**Отзыв \_\_ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

наименование организации, органа управления или иного заинтересованного лица

**на первую редакцию проекта**

**\_\_\_\_изменения № 1 СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

наименование стандарта

| **Структурный элемент стандарта** | **Замечание, предложение** | **Предлагаемая редакция** |
| --- | --- | --- |
| 1 | Абзац 4-й. Перечисление 4-е изложить в новой редакции:«- трубопроводы тепловых сетей, водоснабжения и канализации;». | В ПЗ к проекту указано что внесены уточнению в части включения водоводы поддержания пластового давления, а по факту в проекте СП данное уточнение отсутствует.Требуется пояснения изменения: указанные трубопроводы добавляются в перечисление трубопроводов, на которые СП не распространяется? |
| 10.2.17 | Пункт 10.2.17. После слов: «через водные преграды» дополнить словами: «(шириной в межень по зеркалу воды более 10 м независимо от глубины или глубиной свыше 1,5 м независимо от ширины)». | Пункт 10.2.17. После слов: « на переходах дополнить словами: «нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и конденсатопроводов I и II классов через водные преграды (шириной в межень по зеркалу воды более 10 м независимо от глубины или глубиной свыше 1,5 м независимо от ширины)».Редакция проекта по пункту 10.2.17 противоречит пункту 9.2.2, в которых речь идет о трубопроводах I и II классов. Ставить электроприводную арматуру вместо ручной на нефтегазопроводах и водоводах малых диаметров нецелесообразно и необосновано затратно для Компании. Данные решения требуют прокладки трассы ВЛ на сетях нефтесбора одиночных скважин и кустов скважин |
| 10.5.20 | «Ингибиторной защите от внутренней коррозии подлежат все трубопроводы, в которых возможен контакт коррозионно-агрессивной жидкости с внутренней незащищённой поверхностью стенки при скорости внутренней коррозии 0,1 мм/год и выше. | «Ингибиторной защите от внутренней коррозии подлежат все трубопроводы, в которых возможен контакт коррозионно-агрессивной жидкости с внутренней незащищённой поверхностью стенки при скорости внутренней коррозии выше 0,1 мм/годСкорость 0.1 мм/год не относит среду к сильноагрессивной и является нормативной по нескольким НД. Данное предложение исключит повышенные кап.вложения и операционных затраты на стадии строительства. |
| 9.1.14 | Отсутствует редакция  | Трубопроводы систем заводнения нефтяных пластов и систем захоронения пластовых и сточных вод в глубокие поглощающие горизонты, транспортирующие среду, вызывающую внутреннюю коррозию со скоростью 0,2 мм/год и выше должны выполняться из труб с внутренним антикоррозионным покрытием или с применением ингибирования.Неоднозначный пункт, который изложен так что весь нефтесбор и водоводы д.б. с внутренним покрытием |
| 8.3 | Отсутствует редакция  | При взаимном пересечении промысловых трубопроводов расстояние между ними в свету должно приниматься не менее 350 мм, а пересечение выполняться под углом не менее 60°. При взаимном пересечении газопроводы должны располагаться над трубопроводами, транспортирующими жидкие углеводороды. При невозможности соблюдения вышеуказанного требования проектируемый трубопровод должен заключаться в защитный футляр с выводом концов на расстояние не менее 10 м в обе стороны от оси пересекаемой коммуникации.При пересечении с водопроводами питьевого назначения водопроводы питьевого назначения должны располагаться выше промысловых трубопроводов. Допускается располагать промысловые трубопроводы выше трубопроводов, транспортирующих воду питьевого назначения, при условии прокладки водопроводов питьевого назначения в защитных футлярах, при этом концы футляра должны быть выведены на расстояние не менее 10 м от точки пересечения.В существующей редакции невозможно выполнить прокладку газопроводов ниже нефтепроводов, нефтегазопроводов с устройством футляра, что приводит к нарушению заглубления от поверхности земли при прокладке над пересекаемыми трубопроводами |
| 10.4.2 | Отсутствует редакция  | Угол пересечения трубопровода с железными и автомобильными дорогами должен быть максимально приближен к 90°, но не менее 60°. При соответствующем обосновании и в стесненных условиях, пересечение с автомобильными дорогами общего пользования и подъездными дорогами к промышленным предприятиям категорий IV, V, а также с внутренними автомобильными дорогами промышленных предприятий и организаций категорий III-в, IV-в, III-к, IV-к допускается снижение минимального значения угла до 35°.В стесненных условиях невозможно выполнить прокладку на пересечениях с промышленными и промысловыми автодорогами |
| 10.4 | Отсутствует редакция  | Добавить пункт  Для участков переходов трубопроводов через автомобильные дороги с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, выполняемых без устройства защитных футляров, следует на расстоянии не менее 15 м в обе стороны от подошвы насыпи или бровки земляного полотна дороги предусмотреть защиту трубопровода от падения транспортных средств одним из двух способов:- увеличения заглубления трубопровода (не менее 1,7 м до верха трубопровода);- укладкой железобетонных плит над трубопроводом.Кроме того, следует уложить железобетонные плиты по верху автомобильной дороги на длине по 10 м в каждую сторону от оси трубопровода.Примечание. В поперечном направлении ширину полосы, защищаемой железобетонными плитами, следует принять не менее 3 DN. На этих участках бетонные плиты следует уложить на глубине 0,5 м и засыпать грунтом до уровня верха траншеи.На существующих нефтегазопроводов при пересечении промысловой автодорогой невозможно выполнить защиту без переустройства трубопроводов, в связи с этим предлагается добавить условия по защите плитами и заглублением в случаях когда невозможно разместить футляр |
| Таблица 7 | **Первая редакция** | Уточнить диапазоныНеобходимо чётко обозначить диапазоны. Диапазоны, к примеру "нефте- и продуктопроводов": "св. 600 до 1200" и "св. 300 до 600" не определяют диаметр равный 600 мм. В соответствии с п. 5.3 "I - трубопроводы номинальным диаметром 600 мм и более". Аналогичная формулировка должна быть и в таблице, то есть "600 мм и более". В нормативной документации отдельно не сказано, что норматив не распространяется на "нефте- и продуктопроводов" 1200 и более, а таблица 5.3 ограничена данным диапазоном. |
| Таблица 7 | **Первая редакция** | Уточнить формулировку п.7 или добавить пунктФормулировка "7 Магистральные оросительные каналы и коллекторы, реки и водоемы, водозаборные сооружения и станции оросительных систем, параллельно которым прокладывается газопровод" трактуется только для газопроводов. Необходимо заменить "газопровод" на "трубопровод" или добавить пункт с требованиями по расстоянию для трубопроводов с другими продуктами. |
| П 9.1.14 | **Первая редакция** | Уточнить формулировкуФормулировка "Трубопроводы нефтесбора нефтяных месторождений, трубопроводы систем заводнения нефтяных пластов и систем захоронения пластовых и сточных вод в глубокие поглощающие горизонты, нефтепроводы для транспортирования товарной нефти от ЦПС до сооружений, магистрального транспорта, а также трубопроводы, транспортирующие среду, вызывающую внутреннюю коррозию со скоростью 0,2 мм/год и выше должны выполняться из труб с внутренним антикоррозионным покрытием." трактуется, что для перечисленных трубопроводов однозначно необходимо применять внутреннее покрытие, независимо от скорости коррозии, + для иных трубопроводов со скоростью коррозии 0,2 мм/год.Необходимо убрать "а также трубопроводы,". |
| Таблица 3 | **Первая редакция** | Уточнить диапазоны применения коэффициентовВ таблице 3 отсутствует коэффициент DN350 (наружный диаметр 377 мм) |
| П.12.5, 13.10, т.30 примечание | **Первая редакция** | Уточнить диапазоны применения коэффициентовВ соответствии с п.12.5 испытания относятся к силовым нагружениям. Соответственно для режима испытаний должны выполнятся требования п.13.10 с указанными допустимыми значениями. В тоже время примечание т. 30 даёт разрешение проводить испытание до заводского давления трубопроводов, фитингов ... При этом кольцевые напряжения могут превышать допустимых значений, указанных в п.13.10. Целесообразно указать значение R для режима "испытание", равное допустимому напряжению в стенке при проведении заводского испытания. |
| К документу | **Первая редакция** | Уточнить основные методические указанияЦелесообразно добавить документ приложением или выпустить разъяснение к документу, включающие все требуемые расчётные методики. На текущий момент отсутствуют единые методики по проведению гидравлических расчётов, тем более с учётом требований п.5.11, расчёта количества циклов колебаний в ветровом потоке надземных трубопроводов для определения выносливости трубопровода в соответствии с п.13.17, расчёта пролёта надземных трубопроводов с учётом резонансных явлений в соответствии с п. 13.22 (дополнительно п.11.1.9 СП 20.13330.2016), продольного критического усилия новой редакции п.13.15 в зависимости от вида грунтов (в том числе обводнённых, слабонесущих, торфах).Отсутствие данных методик приводит к принятию решений по расчётом из технической литературы, достаточность (или избыточность) которых ничем не регламентирована. |
| п.8.3 | При взаимном пересечении промысловых трубопроводов расстояние между ними в свету должно приниматься не менее 350 мм, а пересечение выполняться под углом не менее 60°. При взаимном пересечении газопроводы должны располагаться над трубопроводами, транспортирующими жидкие углеводороды. При пересечении с водопроводами питьевого назначения водопроводы питьевого назначения должны располагаться выше промысловых трубопроводов. Допускается располагать промысловые трубопроводы выше трубопроводов, транспортирующих воду питьевого назначения, при условии прокладки водопроводов питьевого назначения в защитных футлярах, при этом концы футляра должны быть выведены на расстояние не менее 10 м от точки пересечения. | При взаимном пересечении промысловых трубопроводов расстояние между ними в свету должно приниматься не менее 350 мм, а пересечение выполняться под углом не менее 60°. При взаимном пересечении газопроводы должны располагаться над трубопроводами, транспортирующими жидкие углеводороды. **При невозможности соблюдения вышеуказанного требования проектируемый газопровод должен заключаться в защитный футляр с выводом концов на расстояние не менее 10 м в обе стороны от оси пересекаемой коммуникации.**При прокладке подземных газопроводов часто встречаются места где прокладка газопровода над существующим трубопроводом невозможна. (например существующий трубопровод проложен на глубине 0,6-0,8м, и если прокладывать газопровод над ним, то будет нарушение п.9.3.1 |
| Табл.12 | **Первая редакция** | Уточнить по какому принципу относить продукт к низкому и среднему содержанию сероводорода.Необходимо уточнить нижнюю и верхнюю границы для низкого содержания сероводорода и для среднего, либо добавить ссылку на норматив, в котором указаны данныедиапазоны |
| Рис.1 | **Первая редакция** | Уточнить название рисункаВозможно опечатка в названии, рисунок должен относиться к отводам а не к тройникам |
| п. 13.10Формула (13) | **Первая редакция** | Знак корня должен заканчиваться до символа «≤»Опечатка в формуле, знак корня должен заканчиваться до символа «≤» |
| Табл.17 | **Первая редакция** | Примечание изложить в следющем виде: "Значения Cp следует принимать по данным инженерных изысканий. В случае отсутствия материалов ИИ значения Cp следует принимать по данным таблицы 17"В действующей формулировке не точного указания, какое из значений принимать в случае, когда значение по ИИ меньше табличного. |
| Табл.3 | **Первая редакция** | Добавить в таблицу значение DN 350В таблице отсутствуют значения коэффициентов для диаметра DN350 |
| п.9.1.14 | Трубопроводы нефтесбора нефтяных месторождений, трубопроводы систем заводнения нефтяных пластов и систем захоронения пластовых и сточных вод в глубокие поглощающие горизонты, нефтепроводы для транспортирования товарной нефти от ЦПС до сооружений, магистрального транспорта, а также трубопроводы, транспортирующие среду, вызывающую внутреннюю коррозию со скоростью 0,2 мм/год и выше должны выполняться из труб с внутренним антикоррозионным покрытием. | Трубопроводы систем заводнения нефтяных пластов и систем захоронения пластовых и сточных вод в глубокие поглощающие горизонты, транспортирующие среду, вызывающую внутреннюю коррозию со скоростью 0,2 мм/год и выше должны выполняться из труб с внутренним антикоррозионным покрытием. |
| п.10.5.2 | Ингибиторной защите от внутренней коррозии подлежат все трубопроводы, в которых возможен контакт коррозионно-агрессивной жидкости с внутренней незащищённой поверхностью стенки в т.ч., например:- нефтепроводы, в которых происходит расслоение транспортируемой жидкости на фазы (нефть, воду, газ), а также транспортирующие эмульсию типа "нефть в воде";- промысловые газопроводы.Процесс ингибирования осуществляется в соответствии с технологией, учитывающей режим течения жидкости в трубопроводе и свойства применяемого ингибитора коррозии | По аналогии с ГОСТ Р 55990-2014:10.5.20.1. Необходимость применения ингибиторов защиты от внутренней коррозии должно определяться на основании проведения испытаний по определению опытным путем скорости коррозии в реальных или модельных (наиболее приближенных к реальным) эксплуатационных средах.Испытания в зависимости от эксплуатационных сред проводятся в соответствии с действующей нормативной документацией, согласованной в установленном порядке. При моделировании испытаний по определению коррозионной агрессивности сред, транспортируемых по промысловым трубопроводам, и эффективности в них ингибиторов коррозии должны быть учтены следующие эксплуатационные условия, влияющие на их коррозионную активность: минерализация, pH, температура, давление, агрессивные газы (H2S, CO2, O2 и др.), механические примеси, органические кислоты, обводненность (влажность) углеводородов и др.10.5.20.2. Ингибитор коррозии необходимо применять, если измеренная опытным путем скорость коррозии транспортируемых по промысловым трубопроводам сред превышает 0,1 мм/год, что в соответствии со шкалой из ГОСТ 9.502 позволяет относить коррозионную активность эксплуатируемой системы к средней и более высоким степеням.10.5.20.3. Ингибитор коррозии должен обеспечивать защиту, гарантирующую эксплуатацию промысловых трубопроводов в течение всего проектного срока их службы, при средней скорости общей коррозии не более 0,1 мм/год. |
| п.8.3 | При взаимном пересечении промысловых трубопроводов расстояние между ними в свету должно приниматься не менее 350 мм, а пересечение выполняться под углом не менее 60°. При взаимном пересечении газопроводы должны располагаться над трубопроводами, транспортирующими жидкие углеводороды. При пересечении с водопроводами питьевого назначения водопроводы питьевого назначения должны располагаться выше промысловых трубопроводов. Допускается располагать промысловые трубопроводы выше трубопроводов, транспортирующих воду питьевого назначения, при условии прокладки водопроводов питьевого назначения в защитных футлярах, при этом концы футляра должны быть выведены на расстояние не менее 10 м от точки пересечения. | При взаимном пересечении промысловых трубопроводов расстояние между ними в свету должно приниматься не менее 350 мм, а пересечение выполняться под углом не менее 60°. При взаимном пересечении газопроводы должны располагаться над трубопроводами, транспортирующими жидкие углеводороды. **При невозможности соблюдения вышеуказанного требования проектируемый трубопровод должен заключаться в защитный футляр с выводом концов на расстояние не менее 10 м в обе стороны от оси пересекаемой коммуникации.**При пересечении с водопроводами питьевого назначения водопроводы питьевого назначения должны располагаться выше промысловых трубопроводов. Допускается располагать промысловые трубопроводы выше трубопроводов, транспортирующих воду питьевого назначения, при условии прокладки водопроводов питьевого назначения в защитных футлярах, при этом концы футляра должны быть выведены на расстояние не менее 10 м от точки пересечения. |
| п.8.5 | При совместном расположении в одном коридоре трубопроводов, ЛЭП, линий связи и автомобильных дорог любого назначения: ЛЭП и линий связи необходимо размещать по одну сторону автомобильной дороги, а трубопроводы - по другую, причем ближе к дороге укладываются водоводы, далее - нефтепроводы и последними - газопроводы. | При **одновременном или параллельном** строительстве в одном коридоре трубопроводов, ЛЭП, линий связи и автомобильных дорог любого назначения: ЛЭП и линий связи необходимо размещать по одну сторону автомобильной дороги, а трубопроводы - по другую, причем ближе к дороге укладываются водоводы, далее - нефтепроводы и последними - газопроводы. |
| п.9.5.1 | При балочной надземной прокладке трубопроводов допускается параллельная прокладка нескольких трубопроводов-шлейфов на одних и тех же опорах (ригелях). Расстояние в свету между рядом расположенными трубопроводами должно быть не менее 500 мм при диаметре труб до 325 мм включительно и не менее диаметра трубопровода при диаметре более 325 мм, при этом, для теплоизолированных трубопроводов в качестве диаметра принимается диаметр вместе с изоляцией. | 9.5.1 При балочной надземной прокладке трубопроводов допускается параллельная прокладка нескольких **трубопроводов** на одних и тех же опорах (ригелях). Расстояние в свету между рядом расположенными трубопроводами должно быть не менее 500 мм при диаметре труб до 325 мм включительно и не менее диаметра трубопровода при диаметре более 325 мм, при этом, для теплоизолированных трубопроводов в качестве диаметра принимается диаметр вместе с изоляцией. |
| 1 | Настоящий свод правил не распространяется:- водоводы поддержания пластового давления для транспортирования пресной, пластовой и подтоварной воды на кустовую насосную станцию. | Предлагаю распространение данного СП перенести и на данные трубопроводы.Для возможности проектировать все промысловые трубопроводы по СП 284, т.к. ГОСТ Р 55990 распространяется на проектирование этих водоводов |
| Таблица 2 | Несудоходные шириной зеркала воды в межень до 25 м в русловой части, оросительные и деривационные каналыГорные потоки (реки) при подземной прокладке и поймы рек по горизонту высоких вод 10 % обеспеченностиУчастки протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10 % обеспеченности | Несудоходные шириной зеркала воды в межень **более 10 м** **(независимо от глубины)** до 25 м в русловой части, оросительные и деривационные каналыГорные потоки (реки) при подземной прокладке и поймы рек по горизонту высоких вод 10 % обеспеченности **шириной в межень более 10 м (независимо от глубины) и глубиной более 1,5 м (независимо от ширины).**Участки протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10 % обеспеченности **при ширине в межень более 10 м (независимо от глубины) и глубиной более 1,5 м (независимо от ширины).**Необходимость добавления нужна для исключения увеличения категории на переходах через малые водотоки, пересыхающие ручьи, лужи и т.д. |
| 8.3 | При взаимном пересечении промысловых трубопроводов расстояние между ними в свету должно приниматься не менее 350 мм, а пересечение выполняться под углом не менее 60°. При взаимном пересечении газопроводы должны располагаться над трубопроводами, транспортирующими жидкие углеводороды.  | При взаимном пересечении газопроводы должны располагаться над трубопроводами, транспортирующими жидкие углеводороды. **При невозможности соблюдения вышеуказанного требования, проектируемый трубопровод должен заключаться в защитный футляр с выводом концов на расстояние не менее 10 м в обе стороны от оси пересекаемой коммуникации.**Невозможно выполнить данное требование, если между существующим трубопроводом и отметками земли недостаточно расстояния для прокладки газопровод |
| 9.1.3 | На трубопроводах следует применять приварную стальную запорно-регулирующую арматуру. | Исключить данное требование. ФНиП в области промышленной безопасности требует применять арматуру с фланцевыми соединениями |
| 9.1.9 | На трубопроводах должны предусматриваться узлы запуска и приема очистных и диагностических устройств, конструкция и расположение которых определяется проектом.Дополнить в конце предложением: «На трубопроводах протяженностью менее 2 км и номинальным диаметром менее 200 мм допускается вместо установки узлов запуска и приема очистных и диагностических устройств применение альтернативных средств очистки и диагностики.». | На трубопроводах, транспортирующих **жидкие углеводороды и на газопроводах неочищенного газа должны** предусматриваться узлы запуска и приема очистных и диагностических устройств, конструкция которых определяется проектом.Дополнить в конце предложением: "**Необходимость установки** узлов запуска/приема СОД на вышеперечисленных трубопроводах протяженностью менее 2 км и номинальным диаметром менее 200 мм **определяется проектом.**Камеры производят для очистки трубопроводов нефти и газа. Формулировка в СП 284 подразумевает очистку на всех трубопроводах не зависимо от давления и перекачиваемой среды. Камеры СОД изготавливаются на давление до 8 МПА вклюбчительно. Высоконапорные водоводы проектируются на давление до 25 МПа, газопроводы - до 32 МПа. Также нет смысла устанавливать СОД на газопроводах очищенного газа. также есть участки трубопроводов по 30 - 300 м, на которых также не устанавливают СОД |
| 9.1.14 | Трубопроводы нефтесбора нефтяных месторождений, трубопроводы систем заводнения нефтяных пластов……..среду, вызывающую внутреннюю коррозию со скоростью 0,2 мм/год и выше должны выполняться из труб с внутренним антикоррозионным покрытием. | Трубопроводы нефтесбора нефтяных месторождений, трубопроводы систем заводнения нефтяных пластов……..среду, вызывающую внутреннюю коррозию со скоростью 0,2 мм/год и выше должны выполняться из труб с внутренним антикоррозионным покрытием **или с применением ингибирования**Пункт 9.1.14 противоречит пункту 9.1.9.Если нет внутреннего покрытия, устанавливают СОД и применяют ингибирование |
| 9.2.1 | На трубопроводах надлежит предусматривать…….:- 15 км - для трубопроводов газа, нефти и нефтепродуктов, не содержащих сероводород;- 10 км - для трубопроводов конденсата и метанола, трубопроводов, транспортирующих пластовые и сточные воды. | На трубопроводах надлежит предусматривать…….:- 15 км - для трубопроводов газа, нефти и нефтепродуктов, не содержащих сероводород, **трубопроводов, транспортирующих пластовые и сточные воды;**- 10 км - для трубопроводов конденсата и метанола.Трубопроводы нефти. Газа и нефтепродуктов более опасны, чем водоводы. Однако в СП 284 на водоводах установка УЗА - через 10 м |
| 9.2.1 | Кроме того, установку запорной арматуры необходимо предусматривать: - в начале каждого ответвления на расстоянии, допускающем установку монтажного узла, его ремонт и безопасную эксплуатацию;- на входе и выходе газопроводов из УКПГ, УППГ, КС, ДКС, ГС, ПХГ, ГПЗ и НС на расстоянии от границ территории площадок для трубопроводов не менее: | Кроме того, установку запорной арматуры необходимо предусматривать: - в начале каждого ответвления на расстоянии, допускающем установку монтажного узла, его ремонт и безопасную эксплуатацию **на трубопроводах, протяженностью более 300 м; (необходимость установки на трубопроводах протяженность менее 300 м определяется проектом);**- на входе и выходе газопроводов, **нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, нефтегазопроводоа** из УКПГ, УППГ, КС, ДКС, **ДНС, ЦПС**, ГС, ПХГ, ГПЗ и НС на расстоянии от границ территории площадок для трубопроводов не менее:Ответвления бывают и по 30 м, где отключающую УЗА устанавливают на площадках. Решения по установке УЗА на трубопроводах менее 300 м предоставьте проекту совместно с Заказчиком.Добавить, влияет на безопасность |
| 9.2.1 | - на обоих концах перехода трубопровода через водные преграды в зависимости от рельефа трассы, с каждой стороны перехода | ….на обоих концах перехода трубопровода через водные преграды **шириной в русловой части более 10 м (независимо от глубины) и глубиной более 1,5 м (независимо от ширины)** в зависимости от рельефа трассы, с каждой стороны перехода.Необходимость добавления нужна для исключения увеличения категории на переходах через малые водотоки, пересыхающие ручьи, лужи и т.д. |
| 9.2.3 | Дополнить в конце предложением: «Данные требования не относятся к узлам подключений технологических площадок.». | Дополнить в конце предложением: «Данные требования не относятся к узлам подключений.Исключить словосочетание "технологические площадки", т.к. данная формулировка подразумевает подключение технологических трубопроводов, а не промысловых. Узлы подключений промысловых трубопроводов - это УЗА на ответвлениях, особенно при параллельной прокладке |
| 9.3.2 | Заглубление водоводов должно быть для:- ,,,,,,,,,,- пластовых вод – согласно таблице 14 [6]; | Вместо ссылки добавить в СП таблицуЧто будем делать, если документ перестанет действовать? |
| 9.3.5 | Дополнить в конце предложением: «Количество трубопроводов и расстояние в свету между трубопроводами в одной траншеи определяется проектом исходя из условий надежности и безопасности эксплуатации трубопроводов и удобства выполнения строительно-монтажных и ремонтных работ.». | В одной траншее допускается прокладка одного или различного назначения. **Количество трубопроводов определяется проектом исходя из условий надежности и безопасности эксплуатации трубопроводов и удобства выполнения строительно-монтажных и ремонтных работ. Расстояние в свету между трубопроводами в одной траншее (с учетом возможного слоя теплоизоляции) должно быть не менее 500 мм для трубопроводов до DN 300 включительно и не менее двух диаметров для трубопроводов DN 400 и более.**Предлагаю внести расстояния между трубопроводами, т.к. условия надежности и безопасности понятие растяжимое. И если в данном документе приведены расстояния (таблица 8) без указаний на условия надежности и безопасности, тогда должны быть указаны все разрывы между трубопроводами при прокладке |
| 10.2.17 | Запорная арматура, устанавливаемая на переходах через водные преграды, должна быть электрифицирована и телемеханизирована, с дублирующим ручным приводом | Исключить данный пунктДублирует п. 9.2.2. К тому же в пункте 9.2.2 говориться об электификации на указанных трубопроводах I и II класса, а п. 10.2.17 подразумевает установку УЗА с электроприводом на всех трубопроводах независимо от класса и транспортируемой среды |

Руководитель подразделения,

ответственного за подготовку отзыва начальник отдела

 линейных трубопроводов \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Трифонов А.В.

 (должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Составитель отзыва Главный специалист \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Берестянников Р.В.

 (должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Составитель отзыва Главный специалист \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Бирюков А.А.

 (должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Составитель отзыва Ведущий инженер-проектировщик \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Придатько К.Ю.

 (должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Составитель отзыва Ведущий инженер-проектировщик \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Снитко С.А.

 (должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Составитель отзыва Главный специалист \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Щипанова Е.Л.

 (должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Составитель отзыва Главный специалист \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Смычкова В.Е.

 (должность) (подпись) (инициалы, фамилия)