покрытий	0,030-0,050

Согласно отчету СЦ «ВНИИГАЗ-Сертификат» «Исследование коррозионной стойкости труб из ЧШГ применительно к условиям добычи и переработки природного газа с последующей сертификацией продукции и выдачей Заключения о возможности применения трубопроводов из ЧШГ в газовой отрасли» трещинообразование на трубах из ВЧШГ при воздействии сероводородов проявляется значительно реже, чем на стальных трубопроводах:

Результаты лабораторных испытаний показали удовлетворительную стойкость образцов трубной продукции из ВЧШГ против сероводородного растрескивания по стандартам NACE TM 01-77 и NACE TM 02-84.



ГЛАВА 5

Трубы и фасонные части из ВЧШГ: свойства и общая информация

ООО «ЛТК «Свободный сокол» производит трубы и фасонные части из высокопрочного чугуна с шаровидной формой графита методом центробежного литья для нефтяной отрасли согласно ГОСТ 57430-2017, ТУ 24.51.20-075-90910065-2017 и ТУ 24.51.30-076-90910065-2017

- Производимые диаметры согласно ГОСТ Р 57430-2017 от 80 до 500 мм. Диаметр трубопровода условный.
- Длина производимой трубы – 6 метров без учета раструба.
- Максимальное рабочее давление (в зависимости от диаметра) – 6.4 МПа.
- Толщина стенки производимой продукции в зависимости от диаметра составляет от 6 мм до 12 мм в зависимости от класса по толщине стенки (К9-К16).
- Тип соединения – раструбно-замковый на резиново-уплотнительной манжете. При монтаже сварка не требуется.
- **Нормативный срок службы – не менее 35 лет** при условии соблюдения требований Свода правил 483.1325800.2020 в процессе проектирования, строительно-монтажных работ и эксплуатации.
- Согласно классификации трубы из ВЧШГ относятся к классам II и III.
- Проектирование участков трубопроводов из ВЧШГ, прокладываемых в районах с сейсмичностью по шкале MSK-64 (СП 14.13330) свыше 6 баллов для надземных и до 9 баллов включительно для подземных трубопроводов, следует проводить с учетом сейсмостойкости применяемых материалов. Трубы из ВЧШГ могут выдерживать сейсмическую нагрузку до 9 баллов включительно.



Температурный режим хранения, транспортировки и строительства

Допустимая температура окружающей среды при хранении труб и соединительных деталей трубопроводов без и с нанесенными антикоррозионными покрытиями: до +50 °С и до -50 °С, для труб и фитингов, предназначенных для условий Крайнего Севера до +50 °С и до -60 °С.

Допустимая температура окружающей среды при проведении погрузочно-разгрузочных работ и транспортировании труб и соединительных деталей трубопроводов без и с нанесенными антикоррозионными покрытиями: до +40 °С и до -40 °С, до +40 °С и до -50 °С – для труб и фитингов, предназначенных для условий Крайнего Севера.

Строительно-монтажные и ремонтные работы на трубопроводах из ВЧШГ следует проводить при температурах окружающей среды до +40 °С и до -30 °С.

Трубы и соединительные детали трубопроводов без и с нанесенными защитными покрытиями предназначены для эксплуатации в трубопроводах с температурой транспортируемой среды от +5 °С до +95 °С.

Уплотнительные резиновые кольца должны храниться в закрытых помещениях при температуре от 0 °С до +35 °С, с соблюдением требований технических условий предприятия-изготовителя. Срок хранения уплотнительных колец – 2 года со дня изготовления при условии соблюдения правил транспортировки и хранения.

ГЛАВА 6

Заводские испытания и рабочее давление

При производстве 100% трубной продукции проходит испытательное гидравлическое давление. Каждая труба испытывается с коэффициентом 1.5 от рабочего давления трубопровода. Значения для различных диаметров представлены в таблице 3:

Таблица 3. Заводское испытательное гидравлическое давление труб из ВЧШГ с соединением «RJ»

DN, мм	Максимальное допустимое рабочее давление трубопровода, МПа, не более*	Заводское испытательное гидравлическое давление, МПа, не менее
От 80 до 200 включ.	6,4	9,6
250	6,4	8,4
300	5,4	8,1
350	5,0	7,5
От 400 до 500 включ.	4,0	6,0

Примечание. Значения заводского испытательного гидравлического давления указаны для максимального допустимого рабочего давления трубопровода.

* Согласно испытаниям ОАО «ВНИПИ взрывгеофизика» соединение «RJ» можно рекомендовать для работы в трубопроводах с рабочим давлением DN 200 мм – 6,4 МПа, DN 400 мм – 4,0 МПа (см. раздел «Нормативная документация»).

Заводские испытания фасонных частей

Каждая соединительная деталь испытывается методом гидравлического испытания. Значение давления испытания зависит от номинального диаметра детали и рабочего давления трубопровода. Для литых деталей давление заводского гидравлического испытания должно составлять не менее 1,5 рабочего давления трубопровода, для сварных деталей – 1,25 рабочего давления трубопровода. Значения заводское испытательного гидравлического давления представлены в таблице 4.

Таблица 4. Заводское испытательное гидравлическое давление соединительных деталей из ВЧШГ

DN, мм	Максимальное допустимое рабочее давление трубопровода, МПа, не более	Заводское испытательное гидравлическое давление литых деталей, МПа, не менее	Заводское испытательное гидравлическое давление сварных деталей, МПа, не менее
От 80 до 200 включ.	6,4	9,6	8,0
250	6,4	8,4	7,0
300	5,4	8,1	6,75
350	5,0	7,5	6,25
От 400 до 500 включ.	4,0	6,0	5,0

Примечание. Значения заводского испытательного гидравлического давления указаны для максимального допустимого рабочего давления трубопровода.

ГЛАВА 7

Контроль качества

Система контроля и управления качеством, созданная на ООО «ЛТК «Свободный сокол», представляет собой комплексный процесс, охватывающий все звенья производства, начиная с подготовки металла и до готовой продукции.

Когда будут пройдены все звенья производственного процесса и все этапы контроля, изготовленная продукция должна отвечать требованиям стандартов ГОСТ Р 57340.

Контроль исходных материалов (100% входной контроль)

При каждой поставке основных материалов производится контроль качества:

- ферросплавов, металлолома и дополнительных присадок;
- песка для изготовления стержней и внутреннего цементно-песчаного покрытия;
- цемента для внутреннего цементно-песчаного покрытия;
- лакокрасочных материалов для внешнего защитного покрытия.

Контроль в процессе производства (при каждой новой плавке)

В процессе производства подлежит контролю:

- химический состав жидких доменных чугунов;
- содержание серы в чугуне до и после десульфурации;
- химический состав чугуна, подготовленного в индукционных печах;
- химический состав чугуна в миксере;
- температура чугуна, выдаваемого из миксера;
- содержание серы и магния в чугуне после модифицирования магнием (каждый ковш);
- степень отбелённости чугуна (клиновая проба) после модифицирования магнием (каждый ковш);
- вес каждой отлитой трубы (100% труб);
- внешний вид (визуально) отлитых труб (100% труб).

Контроль отлитых труб

Трубы, прошедшие термообработку, подлежат 100%-ному контролю на:

- пластичность металла (дуктильность);
- отсутствие внешних дефектов;
- соответствие наружного диаметра установленным допускам (min, max);
- соответствие толщины стенки установленным допускам;
- соответствие размеров раструба установленным допускам;
- соответствие веса установленным допускам;
- герметичность (гидроиспытания).

Также проводятся испытания механических характеристик и исследования микроструктуры образцов труб, отлитых в одной партии.

Контроль защитных покрытий (раз в смену)Цинковое покрытие

Контролю подлежит:

- толщина нанесённого на трубу слоя металлического цинка (или ZnAl);
- внешний вид и сплошность покрытия.

Цементно-песчаное покрытие (раз в смену)

Контролю подлежит:

- свежеприготовленный цементный раствор на соотношение песок/цемент, вода/цемент;
- толщина свеженанесённого, а также затвердевшего покрытия;
- внешний вид покрытия.

Завершающее лаковое покрытие (каждую смену)

Контролю подлежит:

- чистота труб перед нанесением лака;
- температура труб перед нанесением лака;
- температура в сушильной камере;
- внешний вид и сплошность покрытия;
- толщина покрытия.

Контроль перед отправкой продукции (каждая партия)

Контроль производится на складе перед отправкой для проверки отсутствия повреждений, которые могли бы появиться во время складских операций (падение, сильные удары и т.д.).

Обязательному контролю подлежат пакеты труб (правильность сборки, качество затяжки обвязки, габаритные размеры, вес).

ГЛАВА 8

Тип соединений: труба с соединением «RJ»

При строительстве нефтепроводов предлагается применять стыковое раструбно-замковое соединение типа «RJ». ООО «ЛТК «Свободный сокол» производит трубы из ВЧШГ с методом центробежного литья для нефтегазовой отрасли согласно ГОСТ Р 57430-2017 и ТУ 24.51.20-075-90910065-2017.

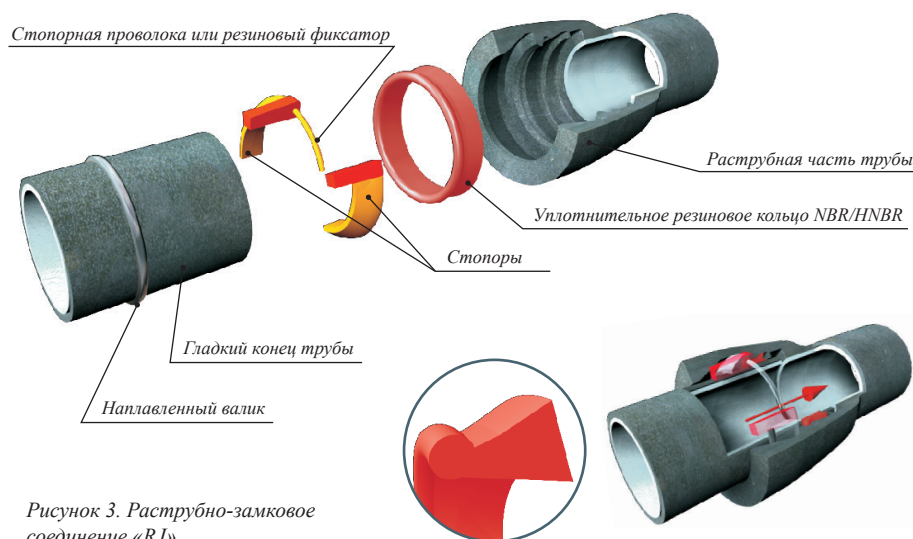


Рисунок 3. Раструбно-замковое соединение «RJ»

Соединение «RJ» – стыковое раструбно-замковое соединение под уплотнительное резиновое кольцо типа «BPC» (100,150,200,250,300 мм) или типа «TYTON» (80,400,500 мм).

Соединение «RJ» обеспечивает невозможность самопроизвольного рассоединения труб при работе трубопровода в сложном рельефе местности, в местах опасности осадки грунта и при ударных нагрузках в сейсмоопасных территориях с устойчивостью сейсмической активности до 9 баллов. Направленный валик на гладком конце трубы и два стопора, вдвигаемые после стыковки труб в выемку раструба и фиксируемые стопорной проволокой или резиновым фиксатором, не позволяют нарушить соединение.

Это особенно важно при монтаже трубопроводов в неустойчивых грунтах, в гористой местности, в болотистых грунтах. Также соединение «RJ» применяется для прокладки трубопроводов методом горизонтально направленного бурения.

Соединение «RJ» не является жестким и позволяет отклоняться соединенным трубам на угол 1,5 до 5° в зависимости от диаметра труб при сохранении полной герметичности стыка.

Трубы имеют литую маркировку в раструбе (на внутренней стороне) с указанием:

- знака предприятия-изготовителя;
- номинального диаметра DN;
- номера ковша;
- года и даты изготовления;
- обозначения материала – чугун с шаровидной формой графита (GGG) по ГОСТ Р 57340 и DIN 1693.

Дополнительная маркировка (ссылка на стандарт, обозначение класса) наносится несмываемой краской на внешней поверхности трубы.

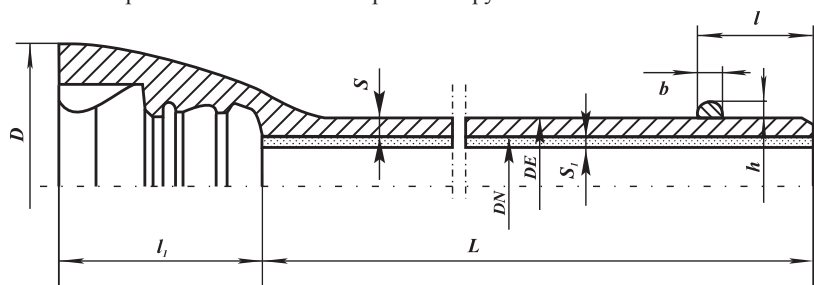


Рисунок 4. Труба раструбная соединением «RJ»

Основные размеры, масса и параметры трубы из ВЧШГ с соединением «RJ» представлены в таблице 5.

Таблица 5. Основные размеры и масса трубы (по толщине стенки класса K9)

Размеры, мм									Масса раструба, кг	Масса 1 м трубы без раструба (с цем. покрытием), кг	Условная масса трубы с раструбом (без цем. покрытия / с цем. покрытием), кг, при расчетной длине L			
DN	D	DE	S	Si	l	li*	h	b			5800	6000		
80	156	98 ^{+1,0} _{-2,7}	6,0 ^{-1,3}	4 ^{+2,0} _{-1,5}	85	127 127	5,0	8 ^{±2}	5,4	14,1	76,0	87,0	78,5	90,0
100	174	118 ^{+1,0} _{-2,8}	6,0 ^{-1,3}	4 ^{+2,0} _{-1,5}	91	133 135	5,0	8 ^{±2}	6,9	17,5	95,0	108,0	98,0	112,0
150	230	170 ^{+1,0} _{-2,9}	6,0 ^{-1,3}	4 ^{+2,0} _{-1,5}	101	144 150	5	8 ^{±2}	10,7	26,2	143,0	163,0	148,0	168,0
200	288	222 ^{+1,0} _{-3,0}	6,3 ^{-1,5}	4 ^{+2,0} _{-1,5}	106	155 160	5,5	9 ^{±2}	16,8	35,3	194,0	222,0	200,5	229,0
250	346	274 ^{+1,0} _{-3,0}	6,8 ^{-1,6}	4 ^{+3,0} _{-1,5}	106	165 165	5,5	9 ^{±2}	23,2	46,0	255,0	290,0	264,0	299,0
300	402	326 ^{+1,0} _{-3,3}	7,2 ^{-1,6}	4 ^{+3,0} _{-1,5}	106	175 170	5,5	9 ^{±2}	29,6	57,5	323,0	363,0	334,0	375,0
400	513	429 ^{+1,0} _{-3,5}	8,1 ^{-1,7}	5 ^{+3,5} _{-2,0}	115	185 190	6,0	10 ^{±2}	44,5	90,3	480,0	568,0	497,0	586,0
500	618	532 ^{+1,0} _{-3,8}	9,0 ^{-1,9}	5 ^{+3,5} _{-2,0}	120	200	6,0	10 ^{±2}	62,8	122,9	666,0	776,0	689,0	800,0

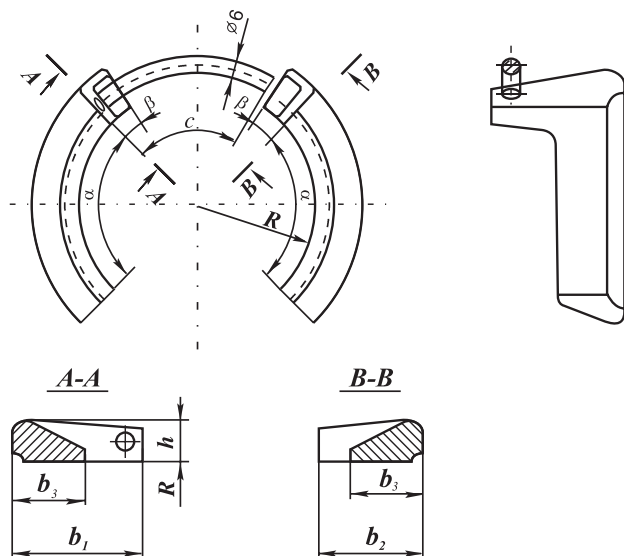


Рисунок 5а. Стопор из ВЧШГ для соединения «RJ» со стопорной проволокой

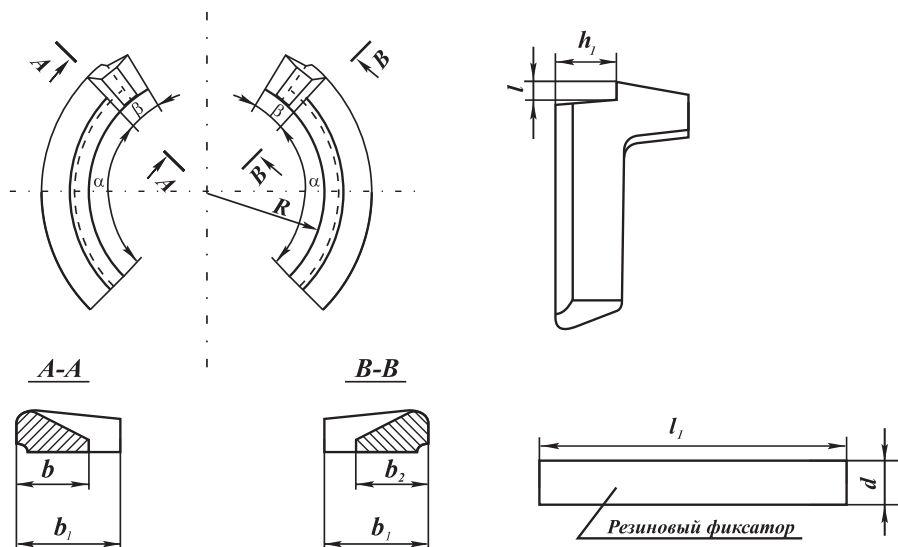


Рисунок 5б. Стопор из ВЧШГ для соединения «RJ» с резиновым фиксатором

Таблица 6. Основные размеры и масса стопора со стопорной проволокой

DN, мм	b ₁ , мм	b ₂ , мм	b ₃ , мм	h, мм	R, мм	α°	β°	ϵ°	с, мм	Масса стопора	
										левого со стоп. пров., кг	правого, кг
80	48	38	24	17	49	78	12,0	92	90	0,23	0,20
100	50	38	24	17	59	78	11,0	93	107	0,26	0,22
150	55	43	26	18	85	78	9,0	95	152	0,43	0,38
200	60	48	26	19	111	78	8,0	96	197	0,60	0,54
250	65	53	28	21	137	80	7,0	97	243	0,85	0,77
300	70	58	30	22	163	50	6,0	56	167	0,77	0,70
400	80	67	38	24	214	50	5,0	53	207	1,18	1,10
500	85	72	38	24	266	48	4,5	51,5	248	1,46	1,38

Комплект поставки на одну трубу:

DN 80-250 мм – стопор правый 1 шт., стопор левый 1 шт.;

DN 300-500 мм – стопор правый 2 шт., стопор левый 2 шт.

Таблица 7. Основные размеры стопора с резиновым фиксатором

DN, мм	b ₁ , мм	b ₂ , мм	h ₁ , мм	l, мм	R, мм	α°	β°	l ₁ , мм	d, мм
80	38	24	18	5	49	78	12	91	18 ±0,5
100	38	24	18	7	59	78	11	110	18 ±0,5
150	43	26	20	5	85	78	9	156	18 ±0,5
200	48	26	20	7	111	78	8	206	18 ±0,5
250	53	28	20	7	137	80	7	255	18 ±0,5
300	58	30	20	7	163	50	6	172	18 ±0,5
400	67	38	20	8	214	50	5	217	18 ±0,5
500	72	38	20	8	266	48	4,5	257	18 ±0,5

Комплект поставки на одну трубу:

DN 80-250 мм – стопор правый 1 шт., стопор левый 1 шт.;

DN 300-500 мм – стопор правый 2 шт., стопор левый 2 шт.

Стопора, поставляемые в комплекте с деталью или трубой из ВЧШГ, имеют литую маркировку на одной из плоскостей с указанием:

- номинального диаметра трубы или соединительной части, для которых он предназначен (DN, допускается нанесение только цифрового обозначения);
- конструктивной особенности – левый (Л) или правый (П).

ГЛАВА 9

Фасонные части

Соединительные детали из ВЧШГ для трубопроводов изготавливаются двумя методами: методом литья в сухие самотвердеющие песчаные формы и методом сварки из трубных заготовок ВЧШГ в соответствии с требованиями ГОСТ Р 57430-2017 и ТУ 24.51.30-076-90910065-2017.

Сварные соединительные детали для трубопроводов применяются:

- при необходимости использования нестандартных соединительных деталей;
- переходе трубопровода с чугуна на сталь;
- выполнении ремонтных работ на трубопроводе.

Толщина стенок соединительных деталей, предназначенных для строительства трубопровода, должна быть на 1–2 класса выше, чем у трубы соответствующего диаметра.

Соединительные детали должны иметь маркировку на наружной нерабочей поверхности с указанием:

- товарного знака предприятия-изготовителя;
- номинального диаметра DN;
- условного обозначения соединительной детали;
- года выпуска (допускается указывать две последние цифры);
- обозначения материала соединительной детали – чугуна с шаровидной формой графита GGG по ГОСТ Р 57430 и по DIN 1693;
- номинального давления PN для фланцев, МПа.

Соединения труб с запорной арматурой выполняются с помощью переходов, изготовленных в соответствии с требованиями ГОСТ Р 57430-2017.

Допустимые рабочие давления соединительных деталей должны соответствовать допустимым рабочим давлениям трубопроводов в соответствии с таблицей 4.

ООО «ЛТК «Свободный сокол» производит широкую номенклатуру фасонных частей различных диаметров, соединений и покрытий. Более подробная информация по производству фасонных частей доступна в Технических Условиях 24.51.30-076-90910065-2017.

ГЛАВА 10

Уплотнительные кольца

ООО «ЛТК «Свободный сокол» поставляет уплотнительные кольца, изготовленные из резины NBR/HNBR. Диапазон используемых температур для уплотнительных колец: до -20 и до +150 °С. В трубах с раструбными соединениями используются уплотнительные кольца, изготовленные из резин одних и тех же марок: для части кольца, контактирующей с жидкостью – группа резины 1, для части кольца, не контактирующей с жидкостью – группа резины 2. Физико-химические свойства резин группы 1 и 2 указаны в таблице 11.

Таблица 8. Применяемый тип резинового-уплотнительного кольца для различных диаметров для труб с типом соединения «RJ»

Диаметр	Тип резинового уплотнительного кольца
80	Тайтон
100	BPC
150	BPC
200	BPC
250	BPC
300	BPC
400	Тайтон
500	Тайтон

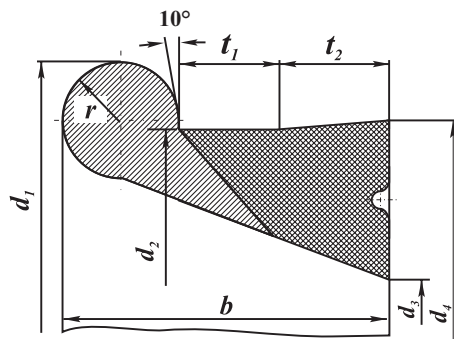


Рисунок 6. Уплотнительное резиновое кольцо типа «BPC»

Таблица 9. Основные размеры и масса уплотнительного кольца типа «RJ»

Размеры, мм									Масса, кг (справочная)
DN	d ₁	d ₂	d ₃	d ₄	b	t ₁	t ₂	R ₁	
100	146,5 ^{±1}	134,5 ^{±1}	99,5 ^{±1}	140,5 ^{±1}	30	5,5	14,3	5,0	0,17
150	203,5 ^{±1,5}	189,5 ^{±1,5}	151,0 ^{±1,5}	196,0 ^{±1,5}	32	5,5	15,3	5,5	0,41
200	260,0 ^{±1,5}	244,0 ^{±1,5}	202,0 ^{±1,5}	250,0 ^{±1,5}	33	5,5	15,3	6,0	0,50
250	315,0 ^{±1,5}	299,0 ^{±1,5}	257,0 ^{±1,5}	305,0 ^{±1,5}	33	5,5	15,3	6,0	0,63
300	369,0 ^{±1,5}	353,0 ^{±1,5}	311,0 ^{±1,5}	359,0 ^{±1,5}	33	5,5	15,3	6,0	0,95

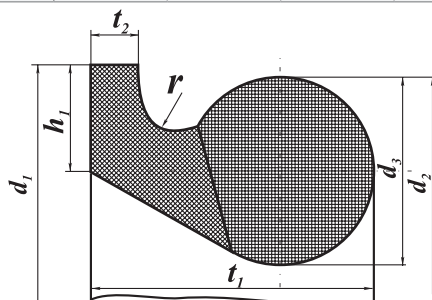


Рисунок 7. Уплотнительное резиновое кольцо типа «TYTON».

Таблица 10. Основные размеры и масса уплотнительного кольца типа «TYTON».

Размеры, мм								Масса, кг (справочная)
DN	d ₁	d ₂	d ₃	h ₁	t ₁	t ₂	r	
80	126 ^{±1,0}	124 ^{±1,0}	16 ^{+0,5}	10 ^{+0,3}	26	5 ^{+0,4 -0,2}	3,5	0,13
400	475 ^{±2,0}	473 ^{±2,0}	22,0 ^{+0,5}	13 ^{+0,3}	38	8 ^{+0,5 -0,3}	5,0	1,54
500	583 ^{±3,0}	581 ^{±3,0}	24,0 ^{+0,5}	14 ^{+0,3}	42	9 ^{+0,5 -0,3}	5,5	2,45

Физико-химические свойства резин производятся согласно ТУ 2531-077-50254094-2011 и должны соответствовать свойствам, указанным в таблице 11.

Таблица 11. Физико-химические свойства резин

№ п/п	Наименование показателя	Значение для группы	
		1	2
1	Твердость по Шору А, ед. Шора А	50 ⁺⁵	80 ⁺⁵
2	Условная прочность при растяжении, МПа, не менее	9	9
3	Относительное удлинение при разрыве, %, не менее	300	125
4	Относительная остаточная деформация после старения на воздухе при сжатии 20%, %, не более		
	при температуре 23 °С в течение 72 ч	12	15
	при температуре 70 °С в течение 24 ч	20	20
	при температуре минус 10 °С в течение 72 ч	50	60
5	Изменение твердости после старения на воздухе при температуре 70 °С в течение 7 суток, ед. Шора А	от +8 до -5	от +8 до -5
6	Изменение условной прочности при растяжении после старения на воздухе при температуре 70 °С в течение 7 суток, %, не более	-20	-20
7	Изменение относительного удлинения после старения на воздухе при температуре 70 °С в течение 7 суток, %	от +10 до -30	от +10 до -40
8	Релаксация напряжения при температуре 23 °С в течение 7 суток, %, не более	15	17
9	Изменение объема в воде при температуре 70 °С в течение 7 суток, %	от +8 до -1	от +8 до -1
10	Стойкость к озонному старению при объемной доле озона (5,0±0,5)*10 ⁻⁵ %, температуре 40 °С и деформации растяжения 20 %	Трещины не допускаются	

Транспортировка и хранение колец:

Кольца транспортируют любым транспортом с соблюдением правил перевозок, установленных для данного вида транспорта.

Кольца должны храниться в закрытом помещении, в условиях, исключающих деформацию и повреждения, при температуре от 0 до +35°С и находится на расстоянии не менее одного метра от отопительных приборов, а также не подвергаться воздействию солнечных лучей и механического воздействия.

Как исключение, допускается хранение колец на неотапливаемых складах при температуре не ниже -25°C , но при этом запрещается подвергать их какой-либо деформации и ударным нагрузкам.

Кольца после транспортирования или хранения при температуре ниже 0°C , перед монтажом должны быть выдержаны при температуре $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$ в течение 24 ч.

Гарантийный срок хранения колец – 2 года со дня изготовления, при условии соблюдения правил транспортирования и хранения.

Выбор материала уплотнительных колец

При использовании труб для различных областей применения становится актуальным и выбор материала уплотнительных колец, используемых для стыковки труб. Общие рекомендации по использованию уплотнительных колец из различных материалов для трубопроводов различного назначения приведены в таблице 12.

Таблица 12. Общие рекомендации по применению материалов уплотнительных резиновых колец в различных средах

Обозначение резины, химическое название	Максимальная температура эксплуатации, $^{\circ}\text{C}$	Стойкость в средах, область применения
NBR (нитрил, резина на основе бутадиеннитрильного каучука СКН, акрилонитриловый бутадиен)	65	Неароматические углеводороды Нефть Горючее Смазка Жиры, масла Пресная вода (в т.ч. питьевая)
HNBR	120 (либо кратковременно до 150)	

Согласно отчету «Проведение испытаний образцов резины и резиновых уплотнителей с подтверждением прогнозируемого срока эксплуатации в пластовых водах и сырой нефти» ОАО «Научно-исследовательский институт резиновой промышленности» г. Сергиев-Посад, срок службы резиново-уплотнительных колец напрямую зависит от рабочей температуры. Химическая стойкость наиболее распространенных марок резин (EPDM и NBR) приведена в таблице 13.

Таблица 13. Максимально допустимая концентрация различных веществ в воде для резин NBR/HNBR

Химическое вещество	Резины NBR / HNBR
Спирты	
Этиловый	Не ограничено
Метиловый	Не ограничено
Этиленгликоль	Не ограничено
Алифатические углеводороды	
Уайт-спирит	Не ограничено
Дизельное топливо, бензин, нефть	Не ограничено
Керосин	Не ограничено

Химическое вещество	Резины NBR / HNBR
Ароматические углеводороды	
Ксилол, ксилон	Не ограничено
Бензол, стирол, лигроин	Не применяется
Масла	
Смазки, газولين, производные	Не ограничено
Органические	Не ограничено
Вода	
Пресная вода (в т.ч. питьевая)	Не ограничено
Солевой раствор	Не ограничено
Дистиллированная вода	Не ограничено
Хлорированная вода	Не ограничено
Хлорированные растворители	
Трихлорэтилен	Не применяется
Хлороформ	Не применяется
Кислоты	
Уксусная	Не ограничено
Хромовая	Не ограничено
Лимонная	Не ограничено
Соляная	Не ограничено
Молочная	Не ограничено
Азотная	Не ограничено
Щавелевая	Не ограничено
Фосфорная	Не ограничено
Серная	Не ограничено
Дубильная	Не ограничено
Винная	Не ограничено
Щелочи	
Аммиак	Не ограничено
Анилин	Не ограничено
Диметиламин	Не ограничено
Фенол, крезол	Не ограничено
Гидроксид калия	Не ограничено
Пиридин	Не ограничено
Хинолин	Не ограничено
Гидроксид натрия	Не ограничено
Триметиламин	Не ограничено
Соли	
Хлорид натрия	Не ограничено
Хлорид калия	Не ограничено
Сульфат аммония	Не ограничено

ГЛАВА 11

Внутреннее защитное покрытие

На внутреннюю поверхность труб и фасонных частей могут быть нанесены следующие типы внутренних покрытий:

- цементно-песчаное покрытие из глиноземистого цемента по ГОСТ 969;
- химически стойкие к газу, нефти и пластовым водам эпоксидные композиции или полиуретановые материалы по ГОСТ Р 57430.

Тип внутреннего покрытия определяется проектом и степенью агрессивности жидкости, транспортируемой по трубопроводу. Данные по степени агрессивного воздействия водных и нефтяных сред на нефтепромысловые трубопроводы из ВЧШГ указаны в таблице 14 и 15. Типы внутренних защитных покрытий для труб из ВЧШГ представлены в таблице 16.

Предельно допустимое содержание химических веществ в транспортируемой жидкости для покрытия из глиноземистого цемента указано в таблице 17.

Таблица 14. Степень агрессивного воздействия водных сред на нефтепромысловые трубопроводы из ВЧШГ

Среда	pH	Содержание агрессивных компонентов						Степень агрессивного воздействия
		Минерализация, г/дм	СВБ	H ₂ S, мг/дм ³	CO ₂ , мг/дм ³	O ₂ , мг/дм ³	Взвешенные частицы, мг/дм ³	
Вода пресная (техническая):								
- неаэрированная	~7	Менее 5	–	–	–	Менее 0,5	–	Неагрессивная
- аэрированная	~7	Менее 5	–	–	–	Более 0,5	–	Слабоагрессивная
Воды подземных горизонтов:								
Неаэрированные:								
- не содержащие H ₂ S, CO ₂	6–8	Любая	–	–	–	Менее 0,1	100	Слабоагрессивная
- содержащие H ₂ S	Менее 7	Любая	+	Более 1,0	–	Менее 0,1	100	Среднеагрессивная
- содержащие CO ₂	Менее 7	Любая	–	–	Более 20	Менее 0,1	100	Среднеагрессивная
Аэрированные:								
- не содержащие H ₂ S, CO ₂	6–8	Любая	–	–	–	Более 0,1	100	Среднеагрессивная
- содержащие H ₂ S	6–8	Любая	+	Более 1,0	–	Более 0,1	100	Среднеагрессивная
- содержащие CO ₂	6–8	Любая	–	–	Более 20	Более 0,1	100	Среднеагрессивная

Среда	pH	Содержание агрессивных компонентов						Степень агрессивного воздействия
		Минерализация, г/дм	СВБ	H ₂ S, мг/дм ³	CO ₂ , мг/дм ³	O ₂ , мг/дм ³	Взвешенные частицы, мг/дм ³	
Промысловые сточные воды:								
Неаэрированные:								
- не содержащие H ₂ S, CO ₂	~7	Любая	–	Менее 1,0	–	Менее 0,1	–	Неагрессивная
- содержащие H ₂ S	Менее 7	Любая	+	Более 1,0	–	Менее 0,1	– (FeS)	Среднеагрессивная
- содержащие CO ₂	Менее 7	Любая	–	–	Более 20	Менее 0,1	–	Среднеагрессивная
Аэрированные:								
- не содержащие H ₂ S, CO ₂	Менее 7	Любая	–	Менее 1,0	–	Более 0,1	–	Среднеагрессивная
- содержащие H ₂ S	Менее 7	Любая	+	Более 1,0	–	Более 0,1	– (FeS)	Среднеагрессивная
- содержащие CO ₂	Менее 7	Любая	–	–	Более 20	Более 0,1	–	Среднеагрессивная

Таблица 15. Степень агрессивного воздействия нефтяных сред на нефтепромысловые трубопроводы из ВЧШГ

Среда	рН	Содержание агрессивных компонентов					Степень агрессивного воздействия
		СВБ	H ₂ S, мг/дм ³	CO ₂ , мг/дм ³	O ₂ , мг/дм ³	Взвешенные частицы, мг/дм ³	
Устойчивые водонефтяные эмульсии:							
- не содержащие агрессивные компоненты	~7	–	–	–	–	До 0,05	Неагрессивная
- содержащие агрессивные компоненты	~7	+	Более 1,0 в водной фазе	Более 5,0	–	Более 0,05	Слабоагрессивная
Неустойчивые водонефтяные эмульсии:							
- не содержащие агрессивные компоненты	~7	–	–	–	До 0,1 в водной фазе		Неагрессивная
- содержащие агрессивные компоненты	Менее 7	+	Более 1,0	5,0	Более 0,1 в водной фазе		Среднеагрессивная
Газоводонефтяные смеси:							
- не содержащие агрессивные компоненты	~7	–	–	–	–		Неагрессивная
- содержащие агрессивные компоненты	Менее 7	+	В следовых количествах	–	–		Среднеагрессивная

Таблица 16. Типы внутренних защитных покрытий труб из ВЧШГ

Условия нанесения покрытия	Тип защитного покрытия	Количество слоев	Суммарная толщина покрытия, мм	Степень агрессивности транспортируемой среды
Заводские	Цементно-песчаное из глиноземистого цемента по ГОСТ 969	–	3–5	Неагрессивная Слабоагрессивная Сильноагрессивная
Заводские, Базовые	Полиуретановые материалы по ГОСТ 9.602	–	1–2	Неагрессивная Слабоагрессивная Сильноагрессивная
Заводские, Базовые	Лакокрасочные покрытия на основе двухкомпонентных эпоксидных, модифицированных эпоксидных и фенольных материалов, содержащих растворитель	2–5	Не менее 0,3	Неагрессивная Слабоагрессивная Сильноагрессивная
Заводские	Лакокрасочные покрытия на основе двухкомпонентных эпоксидных, модифицированных эпоксидных материалов:			Неагрессивная
Заводские Базовые	Порошковые покрытия на основе полимерных эпоксидных и модифицированных эпоксидных материалов, наносимых по жидкой адгезионной грунтовке (праймеру)	1 (праймер)	0,3–0,5	Неагрессивная Слабоагрессивная Среднеагрессивная Сильноагрессивная
		1 (порошок)		
Заводские Базовые	Стеклоэмалевые покрытия:			
	- безгрунтовое	1	Не менее 0,3	Неагрессивная Слабоагрессивная Среднеагрессивная
	- покрывное	2	Не менее 0,4	Неагрессивная Слабоагрессивная Среднеагрессивная Сильноагрессивная
Базовые	- с высоким (> 70 %) содержанием сухого остатка	1-2	0,3 - 0,5	Слабоагрессивная Среднеагрессивная
	- не содержащих растворитель	1		

Примечание. Для сильноагрессивных сред применяются покрытия только на основе фенольных смол.

Таблица 17. Предельно допустимое содержание химических веществ в транспортируемой жидкости для покрытия из глиноземистого цемента

Химическое вещество	Глиноземный цемент
Спирты	
Этиловый	50 %
Метиловый	50 %
Этиленгликоль	Не ограничено
Алифатические углеводороды	
Уайт-спирит	Не ограничено
Дизельное топливо, бензин, нефть	Не ограничено
Керосин	Не ограничено
Ароматические углеводороды	
Ксилол, ксилон	Не ограничено
Бензол, стирол, лигроин	Не ограничено
Масла	
Смазки, газولين, производные	Не ограничено
Органические	Не ограничено
Вода	
Пресная вода	Не ограничено
Солевой раствор	Не ограничено
Дистиллированная вода	Не ограничено
Хлорированная вода	Не ограничено
Хлорированные растворители	
Трихлорэтилен	Не ограничено
Хлороформ	Не ограничено
Кислоты	
Уксусная	0,04 %
Хромовая	0,01 %
Лимонная	0,02 %
Соляная	По запросу
Молочная	0,015 %
Азотная	0,006 %
Щавелевая	0,012 %
Фосфорная	0,01 %
Серная	По запросу
Дубильная	20 %
Винная	5 %
Щелочи	
Аммиак	18 %
Анилин	Не ограничено
Диметиламин	0,6 %
Фенол, крезол	Не ограничено
Гидроксид калия	56%
Пиридин	Не ограничено
Хинолин	Не ограничено
Гидроксид натрия	40%
Триметиламин	Не ограничено
Соли	
Хлорид натрия	25 %
Хлорид калия	25 %
Сульфат аммония	5 %

ГЛАВА 12

Внешнее защитное покрытие

На наружную поверхность трубы наносится металлический цинк (чистота цинка 99,9 %, вес не менее 130 г/м²) или цинк-алюминий (чистота цинка 85%, алюминия 15%, вес не менее 400 г/м²) с нанесением поверх цинка (цинк-алюминия) дополнительного покрытия одним из следующих материалов:

- грунтовка на основе синтетической смолы;
- эпоксидная композиция по ГОСТ Р 57430-2017;
- полиуретан по ГОСТ Р 57430-2017;
- клейкие полимерные ленты по ГОСТ Р 57430- 2017;

Трубы могут комплектоваться полиэтиленовым рукавом.

Нанесение дополнительных покрытий на трубы возможно без цинковой основы. Трубы могут поставляться без внешних защитных покрытий. Тип наружного покрытия определяется проектом.

Фасонные части покрываются цинконаполненной краской и завершающим покрытием (По требованию заказчика, фасонные части могут покрываться эпоксидной смолой). Основные виды покрытий представлены в таблице 18.

Таблица 18. Наружные защитные покрытия труб из ВЧШГ

Условия нанесения покрытия	Материал и конструкция наружного защитного покрытия	Толщина покрытия, мм	Максимальная температура эксплуатации, °С
Заводские	Металлический цинк массой ≥ 130 г/м ² с отделочным покрытием на основе синтетических смол (полимерных материалов)	$\geq 0,07$	95
	Металлический цинк массой ≥ 200 г/м ² с отделочным покрытием на основе эпоксидных красок	0,110	95
Базовые	Сплав цинка с алюминием массой ≥ 400 г/м ² с отделочным покрытием на основе эпоксидных красок	0,110	95
	На основе полиуретановых смол	1,5	95
Базовые, трассовые	Экструдированный полиэтилен	1,8–2,0	60
	Ленточная (пленочная) изоляция	По ГОСТ Р 57430	
	Мастика изоляционная битумная, битумно-полимерная	1,0	40
	На основе термоусаживающихся материалов (лент)	1,2	95
	Полиэтиленовый рукав	0,2	95

Примечания.

1. Под максимальной температурой эксплуатации понимается максимальная температура транспортируемой среды.
2. Допускается разброс толщины покрытия в пределах 20 %.
3. При наличии покрытий заводского нанесения не требуется нанесение дополнительного покрытия в трассовых условиях.

ГЛАВА 13

Электрохимическая защита трубопроводов от подземной коррозии

Если трубопровод целиком состоит из труб ВЧШГ и имеется наружное изоляционное защитное покрытие, то, как правило, применение ЭХЗ не требуется.

При применении стальных элементов или узлов, стальных труб на трубопроводах из ВЧШГ, в зависимости от конкретных условий прокладки и эксплуатации трубопровода, стальные части должны быть защищены с использованием средства защиты от коррозии в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164 и ГОСТ 9.602, СП 284.1325800.

Применение ЭХЗ не должно оказывать вредного влияния на соседние трубопроводы и подземные металлические сооружения.

Выбор средств защиты от коррозии должен осуществляться с учетом коррозионной активности грунтов, фактической скорости коррозии внутренней и наружной поверхностей труб, эффективности защитных мероприятий при обеспечении проектных сроков эксплуатации трубопроводов.

Для защиты от коррозии трубопроводов из ВЧШГ рекомендуется применять ЭХЗ:

- если грунты обладают удельным электрическим сопротивлением менее 0,5 Ом·м;
- если существует опасное влияние блуждающих постоянных и переменных токов;
- при наличии достаточной электрической проводимости трубопровода в продольном направлении.

Целесообразность применения конкретного покрытия в зависимости от удельного электрического сопротивления грунта (как основного параметра, определяющего коррозионную агрессивность грунта) приведена в таблице 19.

Таблица 19. Выбор типа защитного покрытия

Удельное электросопротивление грунта, Ом·м	Тип защитного покрытия
При укладке ниже уровня грунтовых вод	
≥ 25	цинковое покрытие + завершающее покрытие на основе синтетической смолы
≥ 15	цинковое покрытие + завершающее покрытие на основе синтетической смолы + полиэтиленовый рукав или цинковое покрытие + эпоксидное завершающее покрытие
≥ 5	сплав цинка с алюминием + эпоксидное завершающее покрытие
< 5	армированные покрытия (экструдированный полиэтилен, полиуретан, клейкие ленты)
При укладке выше уровня грунтовых вод	
≥ 15	цинковое покрытие + завершающее покрытие на основе синтетической смолы
≥ 10	цинковое покрытие + завершающее покрытие на основе синтетической смолы + полиэтиленовый рукав или цинковое покрытие + эпоксидное завершающее покрытие
≥ 5	сплав цинка с алюминием + эпоксидное завершающее покрытие
< 5	армированные покрытия (экструдированный полиэтилен, полиуретан, клейкие ленты)

ГЛАВА 14

Монтаж труб из ВЧШГ



Трубы из ВЧШГ не требуют сварочных работ, специального оборудования и высококвалифицированного персонала при строительстве.

Трубы из ВЧШГ укладываются непосредственно в грунт без специальной подготовки ложа, если это не противоречит специальным условиям согласно СП. 483.1325800.2020.

Монтаж может осуществляться при температуре до + 40 °С и до - 40 °С.

Возможен демонтаж и повторное применение трубопровода. Повторное использование уплотнительных колец не допускается.

Процедура монтажа

Наружную поверхность гладкого конца трубы (особенно фаску) до специальной метки покрывают смазкой, поставляемой предприятием-изготовителем труб. Смазка поставляется в достаточном объеме, и в случае необходимости может быть дополнительно заказана в любом количестве.

Внутренняя поверхность раструба трубы (особенно паз для уплотнительного кольца) очищается от посторонних предметов и загрязнений с помощью щетки и скребка (рис. 6.2).

В кольцевой паз раструба вкладывают уплотнительное кольцо с проверкой правильности размещения его гребня (рис. 8).



Рисунок 8. Схема укладки уплотнительного кольца

Внутренняя поверхность уплотнительного кольца покрывается смазкой. Следует избегать стекания смазки под наружную поверхность уплотнительного кольца.

Монтируемая труба подается к ранее уложенной трубе, центрируется по конусной поверхности уплотнительного кольца и с помощью монтажного приспособления вводится в раструб до упора. При монтаже труб большого диаметра (300-500 мм) допускается монтаж труб при помощи грузоподъемного механизма и мягких строительных строп.

Расстояние от торца раструба до торца резинового кольца должно быть одинаковым по всему периметру.

При монтаже труб под соединение «RJ», после их стыковки необходимо:

- вставить правый стопор в выемку раструба и продвинуть его вправо до упора;
- вставить левый стопор в выемку раструба и продвинуть его влево до упора;
- после его установки вогнуть стопорную проволоку или резиновый фиксатор внутрь выемки раструба.

Для облегчения установки стопоров допускается производить их монтаж без снятия усилия монтажного приспособления.

Уложенный трубопровод с соединением «RJ» имеет возможность осевого удлинения в каждом стыке за счет технологического зазора (5-6 мм) между наплавленным валиком и приливом в раструбной части трубы.

При требовании абсолютно исключить удлинение необходимо растягивать трубопровод при прокладке по участкам с помощью канатной тяги. Инструкция по монтажу трубной продукции из ВЧШГ представлена на рисунке 9.

Схема монтажа соединения типа «RJ»

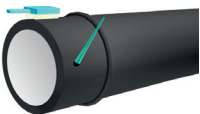
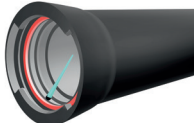
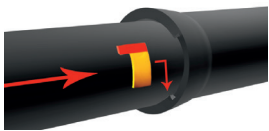
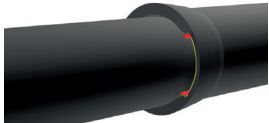
	1. Очистка и смазка наружной поверхности гладкого конца трубы
	2. Очистка раструба
	3. Установка уплотнительного кольца в раструб
	4. Смазка внутренней поверхности уплотнительного кольца
	5. Стыковка труб и установка правого стопора
	6. Установка левого стопора с фиксацией стопорной проволоки
	7. Смонтированное соединение

Рисунок 9. Схема монтажа раструбно-замкового соединения типа «RJ»

Глава 15

Обратная засыпка трубопровода

При засыпке трубопроводов из ВЧШГ должны соблюдаться те же требования действующих нормативных документов и технической документации, что и при засыпке трубопроводов из стали с учетом технологии строительно-монтажных работ труб с соединением типа «RJ».

При прокладке трубопроводов в скальных, гравийно-галечниковых и щебенистых грунтах и засыпке этими грунтами следует предусматривать устройство подсыпки и присыпки из мягких грунтов толщиной не менее 20 см.

При применении в скальных и мерзлых грунтах взрывного способа рыхления подсыпка из мягких грунтов должна быть толщиной не менее 20 см над выступающими частями основания под трубопроводы. Применяемый грунт не должен содержать мерзлые комья, щебень, гравий размером более 5 см в поперечнике.

Изоляционные покрытия в этих условиях должны быть защищены от повреждения путем присыпки трубопровода мягким грунтом толщиной слоя 20 см или применением при засыпке защитных материалов и конструкций.

Если проектом не предусмотрено применение изоляционного защитного наружного покрытия, то допускаются укладка трубопровода в траншею без подготовки дна траншеи и обратная засыпка трубопровода без предварительной присыпки мягким грунтом.

Независимо от способа монтажа трубопровода из ВЧШГ засыпка осуществляется в два этапа – частичная засыпка до предварительного испытания участка и окончательная засыпка.

Частичную засыпку траншеи проводят в следующем порядке. Предварительно проводят подбивку пазух и засыпку труб грунтом на высоту 0,2 м над верхней образующей трубы. Во время частичной засыпки проводят равномерное послойное уплотнение грунта с обеих сторон трубы до необходимой плотности. Под каждым стыком оставляют приямок, позволяющий наблюдать за состоянием стыка при гидравлических испытаниях. Частичную засыпку трубопровода проводят для предотвращения перемещений труб под воздействием внутреннего давления в процессе гидравлических испытаний.

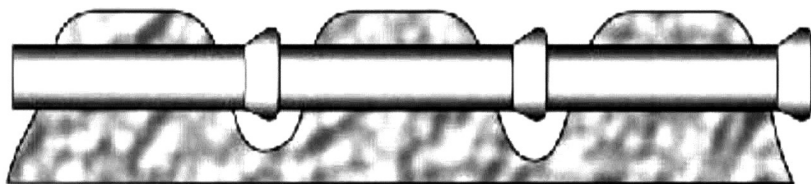


Рисунок 10. Состояние трубопровода после частичной засыпки

Окончательную засыпку траншеи проводят после предварительного испытания трубопровода, сначала присыпают приямки с тщательным уплотнением, затем проводят окончательную засыпку траншеи.

Перед началом частичной засыпки трубопровода необходимо:

- проверить проектное положение трубопровода и его плотное прилегание к дну траншеи;
- проверить качество и, при необходимости, отремонтировать защитное наружное покрытие;
- провести предусмотренные проектом работы по предохранению защитного наружного покрытия от механических повреждений;
- получить письменное разрешение на засыпку уложенного трубопровода;
- выдать наряд-задание на производство работ.

Засыпать траншею следует непосредственно после монтажных работ (в отдельных случаях после балластировки трубопровода или закрепления его анкерными устройствами).

Засыпку трубопровода проводят бульдозерами или экскаваторами. Технологию и способ ведения земляных работ по засыпке трубопровода, а также состав строительной техники определяют в проектной документации.

При ведении земляных работ по засыпке трубопровода необходимо обеспечить:

- сохранность труб и защитного наружного покрытия;
- плотное прилегание трубопровода ко дну траншеи;
- проектное положение трубопровода в горизонтальной плоскости.

При засыпке траншеи с несколькими трубопроводами необходимо обеспечить проектное расстояние между трубопроводами, исключить подвижки трубопроводов в поперечном направлении.

Для предохранения трубопровода от механических повреждений при засыпке его мерзлым, слежавшимся грунтом или каменистым грунтом над верхней образующей трубы необходимо выполнить присыпку толщиной не менее 0,2 м из мягкого вскрышного или привозного грунта. После присыпки трубопровода грунт в пазах траншеи уплотняют. Трамбовать грунт непосредственно над трубопроводом запрещается.

При непрямолинейной горизонтальной прокладке трубопровода сначала засыпают криволинейный участок, а затем прилегающие участки трубопровода. Засыпку криволинейного участка начинают с его середины, двигаясь поочередно к концам участка.

На участках прохождения трубопровода в оврагах, балках, на холмах засыпку необходимо проводить сверху вниз.

При засыпке на рекультивируемых землях над трубопроводом делают грунтовый валик с учетом его последующей осадки.

На рекультивируемых землях после засыпки трубопровода минеральным грунтом проводят его уплотнение, плодородный слой грунта над трубопроводом планируют, грунтовый валик над трубопроводом не делают.

На крутых продольных уклонах свыше 15° для предотвращения эрозионных процессов необходимо предусматривать устройство перемычек в траншее.

При засыпке трубопровода мерзлым грунтом поверх него должен устраиваться валик грунта с учетом последующей его осадки при оттаивании.

Засыпку трубопровода в песчаных грунтах необходимо осуществлять непосредственно после гидравлических испытаний с наименьшими перерывами.

Все остальные требования к земляным работам аналогичны требованиям при укладке стальных трубопроводов и должны соответствовать требованиям СП 284.1325800.2016.

Сроки диагностирования трубопроводов из ВЧШГ устанавливаются с учетом опыта эксплуатации, аварийности, но не реже одного раза в восемь лет.

Глава 16

Прокладка трубопровода методом ГНБ

Метод горизонтально-направленного бурения (ГНБ) применяется при прокладке трубной продукции из ВЧШГ. Сущность метода состоит в использовании специальных буровых станков (буров, штанг), которые осуществляют предварительное (пилотное) бурение по заранее рассчитанной траектории с последующим расширением скважины и протаскиванием трубопровода в образовавшуюся полость. При проведении работ следует руководствоваться требованиями СП 66.13330 и СП 341.1325800.

Прокладка трубопровода по технологии ГНБ осуществляется в три этапа:

- бурение пилотной скважины по заданной проектом траектории;
- последовательное расширение скважины;
- протаскивание участка трубопровода.

Для бестраншейной прокладки участков трубопроводов методом ГНБ разрабатывается отдельный проект производства работ. Следует учитывать инженерно-геологические условия участка и параметры трубопровода.

Трасса проектируемого участка трубопровода бестраншейной прокладки методом ГНБ может быть криволинейной очертания как в плане, так и в профиле в пределах допустимого радиуса изгиба буровых штанг.

Минимальная глубина заложения труб из ВЧШГ из условия прочности трубопровода ограничена минимальным расстоянием от поверхности земли до шельги прокладываемого трубопровода в устойчивых грунтах не менее двух диаметров трубопровода, в неустойчивых грунтах – не менее трех диаметров трубопровода, но в любом случае должна быть не менее глубины промерзания грунтов и соответствовать требованиям действующих нормативных документов и технической документации. Максимальная глубина заложения трубопровода, уложенного методом ГНБ, должна быть не более 20 метров в нижней точке.

Таблица 20. Параметры трубопроводов с соединениями типа «RJ» при протаскивании в скважину.

DN, мм	Максимально допустимый угол поворота оси труб в соединении, градус	Максимальное тяговое усилие, кН	Минимально допустимый радиус закругления трубопровода при длине труб 6 м, м	Продольное осевое смещение труб, мм
80	5	70	69	14,0
100	5	87	69	14,0
150	5	136	69	13,5
200	4	201	86	17,5
250	4	270	86	19,5
300	4	340	86	21,0
400	3	510	115	21,0
500	3	670	115	19,0

На трубопроводы, проложенные методом ГНБ, действуют следующие нагрузки:

- внешние нагрузки от действия грунта, собственный вес трубы с продуктом перекачки;
- внутреннее давление жидкой среды;
- осевые нагрузки при протаскивании участка трубопровода в скважину.

Воздействие грунта складывается из двух частей:

- 1) среднее давление грунта, которое определяется по формуле

$$\sigma_{\text{ср}} = \gamma_{\text{гр}} h_{\text{ср}},$$

где $h_{\text{ср}}$ – глубина трубопровода по оси, м;

$\gamma_{\text{гр}}$ – удельный вес грунта в естественном состоянии, Н/м³;

- 2) поперечное давление грунта сверху $q_{\text{гр}}$, которое определяется с учетом возможного образования свода обрушения в следующем порядке:

- определяют глубину трубопровода по оси $h_{\text{ср}}$ и внутренний угол трения грунта $\varphi_{\text{тр}}$;
- вычисляют величину поперечного давления грунта сверху по формуле

$$q_{\text{гр}(2)} = \gamma_{\text{гр}} D h_{\text{ср}};$$

- выполняют расчеты:

$$\beta = 45^\circ - \frac{\varphi}{2};$$

$$d = D[1 + \operatorname{tg}^2(\beta)];$$

$$b_4 = \frac{d}{2 \cdot \operatorname{tg}(\varphi)};$$

$$q_{\text{гр}(4)} = \gamma_{\text{гр}} D b_4;$$

- определяют поперечное давление грунта как меньшее из двух величин:

$$q_{\text{гр}} = \min\{q_{\text{гр}(2)} q_{\text{гр}(4)}\}.$$

Расчет допустимой осевой нагрузки для трубопровода с соединениями типа «RJ» проводят по схеме среза наплавленного валика на гладком конце трубы при продольном перемещении стопоров. Величину расчетного сопротивления срезу $\sigma_{\text{ср}}^0$ для труб от DN 80 до DN 500 принимают 240 МПа.

Допустимые осевые нагрузки трубопроводов с соединениями типа «RJ» при осевом нагружении $Q_{\text{с}}^0$ приведены в таблице 21.

Коэффициенты запаса прочности, равные отношению $Q_{\text{с}}^0 / Q_{\text{м}}$, находятся в пределах от 2,0 до 3,5 ($Q_{\text{м}}$ – усилие протаскивания, развиваемое машинами ГНБ).

Таблица 21. Допустимые осевые нагрузки трубопроводов с соединениями типа «RJ»

DN , мм	80	100	150	200	250	300	400	500
$Q_{\text{с}}^0$, кН	240	260	380	580	720	860	1020	1180

При бестраншейной прокладке трубопроводов из ВЧШГ должен соблюдаться технологический регламент, включающий подготовительные, вспомогательные и основные работы, состав и очередность которых должны увязываться с конкретными условиями производства работ.

До начала процесса бурения выполняются следующие операции:

- проводится контроль исправности и работоспособности локационной системы;
- датчики бурильной головки выбираются в соответствии с проектной глубиной бурения и необходимой точностью прокладки трубопровода;
- готовятся место стоянки буровой установки с укладкой матов заземления и место приема выхода бурильной головки в заданной проектом точке на поверхности с устройством соответствующих приямков;
- разрабатываются проекты производства работ, технологические карты и инструкции по применению комплекта бурового оборудования;
- после завершения работ по прокладке трубопровода строительная площадка освобождается от временных сооружений и благоустраивается в соответствии с проектом.

Перед началом монтажных работ внутренняя поверхность труб (особенно кольцевой паз для уплотнительного кольца) и наружная поверхность гладкого конца труб должны быть очищены от посторонних предметов и возможных загрязнений.

При производстве работ методом ГНБ необходимо располагать достаточно большой площадью, чтобы можно было расположить трубы и предварительно монтировать трубопровод в непосредственной близости от направляющей скважины.

Сборка труб с раструбными соединениями типа «RJ» проводят в соответствии с требованиями Главы 14.

Диаметры расширенных пилотных скважин DM, через которые протягиваются трубы с раструбами типа «RJ», должны быть не менее указанных в таблице 22.

Таблица 22. Диаметры пилотных скважин

DN, мм	80	100	150	200	250	300	400	500
DM, мм	240	260	380	580	720	860	1020	1180

Технология бестраншейной прокладки и тип механизированной управляемой установки выбираются на стадии технико-экономического обоснования проекта.

Для технологии ГНБ требуется устройство стартовых и приемных котлованов расчетной вместимости для своевременного отбора отработанной буровой суспензии насосами для перекачки ила и транспортирования ее на регенерацию.

Расстояние между стартовым и приемным котлованами составляет от 300 до 400 м.

Стартовые и приемные котлованы рекомендуется размещать в местах, свободных от застройки, от зеленых насаждений и подземных коммуникаций. Стартовый котлован оборудуется грузоподъемными устройствами для доставки элементов трубопровода и монтажа плети.

Размеры в плане и конструктивно-технологические решения стартовых и приемных котлованов принимаются в зависимости от грунтовых условий, глубины заложения и параметров трубопровода, длины участка ГНБ.

В зависимости от расчетного диаметра и длины участка бестраншейной прокладки выбирают модель установки ГНБ и ее рабочие характеристики.

Бурение пилотной скважины осуществляется с помощью породоразрушающего инструмента – буровой головки со скосом в передней части и встроенным передатчиком сигнала местонахождения буровой головки.

Контроль местоположения буровой головки осуществляется с помощью приемного устройства – локатора, который принимает и обрабатывает сигналы встроенного в корпус буровой головки передатчика.

Проход пилотной скважины завершается выходом буровой головки в проектной точке.

Расширение скважины осуществляется после завершения пилотного бурения. Буровая головка отсоединяется от буровых штанг и вместо нее присоединяется риммер – расширитель обратного действия. Приложением тягового усилия с одновременным вращением риммер протаскивается через створ скважины в направлении буровой установки, расширяя пилотную скважину до необходимого для протаскивания трубопровода диаметра. Для обеспечения беспрепятственного протаскивания трубопровода через расширенную скважину ее диаметр должен на 25 % – 30 % превышать диаметр трубопровода.

На противоположной от буровой установки стороне скважины располагается готовая к протаскиванию плеть трубопровода.

К переднему концу плети (гладкому концу первой трубы) крепится приспособление для протаскивания труб с воспринимающим тяговое усилие вертлюгом и риммером. Вертлюг вращается с буровой нитью и риммером и в то же время не передает вращательное движение на трубопровод. Таким образом, буровая установка затягивает в скважину плеть протягиваемого трубопровода по проектной траектории.

Допустимые тяговые усилия протяжки плети труб указаны в таблице 20 в зависимости от диаметра труб.

Рекомендуемое приспособление для протаскивания труб с соединением типа «RJ» показано на рисунке 11 изготовляется из трубы с соединением типа «RJ» с тягой для присоединения к вертлюгу.

При прокладке трубопровода методом ГНБ особое значение имеет сохранения прохода скважины в незакупоренном состоянии до завершения протаскивания трубопровода. Для этого должно быть максимально сокращено время от проходки скважины до протаскивания в нее трубопровода.

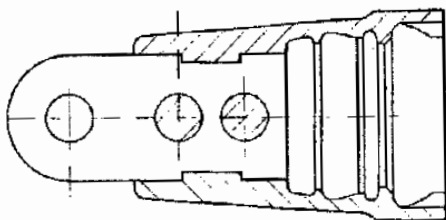


Рисунок 11. Приспособление для протаскивания трубопровода в скважину

В качестве бурового раствора может применяться вода, однако в большинстве случаев используются растворы на основе бентонита или полимеров. Бентонит – минерал природного происхождения, который при смешивании с водой создает глиняную массу. Нормальный буровой раствор представляет собой суспензию из воды и бентонита (высококачественной глины), а также, при случае необходимости, натуральных присадок, улучшающих технологические свойства.

Функции бурового раствора, используемого при укладке трубопровода методом ГНБ:

- смазка образующейся скважины для уменьшения трения между буровой головкой и стенкой скважины;

- укрепление скважины в рыхлой или мягкой почве за счет создания фильтра с низкой водопроницаемостью и положительного гидравлического давления на стенки скважины, предотвращение обвалов;
- предотвращение образования пластовых жидкостей (например, грунтовых вод) и попадания их в скважину;
- удаление отходов бурения;
- увлажнение режущей головки во время бурения;
- охлаждение инструмента бурения скважин.

По завершении буровых работ оставшийся буровой раствор может быть использован на других объектах ГНБ для улучшения структуры почв (например, песчаных) или утилизирован.

Этапы и параметры гидравлического испытания участка трубопровода, прокладываемого методом ГНБ.

Перед предварительными испытаниями для предотвращения смещения труб в плетях от ударного воздействия внутреннего давления (в случае разрыва) необходимо устанавливать в районах расположения раструбов прижимные хомуты, бетонные или грунтозаполняемые пригрузы. Прижимные хомуты крепятся к парным ввертываемым в землю металлическим сваям, устанавливаемым на расстоянии 12–18 м друг от друга.

Величину испытательного гидравлического давления Р_{исп} при гидравлических испытаниях устанавливают проектом с учетом рабочего давления.

Испытания трубопроводов с внутренним цементно-песчаным покрытием следует начинать после заполнения его водой и предварительной выдержки под давлением (приблизительно 0,2 МПа) в течение 1 суток (для пропитки пор цементного раствора).

Требования к гидравлическим испытаниям участка трубопровода приведены в п. 21.2, СП 284.1325800.

Участки трубопроводов считаются выдержавшими гидравлическое испытание, если не произойдет разрыва и деформации труб, нарушения стыковых соединений, при осмотре трубопровода не будет обнаружено утечек воды, приборы не зафиксируют снижения испытательного давления.

ГЛАВА 17

Ремонт трубопровода

Укорачивание трубы

Монтаж трубопровода по определённой траектории обычно требует использования фасонных частей, а также укорачивания труб на месте укладки. Для гарантированной стыковки труб после отрезки рекомендуется укорачивать на длину до $\frac{2}{3}$ только калиброванные трубы со специальной маркировкой (см. рис. 12), которая указывает на максимально возможную длину отрезания. Калиброванные трубы (количество, номенклатура и вид соединения) поставляются заводом-изготовителем по согласованию с покупателем при оформлении заказа.

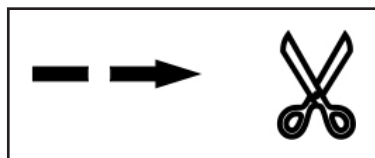


Рисунок 12. Маркировка для калиброванных труб

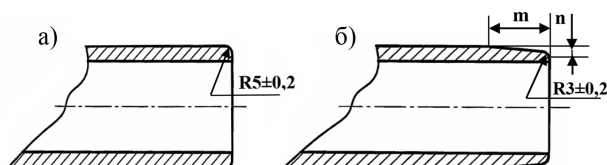
Трубы ВЧШГ режутся очень легко. Для резки можно использовать дисковую фрезу, а также роликовые резки (рис. 13).



Рисунок 13. Резка трубы

Процедура резки:

- перед тем, как резать трубу, необходимо измерить ее внешний диаметр в месте разреза, чтобы убедиться, что он соответствует размерам гладкого конца;
- обрезка трубы с помощью вышеуказанных инструментов;
- выполнить скругление для труб DN80-300 мм или снять фаску для труб DN350-600 мм. После разрезания и перед сборкой необходимо с помощью шлифовальной машины зачистить гладкий конец трубы и выполнить скругление или снять фаску, чтобы избежать повреждения уплотнительного кольца при монтаже труб;
- восстановление защитных покрытий в местах среза.



DN, мм	Размеры фаски	
	m, мм	n, мм
350-500	9	3

Рисунок 14. Торец гладкого конца трубы

Восстановление окружности трубы

Эллипсность трубы, возникшая в результате транспортировки и погрузочно-разгрузочных работ, может стать причиной невозможности сборки элементов трубопровода.

Величина эллипсности.

$$\% \text{ эллипсности} = \frac{D - d}{D + d} \times 100,$$

где D – максимальное значение диаметра, полученное при измерении гладкого конца трубы;

d – минимальное значение диаметра, полученное при измерении гладкого конца трубы.

Восстановление трубы должно быть выполнено без повреждения целостности внутреннего покрытия.

Восстановление с помощью лебедки

Для работы используются:

- лебедка со стальным тросом;
- седло поддержки с направляющим шкивом для веревки;
- пластина основания с двумя направляющими шкивами.

Оборудование установить на гладкий конец трубы (рис. 15).

После проведения операции восстановления окружности необходимо убедиться в том, что получена требуемая окружность и что процедура не повредила внутреннее покрытие.

Далее производить сборку трубопровода, не удаляя оборудования, чтобы избежать влияния упругой деформации трубы.

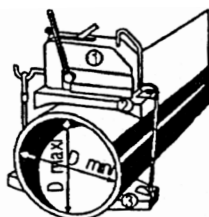


Рисунок 15. Восстановление окружности с помощью лебедки

Восстановление при помощи гидравлического домкрата

Для работы используются:

- гидравлический домкрат;
- брусок или регулируемая поддержка;
- две покрытые резиной пластины основания соответствующего размера.

Оборудование установить (см. рис. 16). Отрегулировать поддержку в соответствии с диаметром трубы. Поршень домкрата поднимать, пока гладкий конец трубы не примет форму правильной окружности.

После проведения восстановления убедиться, что операция не повредила внутреннего покрытия трубы. Перед сборкой трубопровода оборудование удалить.

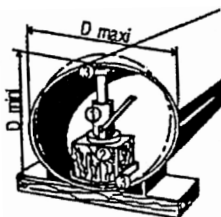


Рисунок 16. Восстановление окружности при помощи домкрата

Глава 18

Ремонт внутреннего покрытия



Повреждение цементного покрытия может быть восстановлено на месте производства работ по монтажу трубопровода, если оно отвечает следующим условиям:

- участок меньше, чем $0,1 \text{ м}^2$;
- длина меньше, чем четверть длины окружности трубы;
- отсутствует локальная деформация трубы.

В противном случае необходимо отрезать поврежденный участок трубы.

Восстановление покрытия следует проводить в защищенном от мороза месте (обеспечение подогрева места).

Для проведения ремонта внутреннего цементно-песчаного покрытия применяют песчано-цементный раствор согласно таблице 23.

Таблица 23. Состав для ремонта внутреннего цементно-песчаного покрытия

Компоненты	ГОСТ	Соотношение компонентов по массе, доли.	Масса компонентов на один замес, кг
Цемент глиноземистый	ГОСТ 969	1,0	1,0
Песок мелкозернистый для строительных работ	ГОСТ 8736	1,0	1,0
Вода питьевая	—	0,3–0,5	0,3–0,5

Примечание. Мелкозернистый песок получают при просеивании через сито с ячейками размером $0,20 \text{ мм}$.

Песок и цемент засыпают в емкость, перемешивают вручную лопаткой до получения однородной смеси. В смесь добавляют воду, раствор перемешивают лопаткой вручную до получения однородной консистенции, способной ровно укладываться на ремонтируемую поверхность. Наличие комков в растворе не допускается.

Место дефекта смачивают тонким слоем жидкого стекла флейцевой кистью.

Раствор наносят в трубу на место дефекта с помощью резиновой перчатки, уплотняют, заглаживают и затем затирают флейцевой кистью. После затирки место дефекта покрывают тонким слоем жидкого стекла.

Для проведения мелкого ремонта (размер дефекта меньше $1,0 \text{ см}^2$, глубина меньше толщины покрытия) допускается применение водоцементного раствора.



Воду добавляют в цемент. Раствор вручную перемешивают до получения однородной консистенции, способной ровно укладываться на ремонтируемую поверхность. Наличие комков в растворе не допускается.

Место дефекта смачивают тонким слоем жидкого стекла. Ремонтный раствор наносят в трубу на место дефекта с помощью резиновой перчатки, уплотняют, заглаживают и затирают флейцевой кистью.

Ремонтное покрытие после нанесения и заглаживания должно иметь ровную формообразующую поверхность с прилегающим покрытием и не отличаться по цвету.

После проведения ремонтных работ наличие остатков компонентов наносимого покрытия в раструбе и на наружной поверхности гладкого конца трубы не допускается.

Глава 19

Ремонт наружного защитного покрытия



В случае наличия на поверхности труб с наружным защитным покрытием непокрытых участков (защитным покрытием), участков с дефектами покрытия (вздутия, явно выраженные подтеки) с размерами, допустимыми согласно техническим условиям предприятия-изготовителя, на этих участках наружное защитное покрытие подлежит восстановлению. Для восстановления наружного защитного покрытия на месте монтажа трубопровода или на складе (базе) следует использовать материалы, аналогичные основному материалу наружного защитного покрытия труб.

Наружное защитное покрытие после восстановления должно быть сухим, ровным, без сорности и посторонних включений.

Технологический процесс восстановления/нанесения наружного защитного покрытия состоит из следующих операций:

- для нанесения покрытия проводят подготовку поверхности трубы. Отслоения (вздутия), явно выраженные подтеки должны быть удалены любым способом, обеспечивающим чистоту поверхности от загрязнения и остатков покрытия в соответствии с требованиями нормативных документов, технической документации и технических условий предприятия-изготовителя;
- исправление проводят нанесением слоя покрытия вручную кистью или краскопультом;
- слой покрытия наносят перекрывающимися параллельными полосами с перекрытием в 1/3 полосы. Для уменьшения разнотолщинности слой покрытия наносят полосами, расположенными перпендикулярно к полосам предыдущего слоя.



ГЛАВА 20

Ремонт дефектных участков трубопровода

Методы определения и виды допустимых поверхностных дефектов и дефектов, подлежащих исправлению или ремонту, определяют согласно требованиям ГОСТ Р 57430.

Демонтаж и ремонт участков трубопроводов предусматривается с помощью фланцевого патрубка и патрубков фланец – раструб, надвижной муфты, свертной муфты, двойного раструба, муфты резьбовой в соответствии с техническими условиями предприятия-изготовителя и требованиями ГОСТ Р 57430.

Демонтаж и ремонт участков трубопроводов проводят с соблюдением правил безопасности.

Ремонт трубопровода при помощи двойного раструба компенсационного (ДРК)

Демонтаж и ремонт участков трубопроводов с помощью компенсационного двойного раструба состоит из следующих операций:

- вырезают дефектный участок трубы. Края трубы обрабатывают и наносят антикоррозионную защиту;
- ослабляют гайки на шпильках, снимая усилие на резиновые уплотнители, устанавливают ремонтные части на левый и правый конец ремонтируемого участка трубопровода;
- отрезают новую трубу необходимой длины и устанавливают ее соосно с ремонтируемой трубой;
- перемещают компенсационный двойной раструб так, чтобы стыки труб были посередине (между резиновыми уплотнителями) и затягивают гайки на шпильках.

Процесс ремонта участка трубопровода с помощью компенсационного двойного раструба показан на рисунке 17.

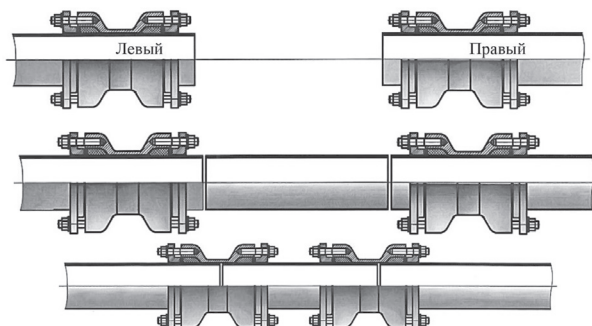


Рисунок 17. Ремонт участка трубопровода с помощью компенсационного двойного раструба

Ремонт участков трубопроводов с помощью надвижной муфты МН

Ремонт участков трубопроводов с помощью надвижной муфты состоит из следующих операций:

- вырезают дефектный участок трубы. Края трубы обрабатывают и наносят антикоррозионную защиту;
- извлекают из раструба оставшийся правый кусок трубы. Смазывают ее поверхность смазкой для лучшего перемещения муфты по поверхности и устанавливают на него надвижную муфту с уплотнительными кольцами;
- участок трубы с надвижной муфтой устанавливают в раструб трубы с правой стороны трубопровода. Надвижную муфту передвигают влево.

Процесс ремонта участка трубопровода с помощью надвижной муфты показан на рисунке 18.

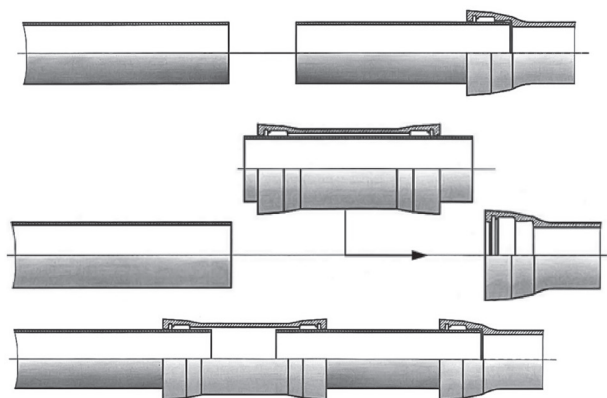


Рисунок 18. Ремонт участка трубопровода с помощью надвижной муфты

Ремонт участка трубопровода при помощи муфты свертной МС

При ремонте участка трубопровода с помощью свертной муфты с двух противоположных сторон трубы на дефект устанавливают половинки корпуса муфты с уплотнителями и соединяют болтами таким образом, чтобы ремонтируемый дефект располагался по центру уплотнителя.

Установка свертной муфты на трубопровод допускается как временная мера для предотвращения растекания жидкости до начала основных ремонтных работ.

Процесс ремонта участка трубопровода с помощью свертной муфты показан на рисунке 19.



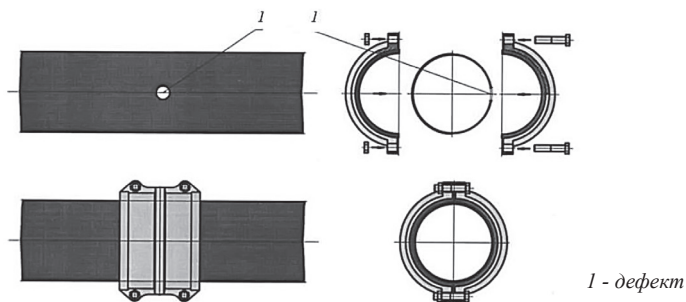


Рисунок 19. Ремонт участка трубопровода с помощью свертной муфты

Ремонт трубопровода при помощи муфты резьбовой

Демонтаж и ремонт участков трубопроводов с помощью муфты резьбовой состоит из следующих операций:

- вырезают дефектный участок трубы. Края трубы обрабатывают и наносят антикоррозионную защиту;
- откручивают резьбовые элементы на муфте и устанавливают их на левый и правый края ремонтируемого участка
- отрезают новую трубу необходимой длины и устанавливают ее соосно с ремонтируемой трубой;
- перемещают тело муфты, чтобы стыки труб были посередине (между резиновыми уплотнителями) и затягивают резьбовые элементы специальным ключом.



Глава 21

Ремонт трубопровода при помощи сварки

Общие положения к ремонтной технологии сварки

Настоящее приложение определяет требования к ремонтной технологии сварки трубопроводов, транспортирующих продукты нефтяных месторождений при давлении до 6,4 МПа, с применением труб из ВЧШГ.

Настоящее приложение регламентирует требования технологии сварочных работ, предназначено для электросварщиков ручной дуговой сварки, руководителей сварочных работ и инженеров по сварке и содержит указания по выбору оборудования, сварочных материалов и способов резки, по подготовке и сборке изделий под сварку, технологии сварки и контролю.

Материалы

Ремонту с применением сварочной технологии подлежат трубы из ВЧШГ, обладающие следующими механическими свойствами:

- предел прочности $\sigma_b \geq 420$ МПа;
- предел текучести $\sigma_t \geq 300$ МПа;
- относительное удлинение $\delta \geq 10$ % и имеющие следующую структуру металла:
- основа – феррит;
- перлитная составляющая – не более 20 %;
- количество структурно свободного цементита – не более 5 %;
- наличие графита пластинчатой формы – не более 5 %.

Сварные швы должны обладать следующими механическими свойствами, определяемыми при испытании образцов:

- временное сопротивление σ_b , МПа (кгс/мм²), не менее – 400 (40);
- твердость в околошовной зоне, НВ, не более – 230;
- угол загиба α – не менее 18°.

Для ремонтной сварки следует применять электроды на железоникелевой или никелевой основе.

Квалификация сварщиков

К сварке трубопроводов из ВЧШГ допускаются сварщики, получившие подготовку по сварке ВЧШГ.

Независимо от наличия соответствующего удостоверения сварщики должны перед началом работы заварить два Контрольных сварных соединения (КСС)/Катушки в условиях, соответствующих выполнению основной ремонтной работы. Качество КСС проверяется визуальным контролем, исследованием макрошлифов и методом рентгенографии.

Из КСС должны быть вырезаны и исследованы не менее двух макрошлифов.

Сварочное оборудование

Для ручной дуговой сварки труб из ВЧШГ рекомендуется применять источники постоянного тока с крутопадающей характеристикой. В трассовых условиях рекомендуется применение инверторных сварочных источников питания, обеспечивающих сварочный ток не менее 160 А.

Для подогрева и термической обработки сварных соединений на монтаже рекомендуется применять воздушно-пропановые кольцевые горелки, показанные на рисунке 20, или источники индукционного нагрева, обеспечивающие требуемые режимы термообработки. В случае выполнения локальных ремонтных работ на трубах из ВЧШГ для подогрева под сварку и для термообработки допускается применение кислородно-пропановых горелок при соблюдении тщательного температурного контроля режима термического цикла.

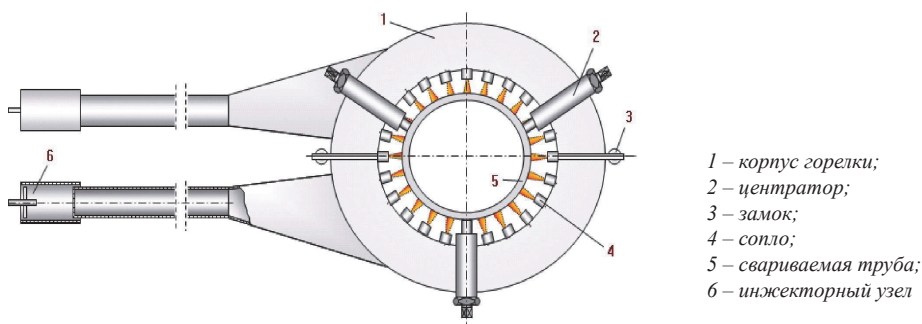


Рисунок 20. Устройство воздушно-пропановой кольцевой горелки

Подготовка и сборка деталей под сварку

Резка труб, зачистка под сварку и снятие фасок должны проводиться механическим способом шлифовальной машинкой с абразивным армированным кругом.

Кромки стыкуемых деталей и прилегающие к ним поверхности (снаружи и внутри) перед сваркой должны зачищаться до металлического блеска для удаления грязи, масла и ржавчины на ширине не менее 10 мм от предполагаемой зоны сплавления сварного шва с основным металлом.

Прихватки, в случае необходимости их выполнения, должны свариваться на тех же режимах и по той же технологии, что и основной шов. При сварке основного шва прихватки должны быть полностью переплавлены. Если требуется сварить кольцевой шов, то размеры и расстояния между прихватками должны соответствовать значениям, приведенным на рисунке 21. При подготовке свариваемых кромок и сборке не допускаются зазоры более 1,5 мм.

Для сварки стыкового соединения выполняется V-образная разделка кромок (60°).

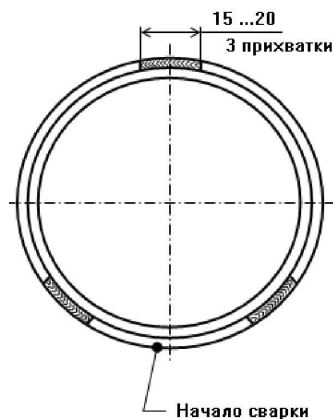


Рисунок 21. Порядок выполнения прихваток при DN > 100

Сварка

Сварку труб из ВЧШГ допускается проводить только в условиях надежной защиты от ветра и попадания на стык атмосферных осадков и грязи.

Перед сваркой необходимо просушить электроды согласно рекомендациям предприятия-изготовителя.

Сварка осуществляется на постоянном токе обратной полярности.

Режим сварки устанавливается в зависимости от пространственного положения и диаметра электрода в соответствии с таблицей 24.

Таблица 24. Рекомендуемые режимы сварки

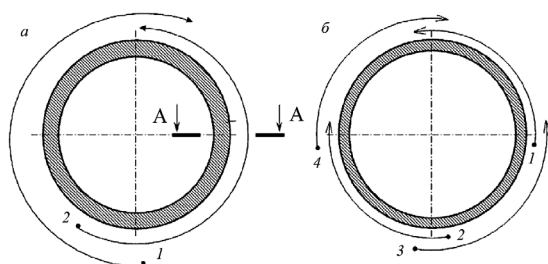
Диаметр электрода, мм	I _{св} , А, при положении		
	нижнем	вертикальном	потолочном
2,4 (2,5)	80	70	60
3,5 (3,25)	120	100	80
4,0	140	120	110

Сварку труб DN 100 и DN 150 допускается осуществлять без предварительного подогрева, при сварке труб от DN 200 до DN 300 необходим предварительный подогрев до значения от 150 °С до 250 °С. Предварительный подогрев необходимо осуществлять кольцевыми газовыми горелками (см. рисунок 20.).

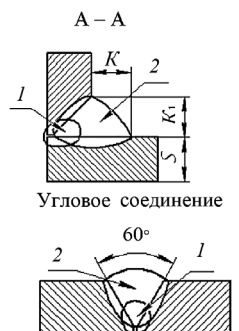
При температуре окружающего воздуха ниже 8 °С необходим предварительный подогрев до значения от 150 °С до 250 °С независимо от диаметра трубы.

Сварные швы накладываются не менее чем в два прохода. Цель выполнения первого прохода – обеспечение проплавления корневой части сварного шва, последующих проходов – заполнение разделки для стыковых швов или наложение требуемого катета – для угловых.

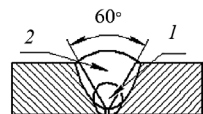
Порядок наложения слоев при сварке кольцевых швов, как стыковых, так и угловых, показан на рисунке 22.



1 – первый шов; 2 – второй шов; 3 – третий шов; 4 – четвертый шов;
K, K₁ – катеты шва; S – толщина металла



Угловое соединение



Стыковое соединение

Рисунок 22 – Порядок наложения слоев при сварке кольцевых швов (стыковых и угловых) для труб диаметром до 219 мм (а) и более 219 мм (б)

После сварки первого прохода необходимо полностью удалить шлаковую корку металлической щеткой.

Сварка должна осуществляться короткой дугой с минимальными колебаниями и отрывами электрода.

Вертикальные неповоротные стыки свариваются в направлении «снизу вверх». Наплавку слоя в потолочной части стыка следует начинать, отступая от 10 до 30 мм от нижней точки.

После окончания сварки для устранения структур отбела и закалки в околошовной зоне необходимо провести отжиг сварного шва и околошовной зоны в следующем режиме: нагрев до значения от 920 °С до 950 °С за время от 5 до 7 мин, выдержка при этой температуре от 1 до 2 мин, замедленное охлаждение под слоем теплоизоляционного материала. Температуру подогрева необходимо контролировать оптическим пирометром с диапазоном измеряемых температур от 50 °С до 1100 °С и с точностью ± 5 °С.

Все сварные соединения должны быть заклеены сварщиками, выполнявшими сварку. Клеймо рекомендуется наносить несмываемой краской на расстоянии от 30 до 40 мм от сваренного стыка.

Ремонт дефекта

Локальный дефект на трубе из ВЧШГ может быть устранен методом приварки накладки на дефектный участок. Накладка вырезается из трубы ВЧШГ соответствующего диаметра. Толщина накладки должна быть больше толщины ремонтируемого участка трубы не менее чем на 1 мм. Размер дефекта, устраняемого методом приварки накладки, должен перекрываться накладкой на 10 мм с каждой стороны. Размер накладки не должен превышать:

- по окружности – 1/3 длины окружности трубы;
- по ширине – 100 мм по оси трубы.

Форма и размеры приварной накладки показаны на рисунке 23.

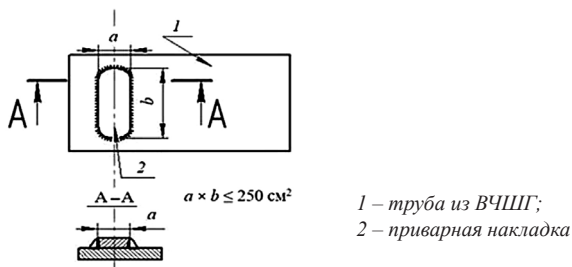
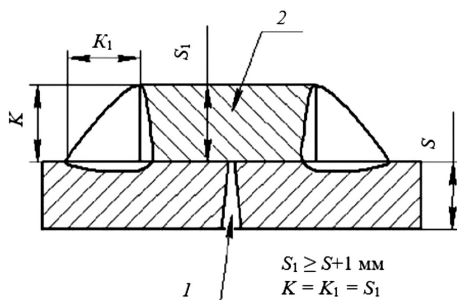


Рисунок 23. Форма и размеры приварной накладки

В случае ремонта трещины ее концы должны быть засверлены на всю глубину. Накладка должна плотно прилегать к поверхности трубы. Зазоры между ремонтируемой трубой и накладкой недопустимы.

Приварка накладки выполняется в строгом соответствии с требованиями разделов настоящего приложения к сварочным материалам, оборудованию, подготовке поверхности, сварке и термообработке. Приварку накладки допускается выполнять без предварительного подогрева и без термообработки в случае, если длина сварного шва по периметру накладки не превышает 200 мм. Катет сварного шва должен быть равен толщине накладки (рисунок 24).



1 – дефект в трубе;
2 – приварная накладка;
K, K₁ – катеты шва;
S – толщина металла трубы;
S₁ – толщина металла приварной накладки

$$S_1 \geq S+1 \text{ мм}$$

$$K = K_1 = S_1$$

Рисунок 24. Конструкция нахлесточного сварного соединения при ремонте методом приварной накладки

Приварка к трубе и соединительным деталям из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом конструктивных деталей из стали

Стальные конструктивные детали или трубные отрезки привариваются к трубопроводу из ВЧШГ в строгом соответствии с требованиями настоящей инструкции по сварочным материалам, подготовке поверхности, по сварке и термообработке. В качестве конструктивных элементов, привариваемых к трубопроводу из ВЧШГ, могут быть использованы низколегированные, низкоуглеродистые стали (Сталь 20, 09Г2С). Недопустима приварка в трассовых условиях к чугунной трубе углеродистых, высокоуглеродистых, хромистых и хромоникелевых сталей (нержавеющих сталей). В случае необходимости приварки к чугунной трубе патрубка или фланца из нержавеющей стали эта работа может быть выполнена на предприятии-изготовителе соединительных деталей. В трассовых условиях допускается приварка к трубе из ВЧШГ стального патрубка с номинальным диаметром не более 80 мм. Если требуется врезка большего диаметра, сварочные работы соединительных деталей следует проводить на предприятии-изготовителе или в ремонтных мастерских. Требования к катету и протяженности сварного шва в случае приварки конструктивных элементов, воспринимающих значительные нагрузки (неподвижные опоры, упоры различного назначения), должны быть расчетными.

Контроль качества сварки

Сварные соединения труб из ВЧШГ должны подвергаться систематическому контролю, который должен состоять из предварительного, пооперационного и окончательного.

К предварительному контролю относятся:

- проверка квалификации сварщиков;
- контроль качества сварочного материала;
- проверка оборудования для сварки.

В пооперационный контроль должна входить проверка:

- точности сборки под сварку;
- чистоты основного и присадочного материала;
- качества и количества прихваток;
- соблюдения требований данной технологии и режимов сварки.

Окончательный контроль качества сварных соединений включает:

- заварку КСС с последующей вырезкой и исследованиями макрошлифов;
- визуальный и измерительный контроль;
- гидравлическое испытание давлением 1,25 рабочего;
- рентгенографический метод.

Визуальному контролю подвергаются 100 % сварных соединений. Визуальный осмотр следует проводить с применением лупы от 3× до 10× увеличения.

Сварные соединения признаются неудовлетворительными, если будут выявлены следующие дефекты:

- трещины всех видов и направлений, расположенные в металле шва или околошовной зоне;
- несплавления, расположенные на поверхности сварного соединения;
- свищи, бугристость поверхности, незаваренные кратеры, прожоги;
- отклонения от требуемого значения катета;
- размеры и количество объемных включений и западаний между валиками превышают значения, приведенные в таблице 25;
- размеры непровара, вогнутости и превышение проплава в корне шва стыковых соединений, выполненных без остающегося подкладного кольца, превышают значения, приведенные в таблице 26;
- дефекты, выявленные на макрошлифах, вырезанных из КСС, превышают значения, приведенные в таблице 27.

Стыки, не удовлетворяющие перечисленным требованиям, подлежат исправлению или удалению.

Таблица 25. Размеры допустимых объемных дефектов

Дефект	Максимально допустимый линейный размер дефекта, мм	Максимально допустимое число дефектов на любые 100 мм длины шва
Объемное включение округлой или удлиненной формы при номинальной толщине стенки свариваемых труб в стыковых соединениях или меньшем катете шва в угловых соединениях, мм:		
до 5,0	0,8	2
св. 5,0 » 7,5	0,8	3
» 7,5 » 10,0	1,0	4
» 10,0	1,2	4
Западание (углубление) между валиками и чешуйчатое строение поверхности шва при номинальной толщине стенки свариваемых труб в стыковых соединениях или при меньшем катете шва в угловых соединениях, мм:		
до 15,0	1,5	Не ограничивается
св. 15,0	2,0	То же

Таблица 26. Размеры допустимых дефектов типа непровара и проплава

Дефект	Максимально допустимая высота (глубина), % номинальной толщины стенки	Максимально допустимая суммарная длина по периметру стыка
Вогнутость и непровар в корне шва	10 %, но не более 2 мм	20 % периметра
Превышение проплава	20 %, но не более 2 мм	То же

Таблица 27. Предельно допустимые дефекты на макрошлифах КСС

Номинальная толщина стенки трубы, мм	Предельно допустимые размеры пор и включений, мм						Суммарная длина пор и включений на любые 100 мм шва, мм
	отдельных		скоплений		цепочек		
	Ширина (диаметр)	Длина	Ширина (диаметр)	Длина	Ширина (диаметр)	Длина	
До 2,0	0,5	2,0	0,8	2,0	0,5	3,0	4,0
Св. 2,0 » 3,0	0,6	2,5	1,0	2,5	0,6	4,0	6,0
» 3,0 » 5,0	0,8	3,5	1,2	3,5	0,8	5,0	10,0
» 5,0 » 8,0	1,2	4,0	2,0	4,0	1,2	6,0	15,0
» 8,0 » 11,0	1,5	5,0	2,5	5,0	1,5	8,0	20,0
» 11,0 » 14,0	2,0	5,0	3,0	5,0	2,0	8,0	20,0
» 14,0 » 20,0	2,5	6,0	4,0	6,0	2,5	9,0	25,0

Рентгеновский контроль сварных соединений производят по технологическим картам предприятия-изготовителя.

ГЛАВА 22

Требования к ремонтным работам

Для своевременного ремонта трубопроводов эксплуатирующая организация должна иметь определенный запас труб и изделий (аварийный запас). Аварийный запас включает:

- трубы в количестве 1 % протяженности трубопроводов, но не менее двух труб;
- отводы, тройники, концевые элементы – не менее 10 % их количества, установленного в трубопроводах, но не менее одного фитинга каждого вида или конструкции;
- свертная муфта, изготовленная согласно ГОСТ Р 57430, – 1 шт. на 1 км трубопровода;
- компенсационный двойной раструб, изготовленный согласно ГОСТ Р 57430, – 1 шт. на 1 км трубопровода;
- патрубок фланец – раструб, изготовленный согласно ГОСТ Р 57430, – 2 шт. на 1 км трубопровода;
- надвижная муфта, изготовленная согласно ГОСТ Р 57430, – 2 шт. на 1 км трубопровода;
- патрубок раструб – гладкий конец с переходом на сталь, изготовленный согласно ГОСТ Р 57430, – 2 шт. на 1 км трубопровода;
- электроды для сварки чугуна на никелевой или железоникелевой основе (50%/50%).

Аварийный запас постоянно обновляется из новых поступлений, а хранившиеся трубы и изделия передаются на монтаж трубопровода.

Ремонт участков трубопроводов по характеру выполняемых работ подразделяется на текущий, капитальный и аварийный.

Текущий ремонт осуществляется в процессе эксплуатации трубопровода и заключается в своевременно проводимых работах по предупреждению преждевременного износа линейной части и сооружений трубопровода, по устранению мелких повреждений и неисправностей.

Капитальный ремонт проводится при достижении предельных значений износа линейной части и сооружений трубопровода и связан с полной разборкой, восстановлением или заменой изношенных, неисправных элементов трубопровода.

Аварийный ремонт проводят в целях ликвидации отказов, вызванных нарушением герметичности трубопровода, его закупоркой либо неисправностью запорно-регулирующей арматуры.

Объемы ремонтных работ на трубопроводах и сроки их выполнения определяются по результатам осмотров, диагностических обследований, по прогнозируемым режимам транспортировки, установленным рабочим давлениям в соответствии с местными условиями и требованиями безопасности.

Руководитель ремонтных работ несет ответственность за организацию работ и обеспечение необходимым оборудованием, механизмами, инструментом, приспособлениями, КИПиА, материалами, транспортными средствами, двусторонней связью, средствами индивидуальной и коллективной защиты, противопожарными и спасательными средствами, знаками безопасности и плакатами, средствами оказания доврачебной помощи.

Работы, связанные с возможным выделением взрывоопасных веществ в количестве,

способном создать взрывоопасную концентрацию, необходимо выполнять с применением специального оборудования, инструмента, КИПиА во взрывозащищенном исполнении, соответствующем категории и группе взрывоопасной смеси, а также инструмента и приспособлений, не дающих искр.

На используемые для выполнения ремонтных работ материалы и изделия должны быть документы (паспорта, документы, подтверждающие соответствие нормативным документам), удостоверяющие их качество и соответствие условиям применения.

Текущий ремонт

Текущий ремонт линейной части трубопровода выполняется, как правило, совместно с техническим обслуживанием трубопровода по утвержденному графику.

Текущий ремонт линейной части и сооружений трубопровода выполняется силами и средствами аварийно-восстановительных бригад с привлечением, при необходимости, профильных подразделений и служб.

Текущий ремонт подразделяется:

- на профилактический, объем и сроки выполнения которого планируются заранее;
- непредвиденный, направленный на устранение выявленных в процессе эксплуатации неисправностей и выполняемый в срочном порядке.

Основные виды работ при текущем ремонте приведены в таблице 28.

Таблица 28. Виды работ, выполняемых при текущем ремонте трубопровода

Объект	Наименование работ
На всех объектах	Все виды работ по техническому обслуживанию
Охранная зона трубопровода	Очистка от древесной и кустарниковой поросли. Устройство и очистка водоотводных канав. Ликвидация мелких повреждений земляного покрова над трубопроводом
Линейная часть трубопровода	Замена дефектных участков трубопровода. Исправление противокоррозионной изоляции в местах выхода трубопровода из земли. Ремонт изоляции после шурфовых обследований. Устранение размывов, оголений трубопровода. Проверка фланцевых соединений, крепежа, уплотнительных колец. Очистка внутренней полости трубопровода от асфальто-смолистых и парафиновых отложений (АСПО), механических примесей, водных скоплений. Окраска надземных участков трубопроводов
Узлы задвижек	Устранение мелких повреждений, набивка сальников, смазка, покраска

Объект	Наименование работ
Камеры запуска и приема средств очистки и диагностики	Замена уплотняющего элемента концевой затвора, опорожнение дренажной емкости, покраска
Средства ЭХЗ	Текущий ремонт согласно внутреннему документу, принятому в эксплуатирующей организации
Подводные переходы	Засыпка оголенных участков, ремонт берегоукрепления, ремонт указательных знаков
Переходы через железные и автомобильные дороги	Ремонт полотна дороги, уплотнений на концах защитного кожуха
Воздушные переходы	Ремонт водоотводных сооружений, ликвидация размывов. Нивелировка трубопровода, проверка опор, траверс. Окраска трубопроводов
Линейные колодцы, ограждения и запорная арматура	Ремонт колодцев, ограждений и запорной арматуры
Опознавательные знаки	Ремонт или замена столбиков и указателей, покраска и восстановление надписей

Капитальный ремонт

Капитальный ремонт трубопроводов выполняется с привлечением сторонних профильных организаций.

Виды работ, выполняемых при капитальном ремонте трубопровода, приведены в таблице 29.

Перед проведением ремонтных работ трубопровод должен быть опорожнен.

Участок трубопровода, подлежащий ремонту, должен быть отсечен задвижками и заглушками от других участков трубопровода, перемычек и лупингов, аппаратов и оборудования.

При производстве капитального ремонта линейной части трубопроводов выполняются следующие виды работ:

- подготовительные;
- погрузочно-разгрузочные;
- транспортные;
- земляные;
- сборочно-монтажные (на участках из ВЧШГ) и сварочно-монтажные (на стальных элементах трубопровода);
- изоляционные и укладочные;
- контроль качества выполненных работ.

Таблица 29. Виды работ, выполняемых при капитальном ремонте трубопровода

Объект	Наименование работ
На всех объектах	Все виды работы по текущему ремонту
Линейная часть трубопровода	Вскрытие траншей подземных трубопроводов, осмотр и частичная замена изоляции. Ремонт или замена дефектных участков. Замена фланцевых соединений, кронштейнов, опор и хомутов с последующим креплением к ним трубопроводов. Продувка или промывка, испытание трубопровода на прочность и герметичность
Узлы задвижек	Замена дефектных деталей и испытание. Электрификация задвижек
Подводные переходы	Берегоукрепительные и дноукрепительные работы
Переходы через железные и автомобильные дороги	Замена защитных кожухов
Линейные колодцы, ограждения и фундаменты узлов запорной арматуры	Ремонт колодцев, ограждений и фундаментов запорной арматуры
Средства ЭХЗ	Требования к выполнению объемов работ по капитальному ремонту приведены документации, принятой в организации

При проведении подготовительных работ необходимо:

- определить положение трубопровода с помощью трассоискателя;
- результаты измерения глубины нанести на вешки, которые следует забить по оси трубопровода через каждые 50 м на прямолинейных участках, а на участках с малой глубиной залегания или сильно пересеченным микрорельефом – через 25 м;
- провести планировку полосы ремонтируемого трубопровода бульдозером.

Особое внимание и повышенные требования необходимо предъявлять к ремонту на параллельных нитках и пересечениях трубопроводов с подземными и надземными коммуникациями.

При проведении вскрышных работ ось параллельного трубопровода должна быть отмечена вешками, а при подходе к пересечению трубопроводов механизированная выемка грунта должна быть прекращена на расстоянии не менее 1 м до оси пересекаемого трубопровода. Ремонтные работы должны выполняться в присутствии представителя эксплуатирующей организации параллельной или пересекаемой коммуникации.

При разработке справочника использовались следующие документы:

1. Ягубов Э.З. Композиционно-волоконная труба нефтегазового назначения // Технологии нефти и газа. - 2009. - №4. - С.55-57
2. Мазур И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. - М.:Недра, 2004, - 700 с.
3. Тимонин В.А. Техничко-экономические аспекты проблемы коррозии // Антикор-Гальваносервис: Труды Междунар.научно-практ.конф. - М., 2007.- С.54-57.
4. Трубопроводный транспорт нефти / под ред. С.М. Вайнштока. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. - 621 с.
5. Бушковский А.Л., Малышев С.А., Хисматулин Р.Я. Техничко-экономическое обоснование выбора толщины стенки и материала труб для строительства, ремонта и реконструкции промышленных трубопроводов // Нефтяное хозяйство. - 2006. - № 8. - С. 90-93.
6. Рынок стальных труб в России. Текущая ситуация и прогноз 2020-2024 гг.
7. Кодекс об административных правонарушениях (КоАП).
8. ГОСТ Р 57430-2017. Трубы, фитинги и их соединения из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для промышленных нефтепроводов. Технические условия.
9. ТУ 24.51.20-075-90910065-2017 ООО «ЛТК «Свободный сокол»: Трубы с раструбно-замковым соединением «RJ» из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для строительства промышленных трубопроводов на нефтяных месторождениях. Редакция № 1.
10. ТУ 24.51.30-076-90910065-2017 ООО «ЛТК «Свободный сокол»: соединительные части литые с раструбно-замковым соединением «RJ» из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для строительства промышленных трубопроводов на нефтяных месторождениях. Редакция № 1.
11. ТУ 2531-077-50254094-2011 ОАО «ЛМЗ «Свободный сокол»: Уплотнительные резиновые кольца для строительства промышленных трубопроводов на нефтяных месторождениях из труб с раструбно-замковым соединением «RJ».
12. ЗАКЛЮЧЕНИЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ на техническое устройство, применяемое на опасном производственном объекте «Трубы и детали из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для строительства, реконструкции и капитального ремонта нефтегазопромышленных трубопроводов» (13-ТУ-02518-2015).
13. Руководство по монтажу труб и соединительных частей с соединением «RJ» для строительства промышленных трубопроводов на нефтяных месторождениях ООО «ЛТК «Свободный сокол».
14. Протокол испытаний №1 от 21 августа 2018 г. ОАО «ВНИПИ взрывгеофизика».
15. СВОД ПРАВИЛ 483.1325800.2020 «Трубопроводы промышленные из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для нефтегазовых месторождений. Правила проектирования, строительства, эксплуатации и ремонта».

16. ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
17. ГОСТ 5525-88 Части соединительные чугунные, изготовленные литьём в песчаные формы для трубопроводов. Технические условия.
18. ГОСТ 22733-2016 Грунты. Метод лабораторного определения максимальной плотности.
19. ГОСТ 31108-2016 Цементы общестроительные. Технические условия.
20. ГОСТ ISO 2531-2012 Трубы, фитинги, арматура и их соединения из чугуна с шаровидным графитом для водо- и газоснабжения. Технические условия.
21. СП 31.13330.2012 Свод Правил. Водоснабжение, наружные сети и сооружения. Актуализированная редакция СНиП 2.04.02-84.
22. СП 66.13330.2011 Свод Правил. Проектирование и строительство напорных сетей водоснабжения и водоотведения с применением высокопрочных труб из чугуна с шаровидным графитом.
23. EN 545:2010 Трубы, фитинги, арматура и их соединения из чугуна с шаровидным графитом для водопроводов. Требования и методы испытаний.
24. EN 598:2009 Трубы, фитинги, арматура из чугуна с включениями шаровидного графита и их соединения для применения в наружных канализационных системах - Требования и методы испытания.
25. ISO 2230:2002 Изделия каучуковые. Руководство по хранению.
26. ISO 2531:2009 Трубы, фитинги, арматура из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом и их соединения для применения в водопроводных системах.
27. ISO 4179:2005 Трубы и фитинги из чугуна с шаровидным графитом для напорных и ненапорных трубопроводов. Футеровка цементным раствором.
28. 7268:1983 Фитинги. Определение номинального давления.
29. ISO 7743:2017 Каучук вулканизированный или термопластичный. Определение упруго-прочностных свойств при сжатии.
30. ISO 8179-1-2017 Трубы из чугуна с шаровидным графитом. Наружное цинковое покрытие. Часть 1. Покрытие металлическим цинком с отделочным слоем.
31. ISO 8179-2-2017 Трубы из чугуна с шаровидным графитом. Наружное цинковое покрытие. Часть 2. Покрытие краской с большим содержанием цинковой пыли и отделочный слой.
32. ISO 8180-2006 Трубопроводы из чугуна с шаровидным графитом. Полиэтиленовая оплётка для применения на месте.