СВОДКА ЗАМЕЧАНИЙ И ПРЕДЛОЖЕНИЙ

по первой редакции проекта национального стандарта

ГОСТ Р «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование»

№ п/п	Структурный элемент стандарта	Наименование организации или иного лица (номер письма, дата)	Замечание, предложение	Заключение разработчика
1.	Пояснительная записка	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	СП 30.13330.2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий. Актуализированная редакция СНиП 2.04.01-85*» заменить на СП 30.13330.2016 «Внутренний водопровод и канализация зданий. «СНиП 2.04.01-85*»	Принято.
2.	По документу в целом	УПБЭ	Принимая во внимание, что рассматриваемый документ устанавливает правила проектирования для определенного вида зданий и сооружений, полагаем целесообразным по данному вопросу разработку не ГОСТ Р, а свода правил.	Отклонено. Протоколом заседания Рабочей группы по вопросам технического регулирования деятельности организаций нефтегазового комплекса Минэнерго России (Протокол №05-13 пр от 21.02.2017 г.) было определено следующее: по представленному проекту свода правил обустройства месторождений нефти на суше «считать целесообразным принятие документа по обустройству месторождений нефти и газа на суше в форме национального стандарта». В соответствии с протоколом проект СП был переработан в ГОСТ Р.
3.	По документу в целом	УПБЭ	Наименование проекта ГОСТ Р «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование» (далее – документ, проект ГОСТ Р) предлагается откорректировать, исключив из него слово «технологическое» (такой вид деятельности как технологическое проектирование не предусмотрен законодательством о техническом регулировании и градостроительной деятельности, в главе «Область применения» документ устанавливает правила проектирования, в главе «Термины и определения» термин «технологическое проектирование» не определен и в тексте документа не используется).	Отклонено. В ГОСТ Р 56639 -2015 «Технологическое проектирование промышленных предприятий. Общие требования» в разделе 3 «Термины и определения» представлен термин «технологическое проектирование» со следующим определением: «Процесс разработки комплекта документации, включающей технологический раздел проекта промышленного предприятия (производства) и задания главного технолога разработчикам других разделов проекта». Не смотря на то, что в разделе 1 указано, что стандарт не распространяется на добывающую промышленность, им

				можно пользоваться в той части, которая не противоречит законодательству России и иным нормативным правовым актам РФ. Термин «технологическое» введен при экспертизе проекта документа в Минэнерго.
4.	По документу в целом	УПБЭ	Представленные в документе правила проектирования не привязаны к установленным Правительством Российской Федерации составу разделов проектной документации и требованиям к их содержанию. В отдельных главах и пунктах имеют место повторы сведений, а указания по разработке некоторых проектных решений отсутствуют (это имеет место в отношении учитываемых при проектировании требований промышленной безопасности, охраны труда, гражданской обороны, предупреждения чрезвычайных ситуаций и т.д.). В этой связи необходимо или изложить правила проектирования применительно к разделам проектной документации, или в главе «Область применения» ограничить применение документа, например, только правилами проектирования, учитываемыми при подготовке разделов «Схема планировочной организации земельного участка», «Полоса отвода», «Архитектурные решения», «Конструктивные и объемно-планировочные решения», «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения», «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта», «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений», «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»	Отклонено. Содержание разделов первой редакции проекта ГОСТ Р определено областью применения настоящего проекта ГОСТ Р, а именно правила проектирования технологической инфраструктуры(объектов) обустройства месторождений нефти. При разработке ПД разработанные проектные решения в соответствии с требованиями и рекомендациями ГОСТ Р оформляются в соответствии с Постановлением Правительства РФ №87 .
5.	По документу в целом	УПБЭ	В главах и пунктах документа с правилами проектирования при наличии специальных структурных элементов «Нормативные ссылки» и «Библиография» часто встречаются полные наименования стандартов, сводов правил, законов, постановлений Правительства РФ, что увеличивает объем текста и не соответствует требованиям ГОСТ Р 1.5	Принято. Откорректировано с учетом требований ГОСТ Р 1.5.
6.	По документу в целом	УПБЭ	В отношении проектной продукции (документации) в тексте документа следует применять только термины, установленные в законодательстве о недрах и градостроительной деятельности, например: «технический проект разработки месторождений», «проектная документация на строительство, реконструкцию объектов обустройства месторождений нефти» вместо «проект разработки» (пп. 6.3.4.5), «проект обустройства месторождений	Принято. В окончательной редакции разрабатываемого ГОСТ Р внесены изменения в соответствии с замечанием Управления промбезопасности и экологии ПАО «Лукойл».

			нефти» (п. 5.2), «проект» (п. 5.13, 5.18 и др.), «проектные решения нефти, попутного нефтяного газа и воды» (пп. 6.3.1.2), «проектно-сметная документация» (п.7.8) и др	
7.	По документу в целом	УПБЭ	Документ рекомендуется дополнить правилами проектирования объектов обустройства нефтяных месторождений, разрабатываемых шахтным способом, либо в главе «Область применения» указать, что документ не распространяется на проектирование таких объектов.	Принято. В главу «Области применения» будет внесено дополнение в соответствии с замечаниями экспертов.
8.	По документу в целом	УПБЭ	Принимая во внимание наличие в документе главы 3 «Термины и определения» и главы 4 «Обозначения и сокращения», в тексте других его структурных элементов необходимо строго придерживаться установленных сокращений и терминов, не допуская использования полных наименований, если предусмотрено сокращение (за исключением заголовков), сокращений, которых нет в главе 4 (например, АСПСиПТ, БИЛ и др.), терминов, которых нет в главе 3 (например: «продукт», «технологическое сооружение» и др.), а также многократного повторения сокращений терминов в тексте, приведенных в скобках после их полного наименования.	Принято. В новой редакции разрабатываемого ГОСТ Р будут внесены соответствующие изменения по замечанию Управления промбезопасности и экологии ПАО «Лукойл».
9.	По документу в целом	УПБЭ	В тексте документа предлагается исправить некорректные сокращенные наименования федеральных органов исполнительной власти (например, в главе «Библиография» «МПР РФ» на «Минприроды России»)	Принято. В главе «Библиография» сокращение «МПР РФ» будет заменено на «Минприроды России».
10.		ОАО «ТомскНИПИнефть»	В 2016году специалистами ТомскНИПИнефть была проведена экспертиза проекта СП «Обустройство месторождений нейти на суше». И частично уже снятые замечания не учтены в предлагаемом к рассмотрению проекте ГОСТ. Считаем необходимым разработчикам документа еще раз проанализировать уже принятые замечания к СП и учесть их в ГОСТ. Так, например, в ГОСТ не откорректирована скорость масла из п. 6.3.1.12 0,8-2 м/сек. Ранее при отработке замечаний к СП было согласовано значение скорости 0,2-0,8 м/сек.	Принято. См. комментарии к сводным ответам на предложения ОАО «ТомскНИПИнефть» (выделено желтым цветом) Сводные ответы на Предложения ОАО

			Сводные ответы на Предложения ОАО		
11.		ОАО «ТомскНИПИнефть»	Предлагаем для наружных технологических установок с постоянным обслуживанием дополнить требование по выполнению бетонных площадок с ограждением бетонным бортом в случае возможного разлива горючих жидкостей, минимальную высоту борта (не менее 150мм). Дополнить указания по отметке верха бетонной площадки на 15 см выше планировочной отметки земли (на талых и многолетнемерзлых грунтах), уклоне не менее 0,003 для обеспечения отвода дождевых вод. Дополнить требования по безыскровости покрытия площадки (в случае необходимости).	**Отклонено.** **Нецелесообразно вводить ограничения , определяемые при проектировании.**	Не Вы пр ава Не огр
12.	Общее	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в г. Тюмени	СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*» частично действует - частично отменён.	Принято. Откорректирована ссылка.	
13.	Общее	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в г. Тюмени	ГОСТ 9.602-2005 – не действующий	Принято. Ссылка будет откорректирована. В Примечании к разделу 2 Нормативные ссылки будет добавлен абзац: «Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен	

				без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку ».
14.	Общее	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в г. Тюмени	Добавить СП 76.13330.2016 (Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85)	Принято. В раздел 2 Нормативные ссылки будет добавлен СП 76. 13330.2016 «Электротехнические устройства. Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85»
15.	Общее	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в г. Тюмени	Добавить СП 77.13330.2016 (Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85)	Принято. В раздел 2 Нормативные ссылки будет добавлен СП 77. 13330.2016 «Системы автоматизации. Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85»
16.	Общее	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Многие требования, которые, не относятся к вопросам ПБ, ОТ и ООС, в данном документе являются излишне жесткими, не оставляющими свободу выбора. Их экономическая эффективность сомнительна и ничем не обоснована. Формализация предлагаемых жестких требований на федеральном уровне приведет к неоправданным с экономической точки зрения затратам, к значительному удорожанию объектов обустройства и неконкурентоспособности российской нефтегазодобывающей отрасли. Таких примеров по тексту документа множество, например, жесткие требования к: • резервированию оборудования; • доступности оборудования (365 дней); • определению запаса технологической мощности установок; • определению качества очистки воды для ППД; • размещению оборудования; • выбору типа отопления; и многое другое. Наиболее оптимальные варианты технические решений принимаются в ходе проектирования на основе расчетов и исследований, и не могут быть универсальными и применимыми к любому месторождению. Предлагается исключить «универсальные» требования из документа, и заменить их на	Пояснение. При разработке НС учитывалась сложившаяся практика обустройства месторождений нефти, рекомендованная при рассмотрении проекта документа в Минэнерго представителями рабочей группы по техническому регулированию. В п.5.12 приведены рекомендации по резервированию насосно-компрессорного оборудования, с возможностью не применения резерва для насосов и компрессоров, работающих периодически, для компрессоров и АВО при обосновании в проекте, не применение резерва для КНС при определенных условиях и определения резерва емкостного оборудования только при проектировании. В соответствии с п.6.2.1.6 для унификации расчетов системы сбора рекомендовано применять 365 дней в году. В соответствии с п.6.3.1.6 для унификации расчетов пропускной способности УПН рекомендовано использовать 365 дней в году по подготовленной нефти. При периодической работе добывающих скважин расчеты технологических процессов будут проводиться

			формулировки типа «устанавливается проектом». Предлагается: - исключить большинство низкоуровневых деталей проектирования и сфокусировать содержание документа на ключевых аспектах технологического проектирования и обустройства; - для исключения избыточных и узко регламентированных требований, необходимо избегать копирования в тексте ГОСТа технологических требований или профильных нормативных документов и стандартов, а лишь ссылаться на их применение в том или ином случае (ссылки на используемые ГОСТ, СП, ВНТП, ВСН и т.п.).	по фактическому времени работы. В п.6.3.1.11 и 6.3.3.5. приведены рекомендации по 20% резервированию пропускной способности УПН по подготовленной нефти при наличии одной технологической линии для некондиционной нефти и т.п., что присутствовало в ВНТП3-85 и подтверждено при рассмотрении в Минэнерго. В проекте НС применяются формулировки «рекомендовано» и « определяется при проектировании» при отсутствии возможности нарушения безопасности и работоспособности. Нормы технологического проектирования, приведенные в первой редакции проекта ГОСТ Р ,относятся прежде всего к технологическим аспектам проектирования объектов нефтегазодобычи. Разделение на «низкоуровневые детали» проектирования и «ключевые аспекты» проектирования возможно при наличие критериев для разделения. Ссылки на ВНТП, ВСН, ОСТ, РД и т.п. (недействующие НД) приводить не рекомендуется, вынуждены использовать текст документов.
17.	Общее замечание	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в г. Тюмени	Допущены грамматические ошибки, не актуализированы ГОСТы (года). В пункты, содержащие требования проведения расчетов и обоснований, добавить ссылки на методики расчетов, которыми необходимо руководствоваться при проектировании.	Принято. Исправлено. Ссылки на методики и т.п. в необходимых случаях приведены.
18.	Общее по тексту документа	ТО «СургутНИПИнефть»	Требования нормативного документа желательно пересмотреть и сформировать текст таким образом, чтобы все требования к насосам или дренажным емкостям располагались по тексту рядом, а то читаешь требование, а потом еще через несколько пунктов требование к тому же	Пояснение. Содержание документа разработано по нормам проектирования объектов(технологической инфраструктуры) обустройства месторождений нефти, в

			оборудованию. Это делает документ неудобным с точки зрения использования. Для быстрого нахождения необходимого требования сделать подзаголовки с указанием требований по конкретному оборудованию.	состав которых входят применяемые в различных объектах сооружения и оборудование.
19.	Общее по документу	ТО «СургутНИПИнефть»	В документе не отражены многие моменты, которые возникают при проектировании: - какую расчетную температуру окружающего воздуха следует принимать для оборудования и трубопроводов, расположенных на открытом воздухе (обеспеченностью 0.92 или 0.98); - ВНТП 03/170/567-87(п.5.5,5.6) и СП 4.13130.2013 (п.6.105.20, п.6.10.5.21) содержат требования о том, что перекрытии площадок и этажерок должно быть сплошным, непроницаемым для жидкостей. По факту все строится из просечно-вытяжного металла, что является нарушением вышеуказанных документов. Необходимо узаконить просечно-вытяжной металл, т.к. в осенне-зимний период, когда происходит обледенение площадок, они становятся травмоопасными.	Принято. П.1: Предлагается дополнить раздел 6.19 За расчетную температуру окружающего воздуха для трубопроводов и оборудования, расположенных на открытом воздухе, следует принимать: температуру наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,98, если рабочая температура стенки трубопровода или оборудования находящегося под давлением (или вакуумом) положительная; абсолютную минимальную температуру, если рабочая температура стенки трубопровода или оборудования находящегося под давлением (или вакуумом) может стать отрицательной от воздействия окружающего воздуха; П.2:Нарушать требования СП 4.13130.2013 нельзя. Перекрытие также может выполняться из армированного бетона. Соответственно СП 4.13130 2013 не нарушается
20.	Общее	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	1. В проекте стандарта указаны излишние требования к объектам, к которым имеются многочисленные требования узкой специальной направленности.	Пояснение. 1.Проект НС разработан в соответствии с практикой разработки и удобством пользователя. В первой редакции проекта ГОСТ Р приведены исключительно актуальные для технологического проектирования обустройства месторождений нефти на суше требования. При этом многочисленные требования узкой специальной направленности приведены в проекте ГОСТ Р для таких основополагающих технологических объектов обустройства месторождений нефти как объекты по сбору нефтегазоводяной смеси, подготовки нефти, газа и воды, методом повышения степени извлечения и интексикации добычи нефти, газлифтной

				добычи нефти.
			2. Проект перегружен избыточными требованиями к отдельным объектам, в том числе учета нефти, резервуарам.	2.В проекте НС приведены рекомендации и требования, опробованные практикой и соответствующие требованиям промышленной безопасности. Объем требований к отдельным объектам, в том числе по учету нефти и резервуарам не является избыточным, так как представленная в первой редакции проекта ГОСТ Р информация по настоящему вопросу относится к основополагающим и важнейшим требованиям к технологическому проектированию технологических объектов нефтегазодобычи.
			3. Исключить конкретные требования к СИКН, СИКГ, узлам учета нефти и узлам учета газа, резервуарам т.к. данные требования могут противоречить конкретным требованиям, по которым проектируются, изготавливаются и эксплуатируются объекты.	3.Приведенные в проекте НС рекомендации и требования не противоречат действующей НТД. Конкретные требования к СИКН, СИКГ, резервуарам приведенные в первой редакции проекта ГОСТ Р не могут быть исключены, так как они учитывают требования соответствующих нормативных документов Федеральных органов исполнительной власти. Основные из которых приведены в разделах 2,3,6 и «Библиография» проекта ГОСТ Р.
			4. Не целесообразно применять **измерительные системы** (ИС) для измерений вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений. Осуществлять измерения допускается по методикам измерений, применяя средства измерений, при этом не обязательно формировать измерительные системы (ИС) (СИКГ, СИКНС). Заменить наименование СИКГ, СИКНС наименованием: **Узлы учета газа, узел учета нефти.**	4. Предложения по замене наименований СИКГ, СИКНС на «узел учета газа» и «узел учета нефти» необоснованно, так как в современных нормативных документах Федеральных органов исполнительной власти, основные из которых приведены в разделах 2,3,6 и «Библиография» проекта ГОСТ Р, применяются обозначения СИКГ и СИКНС.
			5. Сократить количество разнонаправленных нормативных ссылок, которые имеют противоречию друг с другом.	5.В материалах первой редакции проекта ГОСТ Р отсутствуют разнонаправленные нормативные ссылки, которые имеют противоречия друг с другом.
			6. Термин, «измерение количества», изменить на «определение количества».	6.Предложение замены термина «измерение количества» на «определение количества» необоснованно. При этом в современных нормативных документах органов власти, основные из которых приведены в разделах 2,3,6 и «Библиография» проекта ГОСТ Р приводится термин

			7. Каждый насос (насосный агрегат) оборудовать расходомерами не целесообразно, т.к. расходомеры могут иметь стоимость выше стоимости насоса.	«измерение количества» 7.В проекте НС отсутствуют требования по оборудованию расходомерами каждого насосного агрегата.
21.	Общее	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Государственный стандарт (ГОСТ) – это высокоуровневый документ, задающий подходы и основные требования, которые детализируются в документах более низкого уровня. Как правило, объём ГОСТа не превышает 20-30 страниц (без приложений). Объем данного ГОСТа предлагается слишком большим, с чрезмерной степенью детализации для документа такого уровня. Основная часть текста написана на основе ВНТП. Предлагается оставить в составе данного ГОСТ Р только основополагающие требования, описывающие подходы к проектированию обустройства м/р нефти на суше, а все расшифровки (при условии, если они вообще необходимы) перенести в приложения.	Пояснение. В первой редакции проекта ГОСТ Р приведены только основополагающие требования описывающие подходы к технологическому проектированию всего комплекса объектов по обустройству месторождений нефти на суше (основных объектов по нефтегазодобыче и сопутствующей инфраструктуры) которые невозможно уложить на 20 ÷ 30 стр.
22.	Титульный лист	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Технологическое проектирование переведено как front end engineering design. Это расшифровка аббревиатуры FEED. Но объёмы проектных работ в данном документе не соответствую объёмам FEED.	Принято частично. Настоящий проект НС разрабатывается вместо устаревшего ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора. Транспорта и подготовки нефти, газа и воды месторождений нефти». Никакого отношения к FEED ,как к процедурному документу, не может быть. Уточнено название на английском. Название на английском будет следующее: «Process Engineering for Onshore Oil Fields»
23.	Предисловие, последний абзац (лист II)	ТО «СургутНИПИнефть»	Заменить «Минэнерго России» на «Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии».	Принято. В новой редакции разрабатываемого ГОСТ Р внесено изменение в соответствии с замечанием ТО «СургутНИПИнефть».
24.	1. Область применения.	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	1.1; 1.2; 1.3. Предложение - объединить все 3 пункта в один: «Настоящий стандарт устанавливает правила проектирования объектов обустройства расположенных на суше территории Российской Федерации нефтегазовых,	Отклонено. В первой редакции проекта ГОСТ Р приведены

		КогалымНИПИнефть в г. Тюмени	газонефтяных нефтегазоконденсатных месторождений (далее месторождений нефти). Стандарт распространяется на проектирование новых, реконструкцию, техническое перевооружение действующих объектов обустроенных месторождений нефти на суше территории РФ».	основополагающие пункты раздела 1 «Область применения», учитывающие содержание настоящего ГОСТ Р. Экспертиза Рабочей группы Минэнерго отработала п.1.1, 1.2, 1.3, и вносить изменения без достаточного основания нецелесообразно.
25.	Глава 1	УПБЭ	В главе 1 «Область применения» следует: – исключить термин «капитальное строительство» (этот вид деятельности не предусмотрен законодательством);	Принято частично. В Градостроительном кодексе РФ в статье 1 представлен термин «объект капитального строительства». П.1.2 откорректирован: « …объектов обустройства (технологической инфраструктуры) капитального строительства…».
26.			– не применять словосочетание «проектирование обустройства», так как в первом абзаце пункта 1.1 документ устанавливает правила проектирования объектов обустройства;	Принято. В новой редакции разрабатываемого ГОСТ Р словосочетание «проектирование обустройства» будет исключено в пункте 1.1 главы 1.
27.			– указать, в соответствии с какими нормативными документами проектируются объекты обустройства морских месторождений, месторождений с высоким содержанием сероводорода и в сейсмоопасных зонах (при этом исключить встречающиеся по тексту глав 5 и 6 указания по проектированию таких объектов).	Пояснение. (первое предложение третьего абзаца) Для области применения настоящего проекта ГОСТ Р морские месторождения не включены.(разрабатывается самостоятельный документ). Принято (второе предложение третьего абзаца) В новой редакции разрабатываемого ГОСТ Р главы 5 и 6 будут внесены соответствующие изменения.
28.	п.1.5 Настоящий стандарт не распространяется …… размещаемых на территории с	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Чем руководствоваться при проектировании объектов, располагаемых на территории с интенсивностью землетрясений свыше 6 баллов? К тому же в списке ссылочных документов присутствуют НД, регламентирующие строительство в сейсмических районах (СП14.13330) Предложение: расширить область применения на территории с сейсмикой свыше 6 баллов	Пояснение. Раздел 6.19. «Материальное исполнение и прочностные расчеты» дополнен п.6.19.26. п. 6.19.26 При проектировании объектов нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений в сейсмических районах должен дополнительно проводиться поверочной прочностной

	интенсивностью землетрясений более 6 баллов;			расчет на сейсмостойкость: Для промысловых трубопроводов в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014: • При подземной прокладке по шкале MSK-64 свыше восьми баллов; • При надземной прокладке по шкале MSK-64 свыше шести баллов. Для технологических трубопроводов при сейсмичности свыше шести баллов по шкале MSK-64 в соответствии с требованиями ГОСТ 32388-2013. Для стальных вертикальных резервуаров при сейсмичности свыше шести баллов по шкале MSK-64 в соответствии с требованиями СТО-СА-03-002-2009 «Правила проектирования, изготовления и монтажа вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов». Для сосудов и аппаратов при сейсмичности свыше шести баллов по шкале MSK-64 в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55722-2013 «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на сейсмические воздействия».
29.	П. 1.5 Область применения	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Для определения границ проектирования особо опасных производственных объектов, на которые не распространяется данный ГОСТ, более корректно оперировать не абсолютным значением содержания сероводорода, а его парциальным давлением. Поскольку в случае с АВПД, даже содержание сероводорода в 1-2% уже может представлять особую опасность, и выводить проектирование из-под действия данного ГОСТ.	Отклонено. Процентное (%) содержание сероводорода в нефтегазоводяной смеси связано с безопасностью персонала и населения, а парциальное давление связано с выбором материального исполнения оборудования, арматуры и труб. (раздел 5 п.5.7)
30.	П. 1.5 Область применения	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Определить шкалу по землетрясениям (МСК-64, Рихтера или другая международная шкала)	Принято. В новой редакции ГОСТ Р в п. 1.5 будет добавлен текст «более 6 баллов по шкале МСК-64 .
31.	2. Нормативные	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО	Исключить в ссылках и далее по тексту проекта: ГОСТ Р 8.615-2005 Государственная система обеспечения единства	Пояснение. ГОСТ Р 8.615-2005 использован в п.3.19 и 3.77 для

	ссылки	«ЛУКОЙЛ»	измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования ГОСТ Р 8.733-2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования Организации Группы «ЛУКОЙЛ» не присоединились к данном стандартам и не применяют в своей деятельности. В стандарты имеют множество замечаний, которые не позволяют применять их на практике и при проектировании. Уточнить возможность и необходимость применения стандарта: ГОСТ 31378-2009 Нефть. Общие технические условия Существует и указан в списке нормативных ссылок: ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия	определения терминов «измерительная установка» и «система измерений количества и параметров попутного нефтяного газа». ГОСТ Р 8.733-2011 использован в п.6.3.12.15 ип.6.3.12.16 для классификации СИКГ на категории и классы, исходя из их производительности и назначения и рекомендации для разработки ТТ (технических требований). Данные НТД использованы в основном для применения терминологии, так как присутствующая в первоначальных редакциях проекта документа терминология «узлы учета» исключена при экспертизе в Минэнерго. Прямых ссылок на обязательное применение данных НТД в тексте нет. Уточнение применения ГОСТ31378-2009 и ГОСТ Р 51858-2002. В разделе 6.3.3. «Установка подготовки нефти» в п.6.3.3.4 «Технологический комплекс сооружений по подготовке нефти должен обеспечивать физико-химические свойства добываемой нефти после ее подготовки согласно техническому регламенту или иному документу, определяющему физико-химические свойства нефти: – глубокое обезвоживание нефти; – обессоливание; – дегазацию и стабилизацию нефти для обеспечения давления насыщенных паров и физико-химических свойств подготовленной нефти; – очистку нефти от сероводорода и меркаптанов (при необходимости).» Определена подготовка нефти согласно техническому документу или иному документу…ссылка на указанные ГОСТ Р по качеству нефти отсутствует. ГОСТ Р 51858-2002 упоминается в п.6.3.5.7:»

				Выделившийся при подготовке газа углеводородный конденсат следует направлять или в подготовленную нефть, если это не приводит к увеличению давления насыщенных паров нефти сверх установленного ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия», или в нефть перед первой ступенью сепарации». Используется параметр ДНП, характеризующий безопасный налив в цистерны и РВС. В п.6.3.12.3 ссылка на ГОСТ Р51858 и ГОСТ 31378 используется для определения параметров, определяемых при измерении количества нефти. Данные НТД использованы для вспомогательных целей.
32.	П. 2 нормативные ссылки	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Необходимо добавить ссылки на действующие ГОСТ Р по оценке рисков (HAZID), по исследованию опасностей и работоспособности оборудования (HAZOP), по оценке уровня интегральной безопасности систем ПАЗ (SIL Study). Это ГОСТ Р 51901.1-2002 «Менеджмент риска. Анализ риска технологических систем», ГОСТ Р 51901.11 – 2005 «Менеджмент риска. Исследование опасности и работоспособности. Прикладное руководство», ГОСТ Р МЭК 61508-2007 «функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью» (Части 1-7) и ГОСТ Р МЭК 61511-2011 «Безопасность функциональная. Системы безопасности приборные для промышленных процессов» (Части 1-3). Также нужны ссылки на группу ГОСТов, описывающих требования на создание АСУТП: ГОСТ 34.601–90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания». ГОСТ 34.602–89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы». ГОСТ 34.603–92 «Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем». Кроме того, надо добавить в список документ, который указан в библиографии, но которого почему-то нет в нормативных ссылках: «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств".	Принято. В документ будут добавлены ссылки на: ГОСТ Р 51901.1-2002 «Менеджмент риска. Анализ риска технологических систем» ГОСТ Р 51901.11 – 2005 «Менеджмент риска. Исследование опасности и работоспособности. Прикладное руководство ГОСТ 34.601–90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»; ГОСТ 34.602–89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы»; ГОСТ 34.603–92 «Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем». Отклонено. В разделе 2.Нормативные ссылки в соответствии с ГОСТ Р 1.5-2012 приводят для настоящего проекта ГОСТ Р только ГОСТ, ГОСТ Р и СП. Иные документы приводятся в разделе «Библиография»

			Утв. Ростехнадзором 11.03.2013, № 96».	
33.	П. 2 нормативные ссылки	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	По тексту где-то указаны ГОСТ МЭК, а где-то – ГОСТ IEC. Это одно и то же, только на русском и английском языках. Привести к единообразию.	Принято. Использовано в редакции ГОСТ МЭК .
34.	Раздел 2	ОАО «ТомскНИПИнефть»	В связи с введением в действие СП 60.13330.2016 "СНиП 41-01-2003* Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха" с 17.06.2017 признан не подлежащим применению СП 60.13330.2012, за исключением пунктов, включенных в Перечень национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений", утвержденный постановлением Правительства Российской Федерации от 26.12.2014 N 1521, до внесения соответствующих изменений в данный Перечень (приказ Минстроя РФ от 16.12.2016 N 968/пр). Актуализировать раздел 2 и ссылки на СП 60.13330 а разделах 6.14 и 6.15.	Принято. Уточнения внесены в раздел 2 и п.6.15.1.5.
35.	Раздел 2	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Необходимо добавить в нормативные ссылки действующий и широко применяемый на предприятиях нефтегазовой отрасти ВСН 21-77 (МНХП СССР) «Инструкция по проектированию отопления и вентиляции нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий».	Отклонено. СН 21-77является является нормативным документом для проектирования отопления и вентиляции на нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводах и на заводах синтетического каучука и не распространяется на проектирование отопления и вентиляции объектов обустройства месторождений на суше.
36.	Раздел 2	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Разработчикам документа целесообразно проверить корректность нормативных ссылок. Например, ГОСТ 31385-2008 не действует, и заменен в 2016г.	Принято
37.	п.2	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	СП 30.13330.2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий. Актуализированная редакция СНиП 2.04.01-85*» заменён на СП 30.13330.2016	Принято.

			Откорректировать	
38.	п.2	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	СП 60.13330.2012 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003» заменён на СП 60.13330.2016 Откорректировать	Принято.
39.	п.2	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Включить в список НД СанПиН 2.1.4.1074-01, ссылки на которые есть в п.6.3.18.2, п.6.7.2.4 Дополнить	Пояснение. СанПиН 2.1.4.1074-01 включен в раздел «Библиография» в соответствии с требованиями по разработке национальных стандартов.
40.	Разд.2 (лист 4)	ТО «СургутНИПИнефть»	Исправить ссылку на нормативный документ ГОСТ 31385-2008, на основании приказа Росстандарта от 31.08.2016 N 982-ст, ИУС 2-2017: введение в действие с 01.03.2017 ГОСТ 31385-2016 и отмены ГОСТ 31385-2008.	Принято. В новой редакции разрабатываемого ГОСТ Р будет указан ГОСТ 31385-2016 взамен 31385-2008.
41.	Разд.2 (лист 8)	«СургутНИПИнефть»	Исправить ссылку на нормативный документ ГОСТ 12.4.026-2001, на основании приказ Росстандарта от 10.06.2016 N 614-ст, ИУС 12-2016: введение в действие с 01.03.2017 ГОСТ 12.4.026-2015 и отмены ГОСТ 12.4.026-2001.	Принято. В новой редакции ГОСТ 12.4.026-2011 будет заменен на ГОСТ 12.4.026-2015 в соответствии с замечанием ТО «СургутНИПИнефть».
42.	Раздел 3	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	По тексту документа приведена фраза, что продукт в стандартных условиях. А определения «Стандартные условия» нет. **Стандартные условия**: Условия, соответствующие температуре 20 °С и абсолютному давлению 0,101325 МПа [ГОСТ Р 8.733-2011]	Отклонено. Нецелесообразно приводить стандартные определения
43.	Раздел 3	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Дополнить определением термина «водозаборная скважина» Дополнить	Отклонено. 3.1 В разделе 3 приведен термин **скважина специальная:** Скважина, предназначенная для добычи технической

				воды (водозаборные скважины), для сброса промысловых вод (поглощающие скважины), закладки выбуренной породы, других специальных целей (создание и эксплуатация подземных хранилищ газа, нефти)
44.	Раздел 3	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Необходимо проверить корректность записи и привести ссылки на нормативные документы для всех терминов. Например, термин «куст скважин» приводится в СП 231.1311500.2015 и записан там несколько иначе. Для унификации термины необходимо записывать в документах в одинаковой редакции. Определение технологического трубопровода, приведенное со ссылкой на ГОСТ 32569-2013, не соответствует данному документу. Необходимо привести в соответствие с ГОСТ 32569-2013. Также предлагаем использовать определение для попутного нефтяного газа (ГОСТ Р 8.615-2005), для манифольда (ГОСТ Р 55288-2012), и т.д. Предлагаем изложить в редакции: **куст скважин:** Специальная площадка естественного или искусственного участка территории месторождения с расположенными на ней устьями скважин, а также технологическим оборудованием и эксплуатационными сооружениями, инженерными коммуникациями, оборудованием для подземного ремонта скважин, бытовыми и служебными помещениями и т.п.	Отклонено. Куст скважин. СП 231.1311500.2015 разработан МЧС и определяет требования по пожаробезопасности объектов месторождений нефти. Считаем формулировку термина «Куст скважин» корректной. Принято. Технологический трубопровод. Следующая уточненная редакция «Трубопровод в пределах технологической площадки промышленного предприятия, по которому транспортируется сырье , полуфабрикаты и готовые продукты, пар, вода, топливо, реагенты и другие вещества, обеспечивающие ведение технологического процесса и эксплуатацию оборудования, находящегося на балансе предприятия (гост 32569-2013). Отклонено. Попутный нефтяной газ. Считаем определение термина «попутный нефтяной газ» в соответствии с ГОСТ Р 54937 наиболее корректно отображает понятие «попутного нефтяного газа». Отклонено. Манифольд. Считаем формулировку термина корректной.

45.	Раздел 3. "Термины"	ДОДНГ ПАО «ЛУКОЙЛ» ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть»	Дать определение виду строительства "модернизация" так как термин предусмотрен ст. 257 Налогового Кодекса и не упоминается в Градостроительном Кодексе.	Отклонено. Термин «модернизация» неактуален для настоящего проекта ГОСТ Р в связи с отсутствием в Градостроительном Кодексе. Проект ГОСТ Р вводится вместо ВНТП 3-85, и не может дополнять ГК РФ.
46.	Разд.3	ТО «СургутНИПИнефть»	Дополнить термином: «Технические требования: документ в составе заказной документации, устанавливающий технические параметры и другие необходимые требования к оборудованию единичного и мелкосерийного производства, включая блочное, блочно- комплектное оборудование».	Принято частично. Технические требования-общеприменимое понятие. В раздел «Библиография» будет включен ГОСТ Р ИСО 13880-2010 Перспективные производственные технологии. Содержание и порядок составления технических требований для предприятий нефтяной и газовой промышленности.
47.	Глава 3	УПБЭ	В главе 3 «Термины и определения» предлагается: – расположить все терминологические статьи (термины и их определения) в строгом алфавитном порядке (например, п. 3.28 и п. 3.23), при этом все термины записывать со строчной буквы (например, п. 3.26), а определения – с прописной буквы (например, п. 3.25);	Принято. В новой редакции разрабатываемого ГОСТ Р будут внесены изменения в соответствии с ГОСТ Р 1.5-2001.
48.			– в пункте 3.52 дополнить вновь вводимое определение термина «попутный нефтяной газ» (практически, совпадающее по смыслу с определением термина «природный газ») описанием различия между попутным нефтяным газом и природным газом, либо заменить его определением этого термина по ГОСТ Р 8.615-2005;	Пояснение. Нет никакой необходимости включать в пункт 3.52 проекта ГОСТ Р описание определения «природный газ»,так как термин «природный газ» включен в п.3.59 и согласно приведенным формулировкам понятно различие.
49.			– в пункте 3.66 откорректировать определение термина «промысел» согласно ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования», а именно – «Горный отвод, предоставленный пользователю недр для разработки месторождений нефти, газа, газового конденсата и теплоэнергетических вод, а также для эксплуатации подземных хранилищ газа и продуктов переработки	Принято. В новой редакции разрабатываемого ГОСТ Р пункт 3.66 откорректирован в соответствии с предложением ПАО «Лукойл».

			углеводородов, подконтрольный органам Ростехнадзора»;	
50.			– в пункте 3.67 откорректировать определение термина «промысловый трубопровод» согласно ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования», а именно – «Трубопровод для транспортирования газообразных и жидких продуктов, прокладываемый между площадками отдельных промысловых сооружений (включая площадки, расположенные на разных промыслах), а также к объектам магистрального транспортирования нефти и газа»;	Принято. В п.6.37 внесены предложенные уточнения.
51.			– в пункте 3.69 учесть последнее изменение СП 155.13130.2014 «Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности» и откорректировать определение термина «резервуарный парк», а именно – «Группа (группы) резервуаров, предназначенных для хранения нефти и нефтепродуктов и размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой при наземных резервуарах и дорогами или противопожарными проездами - при подземных (заглубленных в грунт или обсыпанных грунтом) резервуарах, установленных в котлованах или выемках»;	Пояснение. Приведена полностью формулировка термина в соответствии с СП 155.13130.2014, кроме слова «нефтепродукты» использовано «нефтегазоводяная смесь» в соответствии с применяемыми терминами рассматриваемого НС.
52.			– в пункте 3.82 откорректировать неверное по смыслу определение термина «скважина нагнетательная» (которое отсутствует в упомянутом ГОСТ Р 53713-2009);	Принято. В окончательной редакции разрабатываемого ГОСТ Р будут внесены изменения в соответствии с замечаниями Управления промбезопасности и экологии ПАО «Лукойл» по исправлению ошибки.
53.			– в пункте 3.93 исключить устаревший термин «техническое перевооружение действующих объектов» (заимствованный из фактически утратившего силу МДС 12-9.2001, утверждённого постановлением Госстроя России от 08.06.2001 № 58, которому было отказано Минюстом России в государственной регистрации), который противоречит положениям законодательства в области промышленной безопасности и законодательства о градостроительной деятельности;	Принято. В новой редакции разрабатываемого ГОСТ Р будут внесены изменения в соответствии с замечаниями Управления промбезопасности и экологии ПАО «Лукойл».

54.			– в пункте 3.94 привести определение термина «технологический трубопровод» согласно ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», а именно – «К трубопроводам технологическим относятся трубопроводы в пределах промышленных предприятий, по которым транспортируется сырье, полуфабрикаты и готовые продукты, пар, вода, топливо, реагенты и другие вещества, обеспечивающие ведение технологического процесса и эксплуатацию оборудования, а также межзаводские трубопроводы, находящиеся на балансе предприятия»;	Принято. П.3.94 изменен в соответствии замечанием.
55.			– в пунктах 3.94, 3.96 – 3.103 идентифицировать установки или объекты как сооружения или технические устройства (оборудование), поскольку от результатов этой идентификации зависит набор применимых при проектировании требований законодательства о техническом регулировании, о градостроительной деятельности и в области промышленной безопасности (в представленной редакции определения терминов способствуют введению в заблуждение, например: технологический трубопровод – это трубопровод…; узел запорной арматуры – это объект…; установка дозированной подачи химреагента – это установка…; УПСВ – это сооружение; УПН – это технологический объект; установка подготовки ПНГ – это сооружение; установка улавливания легких фракций углеводородов – это технологический объект; факельная установка – это объект; ЦПС – это комплекс технологических сооружений и объектов инфраструктуры);	Принято. В 3.96-3.102 внесены уточнения:использован термин «объект». Аналогично внесены изменения в п.3.11»Газлифтная компрессорная станция», 3.12»Дожимная мультифазная станция», 3.13 «Дожимная насосная станция», 3.14 «Дожимная сепарационная насосная станция»,3.23»Компрессорная станция воздуха», 3.24»Компрессорная станция перекачки газа»,3.29»Куст скважин», 3.72»Сеперационная установка». В п.3.94 использована формулировка в соответствии ГОСТ Р32569-2013. В п.3.103 вносить изменения нецелесообразно.
56.			– в подпункте 3.96 заменить ссылку на отмененный с 01.04.2015 ГОСТ Р 52720-2007 «Арматура трубопроводная. Термины и определения» ссылкой на ГОСТ 24856-2014 «Арматура трубопроводная. Термины и определения»;	Принято. В новую редакцию разрабатываемого проекта ГОСТ Р будет внесено соответствующее изменение.

57.			– в подпункте 3.102 заменить термин «объект» термином «техническое устройство»;	Принято частично. В пункте 3.102 менять формулировку нецелесообразно. Изменения внесены в название и исключена ссылка на ГОСТ Р55990-2014. Предлагается следующая редакция: п.3.102 факельная система ; факельная установка:Объект, предназначенный для сжигания постоянных, периодических и аварийных сбросов горючих газов и паров;
58.			– дополнить терминами «обустройство месторождения» и «объекты обустройства месторождений нефти» с их определениями (поскольку эти термины являются ключевыми для понимания документа).	Принято. Раздел 3 в новой редакции разрабатываемого проекта ГОСТ Р будет дополнен термином «обустройство месторождения нефти». В соответствии с ГОСТ Р 53554-2009 «Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородного сырья. Термины и определения» термин «обустройство месторождения нефти» – строительство на территории месторождения нефти (газа) комплекса наземных сооружений, позволяющих вести безаварийную разработку месторождения в соответствии с утвержденным проектным документом.
59.	Подразд.3.86, пп.6.2.3.2, пп.6.3.1.2, пп.6.3.3.5	«СургутНИПИнефть»	Исправить все орфографические ошибки.	Принято. Исправления внесены
60.	3.2 блочное исполнение.	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в г. Тюмени	Предлагается изложить так: «Сборочная единица технологической установки заданного уровня заводской готовности в виде комплекта оборудования, предназначенного для выполнения определённой функции в основном или вспомогательном технологическом процессе и смонтированного на моноблочном основании, соответствующем габаритам погрузки и транспортирования»	Принято частично в редакции: 3.2 блочное исполнение: Сборочная единица технологической установки, заданного уровня заводской готовности, в виде комплекта оборудования, предназначенного для выполнения определённой функции в основном или вспомогательном технологическом процессе, и смонтированного на общем основании, соответствующем габаритам погрузки и транспортирования;

61.	п.3.4	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Дать ссылку на актуальный СП Откорректировать	Принято
62.	3.5 газлифт.	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в г. Тюмени	Рекомендуется следующее определение: «Механизированный способ добычи нефти из скважин с применением энергии сжатого газа для подъёма продукции при её смешивании с газом. Энергия газа создаётся и нагнетается в скважину компрессором по колонне насосно-компрессорных труб».	Отклонено. Нецелесообразно замена формулировки, приведенной в соответствии ГОСТ 30767-2002.
63.	Пп.3.10	Отдел по добыче и транспортировке газа технического управления	Изложить в редакции: «газоуравнительная система: Сооружение, состоящее из трубопроводов, соединяющих между собой газовые пространства резервуаров, с целью взаимной компенсации вытесняемых и всасываемых объемов паров нефти при одновременном опорожнении и заполнении резервуаров, обеспечивающее циркуляцию паровоздушной смеси по замкнутому контуру, предотвращающее испарение паров нефти в атмосферу.	Принято. «газов» заменено «паров нефти»
64.	3.14 дожимная сепарационная насосная станция.	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в г. Тюмени	Рекомендуем изложить: «Объект системы сбора нефти и газа, предназначенный для сбора нефтегазоводяной смеси (продукции скважин), ступенчатой сепарации газа и транспортирования газа и нефтеводяной смеси по раздельным трубопроводам до объектов полной подготовки нефти и газа»	Принято частично. Изложено в следующей редакции: Объект системы сбора, предназначенный для транспортирования нефтеводяной смеси и газа после предварительной сепарации по раздельным трубопроводам до сооружений подготовки нефти и газа;
65.	Пп.3.24	Отдел по добыче и транспортировке газа технического управления	Изложить в редакции: «компрессорная станция перекачки газа: Сооружение, предназначенное для компримирования и подготовки газа с целью транспортирования нефтяного газа к потребителю»;	Отклонено. Технологической схемой КС (п. 6.3.13.10 данного стандарта) предусмотрена только очистка от мехпримесей и жидкости, подготовка не предусмотрена.
66.	п.3.25 стр.13.	ПАО «Газпромнефть»	ИЗМЕНИТЬ РЕДАКЦИЮ "конденсат газовый: природная смесь легких углеводородных соединений, находящихся в газе при определенных термобарических условиях в газообразном состоянии и переходящих в жидкую фазу при снижении температуры ниже температуры конденсации и/или при повышении давления выше давления конденсации;" В соотвествии с ГОСТ Р 54973-2012 принять в редакции "конденсат	Пояснение. Предлагаемая формулировка термина приведена в п.3.26.

			(попутного нефтяного газа): Смесь жидких компонентов, выделившихся из попутного нефтяного газа в результате изменения термобарических условий."	
67.	Пп.3.31	ТО «СургутНИПИнефть»	Определение «манифольд» изложить в редакции ГОСТ 28996-91: «Система трубопроводов с необходимой запорной, регулирующей и обратной арматурой, собранная по схеме, определяемой конкретным технологическим процессом».	Принято. П.3.31 изложен в предложенной редакции.
68.	Пп.3.44	Управление энергетики	Исключить, так как термин в тексте документа не используется.	Принято. Исключены п.3.44 и п. 3.45 (в результате корректировки текста).
69.	п.3.52 стр.15.	ПАО «Газпромнефть»	ИЗМЕНИТЬ РЕДАКЦИЮ "попутный нефтяной газ; ПНГ: Газообразная смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, добываемая совместно с нефтью через нефтяные скважины и выделяющаяся из нефти в процессе ее промысловой подготовки". В соотвествии с ГОСТ Р 54973-2012 принять в редакции "попутный нефтяной газ; ПНГ: Газообразная смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, добываемая совместно с нефтью через нефтяные скважины и выделяющаяся из нефти в процессе ее промысловой подготовки."	Принято. Добавлено «…и выделяющаяся из нефти в процессе ее промысловой подготовки.»
70.	3.67 Промысловый трубопровод	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	Предлагается редакция: Трубопровод для транспортирования газообразных и жидких продуктов, границей которого является входной фланец (по ходу движения продукта) выходной задвижки одного площадочного объекта и выходной фланец входной задвижки другого площадочного объекта.	Отклонено. Приведенная в п.3.67 формулировка соответствует ГОСТ Р 55990-2014. Предлагаемая дополнительная информация по определению границы промыслового трубопровода приведена в п.6.6.1 ссылкой на ГОСТ Р 55990.
71.	Подразд.3.69 (лист 16)	ТО «СургутНИПИнефть»	Данное определение не соответствует определению, приведенному в СП 155.13130.2014. Если дается ссылка на нормативный документ, определение должно быть воспроизведено полностью.	Пояснение. В текст термина внесено одно изменение : вместо неприменяемых «нефтепродуктов» использовано применяемое «нефтегазоводяная смесь».

72.	3.72 сепарационная установка.	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в г. Тюмени	Предлагаем следующее определение: Сепарационное оборудование из аппаратов, оснащённых, измерительными приборами давления, температуры, регулирующими устройствами уровня, предохранительными клапанами, предназначенное для отделения газа от нефти как в технологической линии дожимной сепарационной насосной станции, так и при автономном расположении».	Принято частично. 3.2 Изложено в следующей формулировке: Объект, предназначенный для отделения попутного нефтяного газа от нефти;
73.	п.3.72 стр.17	ПАО «Газпромнефть»	ИЗМЕНИТЬ РЕДАКЦИЮ "сепарационная установка: Сооружение, предназначенное для отделения попутного нефтяного газа от нефти;" Предлагается принять в редакции "сепарационная установка: Оборудование, предназначенное для отделения попутного газа от нефти;"	Отклонено. Сепарационная установка-сооружение, объект, а не оборудование. Сооружение, объект является объектом капитального строительства согласно п.10 ст.1 Градостроительного кодекса РФ, что и отражено в разделе 6.2.5. «Сепарационная установка» проекта рассматриваемого НС.
74.	П 3.72	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Так как сепарация определяется не только нефтью и газом, но и многими другими фазами флюида, таких как нефть в воде, вода в нефти, газ-нефть-вода, газ-вода. Рекомендуемое определение - Сооружение, предназначенное для разделения мульти-фазного флюида.	Отклонено. Предлагаемое изменение нецелесообразно.
75.	3.73 сеть инженерно-технического обеспечения.	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в г. Тюмени	Предлагаем сгруппировать с пунктом 3.78 «система инженерно-технического обеспечения»	Отклонено. В статье 2 Федерального закона №384-ФЗ от 30.12.2009г. приведены основные понятия таких терминов как «сеть инженерно-технического обеспечения» так и «система инженерно-технического обеспечения» о чем указано в настоящем проекте ГОСТ Р
76.	3.75	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО	Исключить термин в данной формулировке**:** п.3.75 **система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси (СИКНС):** Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем	Принято частично. Смысл формулировок терминов «СИКНС» и «узел учета нефти» по сути одинаков: Совокупность средств

		«ЛУКОЙЛ»	обработки информации и технологического оборудования, предназначенная для: – измерений массы нефтегазоводяной смеси методом прямых или косвенных измерений; – определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси; – измерений параметров нефтегазоводяной смеси; – отображения (индикации) и регистрации результатов измерений. Необходимо исключить ссылку на ГОСТ Р 8.615-2015 Заменить определением: **Узел учета нефти** – совокупность средств измерительной техники и вспомогательных устройств, которая предназначена для измерения, регистрации результатов измерения и расчетов объема и массы нефтегазоводяной смеси и массы нефти без учета воды, установленных на определенном месте технологического процесса.	измерений(измерительной техники),систем обработки информации и технологического оборудования (вспомогательных устройств), предназначенных для измерений массы нефтегазоводяной смеси (измерения, регистрации результатов измерения и расчетов массы нефтегазоводяной смеси), определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси(…массы нефти без учета воды и балласта), измерений параметров смеси(расчетов объема и массы), отображения и регистрации результатов измерений(регистрации результатов измерений)…..(установленных на определенном месте технологического процесса.). Последнее предложение « установленных на определенном месте технологического процесса» будет внесено в формулировку. Термин «узел учета нефти» использовался в РД 39-30-627-81, РД153-39.4-042-99, ВНТП 3-85 и других документах Миннефтепрома, в настоящее время не действующих. Термины «СИКН» ,»СИКНС» используются в действующей НТД, и широко используются специалистами отрасли. Замена терминов необоснована. Ссылка на ГОСТ Р 8.615-2015 исключена.
77.	Подразд.3.75 (лист 17)	ТО «СургутНИПИнефть»	СИКНС - привести данное определение в редакции ГОСТ Р 8.615-2005.	Отклонено. Термин «нефтеводяная смесь» принят по требованию Минэнерго для приведении терминологии в соответствии с законодательными документами РФ. Термин «сырая нефть» в проекте ГОСТ Р не используется. В ГОСТ Р 8.615-2005 необходимо вносить соответствующие изменения.
78.	П. 3.76	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО	п. 3.76. Исключить термин в данной формулировке: **система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН):** Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем	Отклонено. В термине СИКН использован термин «нефть добытая», определяющий область применения, по аналогии с

		«ЛУКОЙЛ»	обработки информации и технологического оборудования, предназначенная для измерения массы брутто нефти добытой методом прямых или косвенных динамических измерений, измерения параметров и показателей нефти, отображения (индикации) и регистрации результатов измерений; Дополнение, требования к СИКН (измерительным системам даю определенные нормативные документы, не требующие дублирования и формирования новых.	коммерческим узлом учета, и СИКНС по аналогии с оперативным узлом учета, как в недействующих РД Миннефтепрома. Термин «сырая нефть» не применяется. **нефть добытая:** жидкая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, отвечающая требованиям технического регламента, подготовленная к транспортировке магистральным трубопроводом, железнодорожным, автомобильным и водным транспортом и (или) к использованию в качестве сырья на нефтеперерабатывающих и нефтехимических производствах;
79.	Подразд.3.76 (лист 17)	ТО «СургутНИПИнефть»	Определение переработать. Читая данное определение имеем, что измерение массы брутто нефти добытой методом прямых или косвенных динамических измерений	Принято . Термин изложен в следующем виде «**система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН):** Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенная для измерения массы брутто **добытой нефти** методом прямых или косвенных динамических измерений, измерения параметров и показателей нефти, отображения (индикации) и регистрации результатов измерений».
80.	П. 3.77	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Исключить термин в данной формулировке**: п. 3.77 система измерений количества и параметров попутного нефтяного газа**: Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенная для: – измерений объема попутного нефтяного газа; – измерений параметров попутного нефтяного газа; – вычисления объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям; – отображения (индикации) и регистрации результатов измерений;	Принято частично. Аналогично ответу на зам.№20.

			Заменить определением: **Узел учета газа** – совокупность средств измерительной техники и вспомогательных устройств, которая предназначена для измерения, регистрации результатов измерения и расчетов объема газа, приведенного к стандартным условиям, установленных на определенном месте технологического процесса. Необходимо исключить ссылку на ГОСТ Р 8.615-2015	
81.	Подразд.3.77 (лист 17)	ТО «СургутНИПИнефть»	СИКГ - привести данное определение в редакции ГОСТ Р 8.615-2005.	Отклонено. Термин «свободный нефтяной газ» принят по замечаниям Минэнерго. Согласно правилам учета газа, объем ПНГ должен приводиться к стандартным условиям, а не нормальным.
82.	п.3.80	Управление капитального строительства производственных объектов	Изложить в редакции: «Скважина (буровая): Горно-техническое сооружение, включающее цилиндрическую горную выработку большой протяженности и малого диаметра, пройденную буровым инструментом в горных породах земной коры для изучения ее геологического строения, добычи полезных ископаемых, нагнетания в недра земли различных агентов, а также для контроля и наблюдений за состоянием недр [ГОСТ Р 53713 - 2009]»	Отклонено. Предложенное в проекте первой редакции рассматриваемого ГОСТ Р определение термина «скважина» полностью соответствует определение термина «скважина», приведенному в ГОСТ Р 55415-2013 и корреспондируется с термином «буровая скважина» ГОСТ 53554-2009. При этом в ГОСТ Р 53713-2009 определение термина «скважина» (буровая) отсутствует.
83.	п. 3.81	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	п. 3.81 Уточнить возможность применения ссылки **НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ** ГОСТ Р 55415 – 2013 «**МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГАЗОВЫЕ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ, НЕФТЕГАЗОВЫЕ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ** **Правила разработки»** В стандарте нет такого термина, имеется (термин «Скважина»). Стандарт имеет узкое назначение применительно к только для газовых и нефтегазовых и нефтеконденсатных месторождений.	Принято. В новой редакции ГОСТ Р в пункте 3.81 ошибочно представленный ГОСТ Р 55415-2013 будет заменен на ГОСТ Р 53713-2009.
84.	п.3.81 (лист 18)	«СургутНИПИнефть»	Заменить ссылку на ГОСТ Р 555415-2013 ссылкой на ГОСТ Р53713-2009. В ГОСТ Р 555415-2013 определение «скважина добывающая» отсутствует.	Принято. В новой редакции разрабатываемого ГОСТ Р вместо

			Определение в представленной редакции присутствует в ГОСТ Р 53713-2009.	ссылки на ГОСТ Р 55415-2013 будет представлена ссылка на ГОСТ Р 53713-2009.
85.	п.3.82	Филиала ООО «ЛУКОЙЛ - Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени	допущена ошибка, неправильно указано назначение нагнетательной скважины. Существующая редакция: п.3.82 скважина нагнетательная: Скважина, предназначенная для извлечения из залежей нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов; (ГОСТ Р 53713-2009). Автор видимо перепутал и написал назначение добывающей скважины. Рекомендуемая редакция: п.3.82 скважина нагнетательная: Скважина предназначена для закачки рабочего агента в пласт.	Принято. В новой редакции ГОСТ Р пункт 3.82 будет изложен в следующей редакции: «3.82 скважина нагнетательная: Скважина, предназначенная для воздействия на продуктивные пласты путем нагнетания (закачки) в них воды, газа, пара и других рабочих агентов; [ГОСТ Р 53713-2009]
86.	3.82	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми	Нагнетательная скважина предназначена для закачки в пласт, а не для извлечения	Принято. В новой редакции ГОСТ Р пункт 3.82 будет изложен в соответствии с замечанием «ПермНИПИнефть»
87.	п.3.82 (лист 18)	«СургутНИПИнефть» ТО «СургутНИПИнефть» Управление капитального строительства производственных объектов	Заменить определение «скважина нагнетательная»: Скважина, предназначенная для извлечения из залежей нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов; [ГОСТ Р53713-2009] на определение «скважина нагнетательная»: Скважина, предназначенная для воздействия на продуктивные пласты путем нагнетания (закачки) в них воды, газа, пара и других рабочих агентов. В процессе разработки в число нагнетательных скважин в целях развития системы воздействия могут переводиться скважины других видов [ГОСТ Р 53713 - 2009] *В представленной редакции определение «скважина нагнетательная» неверно, не соответствует определению по ГОСТ Р53713-2009.*	Принято. В новой редакции разрабатываемого ГОСТ Р определение термина «скважина нагнетательная» будет приведено в соответствии с ГОСТ Р 53713-2009.
88.	п.3.83	Управление капитального строительства	Изложить в редакции: «Скважина специальная: Скважина, предназначенная для добычи технической воды (водозаборные скважины), для сброса промысловых вод (поглощающие скважины),закладки выбуренной породы, других специальных целей (создание и эксплуатация подземных хранилищ газа,	Отклонено. Редакция пункта 3.83, представленная в первой редакции проекта рассматриваемого ГОСТ Р, полностью соответствует ГОСТ Р 53713-2009.

		производственных объектов	нефти, закачки рабочего агента в пласт); [ГОСТ Р 53713 - 2009]»	
89.	п.3.83 (лист 18)	«СургутНИПИнефть»	Дополнить (внести) определение водозаборных скважин: «п.3.84 скважина специальная: Скважина, предназначенная для добычи технической воды (водозаборные скважины предназначенные для временного технического водоснабжения при бурении скважин и поддержания пластового давления в процессе разработки)», и далее по тексту Необходимо выделить из категории специальных скважин водозаборные скважины, т.к. к проектированию, обустройству, эксплуатации, а также к экспертной оценке данной категории скважин, в соответствии с действующими нормативными документами и законодательством РФ, предъявляются отдельные требования, отличные от требований к остальным видам специальных скважин отнесенных к данной категории (для сброса промысловых вод (поглощающие скважины, закладки выбуренной породы, других специальных целей (создание и эксплуатация подземных хранилищ газа, нефти).	Отклонено. Термин приведен корректно.
90.	Подразд.3.86 (лист 18)	ТО «СургутНИПИнефть»	«... процессов **т** охранного теленаблюдения);» убрать «т»	Принято Исправление внесено.
91.	3.90	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми	Вытеснение нефти паром не производится, закачка пара в нефтяной пласт осуществляется для разогрева нефти и снижения ее вязкости.	Принято. Из формулировки п.3.91 исключено «вытеснение нефти паром».
92.	Подразд.3.92 (лист 19)	ТО «СургутНИПИнефть»	Убрать двоеточие, поставить тире, иначе теряется смысл. Данный абзац введен ФЗ от 04.03.2013 №22-ФЗ, в первоначальной редакции его нет.	Пояснение. Весь текст откорректирован в соответствии с ГОСТ Р 1.5-2001.
93.	Подразд.3.94 (лист 19)	ТО «СургутНИПИнефть»	Предлагается изложить в следующей редакции: «Трубопровод технологический: Трубопровод в пределах промышленных предприятий, по которому транспортируется сырье, полуфабрикаты и готовые продукты, пар, вода, топливо, реагенты и другие вещества, обеспечивающие ведение технологического процесса и эксплуатацию	Принято. Следующая уточненная редакция «Трубопровод в пределах технологической площадки промышленного предприятия, по которому транспортируется сырье ,

			оборудования».	полуфабрикаты и готовые продукты, пар, вода, топливо, реагенты и другие вещества, обеспечивающие ведение технологического процесса и эксплуатацию оборудования, находящегося на балансе предприятия». (гост 32569-2013).
94.	3.97 установка дозированной подачи химреагента	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в г. Тюмени	Рекомендуем: Установка дозирования химреагентов, предназначенная для химической обработки продукции нефтяных и газовых скважин в системе сбора, подготовки и транспортирования нефти и газа: деэмульсации нефти, предотвращения коррозии, солеотложения, парафиноотложения	Отклонено. Считаем приведенную формулировку корректной. Определение понятия термина «установка дозированной подачи химреагента» приято в соответствии с текстом п.6.2.9 настоящего проекта ГОСТ Р.
95.	Подразд.3.99 (лист 19)	ТО «СургутНИПИнефть»	Вторая часть определения непонятна.	Пояснение. Термин откорректирован при экспертизе в Минэнерго с использованием юридической терминологии.
96.	п.3.100	Отдел по добыче и транспортировке газа технического управления	Изложить в редакции «установка подготовки попутного нефтяного газа: Сооружение, обеспечивающее осуществление технологического процесса осушки газа, снижения в попутном нефтяном газе твёрдых частиц, тяжёлых углеводородов, аэрозолей, капельной влаги, серосодержащих примесей, с целью его дальнейшего использования;»	Принято. После ... технологического процесса дополнено ...осушки газа... и далее по тексту...
97.	п. 3.102	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	**факельная установка:** Объект, предназначенный для сжигания постоянных, периодических и аварийных сбросов горючих газов и паров; Термин взят из ГОСТ Р 55990 – 2014 **НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ Месторождения нефтяные и газонефтяные ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ** Нормы проектирования, который не годится для стандарта, который описывает требования к нефтяным месторождениям.	Пояснение В ГОСТ Р 53681-2009 Нефтяная и газовая промышленность. Общие технические требования, а также в Руководстве по безопасности факельных систем. Утв. Ростехнадзором 26.12.2012,№779 отсутствует определение факельной установки. Термин по ГОСТ Р 55990-2014 полностью соответствует требуемым функциям факельной установки.. приведенным в Национальном стандарте.(раздел 3.)
98.	п. 3.104	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Уточнить возможность применения насосов в затапливаемом шурфе и мощность насосов в шурфе.	Отклонено. В п.3.104 приведена формулировка термина. Информация по шурфу приведена в подразделе 6.4.1.3.

				Запрашиваемая информация определяется при проектировании.
99.	п.3.104 (лист 20)	«СургутНИПИнефть»	Изложить в редакции: «Шурф: Вертикальная горная выработка круглого сечения, небольшой глубины, предназначенная для размещения в ней оборудования для закачки воды с целью ППД (вспомогательное горнотехническое сооружение, обсаженное одной или несколькими колоннами труб), проведения геологоразведочной съемки, разведки полезных ископаемых и других целей» Принято. В п.3.104 новой редакции в термин «шурф» элемента «термины и определения» добавлено словосочетание (вспомогательное горнотехническое сооружение, обсаженное одной или несколькими колоннами труб).	Пояснение. В первой редакции проекта рассматриваемого ГОСТ Р уже было добавлено словосочетание (вспомогательное горнотехническое сооружение, обсаженное одной или несколькими колоннами труб). Предложенная редакция полностью соответствует рассматриваемой редакции проекта .
100.	п.3.104	производственный отдел по добыче нефти и ППД	Изменить определение «Шурф» на «Шурф - шурфная насосная станция», так как далее по тексту используется определение «шурфная насосная станция»	Отклонено. Считаем приведенное определение термина в проекте ГОСТ Р более корректным.
101.	4. Обозначения и сокращения	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Ввести сокращения: УУН – узел учета нефти; УУГ – узел учета газа Внести сокращения взамен СИКНС, СИКГ.	Отклонено. В соответствии с действующей НД приведены СИКНС и СИКГ.
102.	4.Обозначения и сокращения	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в г. Тюмени	УДПХ - установка дозированной подачи химреагентов Предложение: УДХ – Установка дозирования химреагентов	Отклонено. В функции УДПХ входит, как «дозирование химреагентов», так и «подача химреагентов в объекты обустройства месторождений нефти».
103.	П.4 Обозначения и сокращения	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	ЭПУ – что значит – электропитающая установка? А не электропогружная? Уточнить.	Уточнение. Сокращение ЭПУ (электропитающая установка) было ошибочно включено в первой редакции ГОСТ Р. В новой редакции ГОСТ Р сокращение ЭПУ будет

				исключено из пункта 4 «Обозначения и сокращения», так как в тексте ГОСТ Р оно не используется
104.	П.4 Обозначения и сокращения	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Добавить расшифровку ПАЗ	Пояснение. В проекте НС термин ПАЗ не упоминается в связи с отсутствием необходимости обязательного применения ПАЗ на объектах обустройства месторождений нефти(ФНИП «Правила безопасной эксплуатации в нефтяной и газовой промышленности»). Применение ПАЗ применяется в Добывающих Компаниях в соответствии корпоративными НД.
105.	Раздел 4	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Применение сокращения ДСНС должно быть увязано с другими нормативными документами. Такое сокращения больше нигде не встречается. Считаем избыточным выделение термина ДСНС. В общем случае это и есть ДНС. Оправдано только выделение отдельного термина для мультифазной насосной станции.	Отклонено. Раздел 6.2.7 «Дожимная насосная станция» (ДНС) – общие требования к ДНС. Подраздел 6.2.7.1. «Дожимная сепарационная насосная станция « (ДСНС).Подраздел 6.2.7.2. «Дожимная мультифазная насосная станция» (ДМНС). Мультифазные насосы начали использовать в РФ с середины 1990 годов наряду с дожимными сепрационными станциями, что не нашло должного отражения в НД .
106.	Разд.4 (лист 21)	ТО «СургутНИПИнефть»	Исправить сокращение «НУ», должно быть «ИУ» - измерительная установка	Принято Исправление внесено.
107.	Разд.4 (лист 22)	ТО «СургутНИПИнефть»	Исправить сокращение «НАВ», должно быть «РАВ» - поверхностно-активные вещества	Принято Исправление внесено.
108.	Разд.4 (лист 20) и далее по тексту проекта ГОСТ	«СургутНИПИнефть»	Обозначение «АСУТП» заменить на «АСУ ТП» в соответствии с п.3.1.1 ГОСТ 21.408-2013	Принято. Исправлено.

109.	Глава 4	УПБЭ	Содержание главы 4 «Обозначения и сокращения» предлагается актуализировать, включив в нее все сокращения, использованные в тексте документа (например АУПВ, БИК, ГОТВ, ГО, ЕСГ и т.д.), а также исключив неиспользуемые (например, АУППТ, БП, СУГ и др.).	Принято. В новой редакции разрабатываемого ГОСТ Р будут внесены соответствующее изменение.
110.	Раздел 5	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Предлагаем дополнить раздел 5 – «На площадках замерных установок устьев нагнетательных, поглощающих и сеноманских скважин, компрессорных воздуха, узлов замера газа, других аналогичных объектах, а также на площадках устьев нефтяных скважин месторождений Западной Сибири сбор и канализование дождевых стоков не производятся» (п.3.25 ВНТП 3-85). В настоящее время при проектировании выше перечисленных объектов Западной-Сибири данное требование выполняется. Дополнить ГОСТ данным требованием необходимо для исключения в дальнейшем замечаний от ГГЭ по необходимости предусматривать сбор и канализование дождевых стоков в проектной документации. Выполнение дополнительных мероприятий по сбору и канализованию дождевых стоков на кустах скважин приведет к увеличению капитальных затрат на проектирование, строительство и эксплуатацию объектов. Предлагаем дополнить раздел 5 – «На площадках замерных установок устьев нагнетательных, поглощающих и сеноманских скважин, компрессорных воздуха, узлов замера газа, других аналогичных объектах, а также на площадках устьев нефтяных скважин месторождений Западной Сибири сбор и канализование дождевых стоков не производятся».	Отклонено. В разделе 6.8 «Водоотведение» ,подразделе 6.8.3 «Производственно-дождевая канализация» в п.6.8.3.1 приведено: «На площадках измерительных установок , устьев нагнетательных и сеноманских скважин, компрессорных воздуха, узлах замера газа, других аналогичных объектах, а также на площадках устьев нефтяных скважин(одиночных и расположенных на кустах скважин), сбор и канализование дождевых стоков не производятся, за исключением площадок устьев нефтяных и нагнетательных скважин, оборудованных приустьевыми шахтными колодцами , дождевые стоки из которых поступают в емкости сбора стоков для последующего вывоза на очистные сооружения или допускается периодическая откачка непосредственно из шахтных колодцев специализированной техникой в передвижные емкости , при этом эксплуатирующая организация обязана не допускать повышения уровня дождевых стоков в шахтных колодцах выше уровня нижнего основания колонны головки. При ремонте названных объектов сбор загрязненных стоков осуществляется в инвентарные поддоны и емкости.» Приводим данный абзац в разделе 5 «Общая информация» нецелесообразно
111.	Главы 5-6	УПБЭ	В главах 5 и 6 рекомендуется заменить слова «федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности» акронимом ФНиП.	Принято. В новой редакции разрабатываемого ГОСТ Р будет внесено соответствующее изменение.
112.	П. 5.1	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО	Проектирование объектов обустройства месторождений нефти должно выполняться на основании утверждённых в установленном порядке **технических проектов на разработку месторождений углеводородного**	Отклонено. В соответствии с требованиями статьи 23.2 Закона РФ

		«ЛУКОЙЛ»	**сырья.** Данное определение не позволит вносить изменения, реконструкцию, перевооружение т.к. технические проекты на разработку не меняются. Второй абзац дополнить: Сбор, подготовка, нефти и газа являются составными частями процессами добычи нефти и газа. Термин «Правил учета нефти». «Добыча нефти» - комплекс технологических и производственных процессов по извлечению нефти из недр на земную поверхность, сбору и подготовке.	« О недра» и Постановления Правительства РФ от 03марта 2010г.№118 в процессе освоения месторождения углеводородного сырья составляется несколько различных видов технических проектов на разработку, включая проект пробной эксплуатации, технологическую схему разработки, технологический проект разработки и дополнения к ним. Поэтому при внесении изменения, реконструкции, техперевооружении проектирование объектов обустройства месторождений нефти также должно выполняться с использованием утверждённых в установленном порядке технических проектов на разработку месторождений. Считаем нецелесообразным дополнение второго абзаца.
113.	П. 5.1	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Исключить текст выделенный жирным шрифтом: 5.1 В проектах обустройства месторождений нефти следует предусматривать: **Исключить:** использование наилучших доступных технологий и оборудования, обеспечивающих рациональное использование природных ресурсов и экономное расходование материальных и топливно- энергетических ресурсов; – **использование специализированного программного обеспечения при разработке вариантов схем сбора** нефтегазоводяной смеси, заводнения пласта, разработку технологического процесса подготовки нефти, газа и пластовой воды до получения заданных проектной документацией параметров, и транспортирования добытых нефти и газа до сооружений внешнего транспорта; Не разработаны НДТ. Не указано где взять **специализированное программное обеспечение при разработке вариантов схем сбора.**	Замечание 1. Касающееся исключения использования наилучших доступных технологий (НТД) из пункта 5.2 настоящего проекта ГОСТ Р отклонено. Федеральным законом №219-ФЗ от 21.07.2014г. Федеральный закон от 10.01.2002 года №7-ФЗ «Об охране окружающей среды» был дополнен статьей 28.1 «Наилучшие доступные технологии» (НДТ). Распоряжением Правительства РФ от 24.12.2014г., №2674-р был утвержден «Перечень областей применения наилучших доступных технологий», где в том числе было указано, что добыча нефти и природного газа относится к перечню областей применения НДТ. Распоряжением Правительства РФ №2178-р был утвержден поэтапный график создания в 2015÷2017 годах информационно-технических справочников НДТ (ИТС НДТ). В результате уже в 2016 году в России для нефтегазовых проектов появилась возможность применения наилучших доступных технологий (НДТ), касающихся очистки сточных води (или) обезвреживания отходов термическим способом, учитывая введение в действие в 2016 году соответствующих информационно-технических справочников (ИТС 8-2015 и ИТС 9-2015). Со второй

				половины 2017 года расширялась деятельность по применению в нефтегазовых проектах НДТ касающихся утилизации и обезвреживания отходов термическим способом (ИТС 15-2016), размещения отходов производства и потребления (ИТС 17-2016) промышленных систем охлаждения (ИТС 20-2016) очистки вредных (загрязняющих веществ в атмосферный воздух (ИТС 22-2016), общих принципов производственного экологического контроля и его метрологического обеспечения (ИТС 22.1-2016). Со второй половины 2018 года можно ожидать массовое применение в нефтегазовых проектах НДТ в добыче, сборе, подготовке и транспортирования нефти, попутного нефтяного газа, пластовой воды, учитывая введение в действие с 1 июля 2018 года соответствующих ИТС НДТ по добыче нефти, природного газа, переработки нефти, сжиганию топлива, сокращению выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ, переработке природного и попутного газа. При этом с 2019 года проектирование новых предприятий (и прежде всего нефтегазовых объектов) будет базироваться исключительно на основе наилучших доступных технологий. Замечание 2. Принято частично. Имеется в виду специализированное программное обеспечение (сертифицированные программы) по расчетам технологических процессов по сбору и подготовке нефтегазоводяной смеси. Эксперт обратил внимание на некорректность абзаца. Предлагаем следующую формулировку абзаца: «- использование специализированного программного обеспечения при разработке технологического процесса по сбору и подготовки нефти, газа и пластовой воды и транспортировании добытых нефти и газа до сооружений внешнего транспорта;».
114.	п.5.1	Управление	Первый абзац изложить в редакции: «Проектирование объектов обустройства месторождений нефти должно выполняться на основании	Принято.

		капитального строительства производственных объектов	утверждённых в установленном порядке технических проектов на разработку месторождений углеводородного сырья или иной проектной документацией на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр.»	Пункт 3.100 будет отредактирован. При этом союз «или» будет заменен на союз «и» в соответствии с законом РФ «О недрах» (статья 23_2).
115.	п.5.2	УПБЭ	В пункте 5.2 формулировку «осуществление проведения мониторинга компонентов окружающей среды» следует заменить на «осуществление проведения мониторинга компонентов природной среды» (ст. 1 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ).	Принято. В новой редакции разрабатываемого ГОСТ Р будет внесено соответствующее изменение.
116.	П. 5.2	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	- максимальное применение бескомпрессорного транспортирования попутного нефтяного газа после первой ступени сепарации до потребителей (ГПЗ, Уточнить возможность повсеместно применять снижение, которого может привести к ухудшению качества нефти.	Пояснение. Имеется в виду использование энергии пласта или добывающих насосов вместо компрессоров.
117.	п.5.2. стр.25	ПАО «Газпромнефть»	Добавить: "- применение систем подготовки попутного нефтяного газа после первой и второй ступени сепарации при его подаче в газопотребляющее оборудование и/или системы транспорта до потребителей."	Принято. Добавлено после абзаца по применению безкомпрессорного транспортирования попутного нефтяного газа.
118.	п.5.2. стр.25	ПАО «Газпромнефть»	ИЗМЕНИТЬ РЕДАКЦИЮ"- максимальное применение бескомпрессорного транспортирования попутного нефтяного газа после первой и второй ступени сепарации до потребителей (ГПЗ, головных компрессорных станций, энерговырабатывающего оборудования для собственных нужд)"; Принять в редакции "- применение бескомпрессорного транспортирования попутного нефтяного газа после первой и второй ступени сепарации до потребителей (ГПЗ, головных компрессорных станций, энерговырабатывающего оборудования для собственных нужд)";	Принято. Исключено слово «максимальное».
119.	П. 5.3.	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ	Указать способы и методы решений по данному требованию: 5.3Величина уровня использования попутного нефтяного газа должна	Отклонено.

		и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	соответствовать требованиям постановления Правительства Российской Федерации от 08.11.2012 № 1148 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газ. Следует указывать способы решения проблемы. Выделять категории и типы оборудования для зачета платежей за выбросы.	Выделение категорий и типов оборудования для зачета платежей за выбросы лежат за рамками настоящего проекта национального стандарта Российской Федерации.
120.	п.5.4.	ДОДНГ ПАО «ЛУКОЙЛ»	Так как Постановление Правительства № 1148 определяет только стимулирующее воздействие на недропользователя, предлагается изложить после слов соответствовать - "лицензионным соглашениям и техническим проектам на разработку месторождений".	Принято. Пункт 5.4. в новой редакции проекта ГОСТ Р будет изложен в следующей редакции: «5.4. Величина уровня использования попутного нефтяного газа должна соответствовать лицензионным соглашениям, техническим проектам на разработку месторождений и требованиям постановления Правительства России от 08.11.2012 года №1148 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа».
121.	п.5.5. стр.26	ПАО «Газпромнефть»	ИЗМЕНИТЬ РЕДАКЦИЮ " Использование газообразного топлива на собственные нужды (включая энергетические) должно обеспечиваться с примененим современных горелочных устройств, обеспечивающих максимально эффективное использование без дополнительной подготовки и минимальные вредные выбросы загрязняющих веществ в окружающую среду." Принять в редакции "Использование газообразного топлива на собственные нужды (включая энергетические) должно обеспечиваться с применением систем подготовки газа и современных горелочных устройств, обеспечивающих максимально эффективное использование и минимальные вредные выбросы загрязняющих веществ в окружающую среду."	Принято в предложенной редакции.
122.	П. 5.7	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Следует упомянуть о наиболее частых проблемах с коррозией от содержания хлоридов, а в газе от СО2. Оговаривается только СКР.	Пояснение. В разделе 6.16 «Защита от коррозии» есть ссылки на специализированную НТД.

123.	Подразд.5.7 (лист 27)	ТО «СургутНИПИнефть»	«- применение неметаллических труб и фасонных изделий» данное положение требует конкретных рекомендаций, какие трубы и для каких веществ разрешается применять. Т.к. данное положение может противоречить п.6.3.26 Сп 231.1311500.2015 «Не допускается применять для перемещения ГЖ и ГГ трубопроводы из стекла и др. хрупких материалов, а также надземные трубопроводы из горючих и трудногорючих материалов (фторопласт, полиэтилен, винипласт и др.).	Пояснение. «Неметаллические трубы и фасонные изделия» имеют широкий спектр выпускаемых изделий, применяемых в соответствии с разрешениями ,указанными в ТУ и других документах, сопровождающих изделия.
124.	П.5.7.	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Устранить описку вместо «химическая нейтрализация агрессивной среды» записать «химическую нейтрализацию агрессивной среды»	Принято. Исправлено.
125.	Подразд.5.9 (лист 27)	ТО «СургутНИПИнефть»	Последний абзац данного пункта предлагается исключить, т.к. требования ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» к проектированию отражены не только в указанных разделах. Либо указать разделы согласно первоисточнику, т.е. римскими цифрами.	Принято. Разделы будут указаны римскими цифрами.
126.	п.5.9	ДОДНГ ПАО «ЛУКОЙЛ» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	Разработка технологического процесса подготовки нефти, газа, и пластовой воды дополнить следующим подпунктом: - расчёт технологических потерь при добыче и транспортировке газа.	Принято. В текст добавлено «природного газа, газового конденсата и попутного(нефтяного) газа». Ниже приведены три основных документа, рекомендованные в настоящее время Минэнерго РФ для расчета технологических потерь: 1. Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти при добыче ,технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождений (приказ Минэнерго РФ №122 от 22.04.99). 2. Методические рекомендации по определению и обоснованию технологических потерь природного газа, газового конденсата и попутного (нефтяного) газа при добыче, технологических связанных с принятой схемой и технологией разработки месторождения (Минэнерго 30.07.12г.) 3. 3.Методические рекомендации по определению

				технологических потерь нефти из технологических резервуаров при добыче нефти (Минэнерго 31.03.15).
127.	Раздел 5 п.5.9	ОАО «ТомскНИПИнефть»	В расчет технол. процесса предлагается включать «расчет технологических потерь нефти при добыче по каждому месту образования и технологическому объекту». Для реализации указанных требований, просим дать пояснения, что подразумевается под данным расчетом и указать методики их выполнения.	Пояснения. Ниже приведены три основных документа, рекомендованные в настоящее время Минэнерго РФ для расчета технологических потерь: 4. Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти при добыче ,технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождений (приказ Минэнерго РФ №122 от 22.04.99). 5. Методические рекомендации по определению и обоснованию технологических потерь природного газа,газового конденсата и попутного (нефтяного) газа при добыче, технологических связанных с принятой схемой и технологией разработки месторождения (Минэнерго 30.07.12г.) 6. 3.Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти из технологических резервуаров при добыче нефти (Минэнерго 31.03.15). В каждом из документов разъясняется, что относится к технологическим потерям, что является источником потерь и т.д. При добыче нефти на месторождениях с герметизированными системами сбора и подготовки источником возможных технологических потерь нефти могут являться места промыслового обустройства месторождений, на которых производится сепарация (разделение) нефти, нефтяного газа и попутно добываемой воды
128.	Раздел 5 п.5.9	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Опросные листы и технические требования не входят в разработку технологического процесса, и входят в состав проектной продукции, а	Отклонено. Постановление Правительства №87 определяет состав

			именно - рабочей документации. В данном пункте речь идет не о проектной продукции, иначе надо тогда приводить информацию о составе ПД (тома ИОС, ПЗ и т.д.) Требование п.5.9 необходимо откорректировать и исключить из него запись про опросные листы и технические требования.	разделов ПД. В 5.9 рекомендован перечень параметров и расчетов при разработке технологического процесса подготовки нефти,газа и пластовой воды , которые при оформлении ПД будут включены в состав
129.	Раздел 5 п.5.10	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Из требования пункта *«На технологической схеме должны быть показаны основное и вспомогательное оборудование, необходимые потоки, трубопроводы и запорно-регулирующая арматура для обеспечения пуска и остановки процесса, приведена таблица технологических параметров, включающая технологические параметры (расхода, плотности и температуры потока, технологического и расчетного давления) и технические характеристики принятого оборудования, запорно-регулирующей арматуры»* предлагаем удалить сведения, приведенные в скобках: (расхода, плотности и температуры потока, технологического и расчетного давления). При проектировании площадочного объекта, как правило, выполняется материальный баланс, в котором указываются данные сведения. Дополнительно приводить эти данные в схеме считаем не целесообразным. Предлагаем изложить в редакции: На технологической схеме должны быть показаны основное и вспомогательное оборудование, необходимые потоки, трубопроводы и запорно-регулирующая арматура для обеспечения пуска и остановки процесса, технические характеристики принятого оборудования, запорно-регулирующей арматуры.	Отклонено. Для унификации оформления технологических схем приведены данные рекомендации, с наиболее часто приводимой информацией
130.	П. 5.12 (новый)	«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Проектирование технологического процесса должно обеспечивать необходимый уровень промышленной безопасности. Для этого требуется сначала определить все возможные источники опасности (провести HAZID), согласно требованиям ГОСТ Р 51901.1-2002 (МЭК 61882:2001) Менеджмент риска. Анализ риска технологических систем. Затем необходимо оценить их влияние на работоспособность технологических систем (провести HAZOP), согласно ГОСТ Р 51901.11–2005 (МЭК 61882:2001) Менеджмент риска. Исследование опасности и работоспособности. Прикладное руководство. После получения рекомендаций исследования HAZOP, следует пересмотреть технологические решения, и в случае необходимости -	Принято частично. Пункты 49,378 ФНиПа «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» требуют организацию контроля образования взрывоопасных смесей и отклонения технологических параметров с дальнейшим остановом или переводом в безопасное состояние как непосредственно механическими блокировками ,так и выполнение блокировок в системе АСУТП, но «Правила ….» не требуют создания автономной системы противоаварийной защиты(ПАЗ) в

			провести выбор уровня надёжности и функциональной безопасности системы ПАЗ в составе АСУТП, согласно ГОСТ Р (МЭК 61508-2007) функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью (Части 1-7) и ГОСТ Р (МЭК 61511-2011) Безопасность функциональная. Системы безопасности приборные для промышленных процессов (Части 1-3).	отличии от ФНиП «Правила безопасности в нефтехимической промышленности.» Организация автономной противоаварийной системя защиты (ПАЗ) установки увеличивает капвложения, и может применяться (ПАЗ) в соответствии внутренними нормативными документами Компании. Требования п.49,378 отражены в 6.3.1.Подготовка нефти, газа и воды. Общая часть» (п.6.1.15-6.3.1.39., в 6.3.3. «Установка подготовки нефти» (п.6.3.12-6.3.3.23).,в 6.3.10.Насосная перекачки нефти» (6.3.10.6.,6.3.10.13-6.3.10.18).,в 6.3.11. «Насосная перекачки пластовой воды»(6.11.4-6.3.1112).,в 6.3.13. «Компрессорная утилизации газа» (6.3.13.24.-6.3.13.21.,6.3.13.44.,6.3.13.59.).и т.д., а также в 6.9 «АСУТП» 6.9.5.-6.9.9). В соответствии с замечанием в раздел 2 будут добавлены ссылки на: ГОСТ Р 51901.1-2002 «Менеджмент риска. Анализ риска технологических систем» ГОСТ Р 51901.11 – 2005 «Менеджмент риска. Исследование опасности и работоспособности. Прикладное руководство». • ОСТ 34.601–90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»; • ГОСТ 34.602–89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы»; • ГОСТ 34.603–92 «Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем».
131.	Пп.5.12	Управление энергетики	Первое предложение пункта изложить в редакции: «Технологическое оборудование с вращающимися элементами (насосы, компрессоры, АВО, электродвигатели), а также теплообменное оборудование должно иметь не	Отклонено. В п.5.12 речь идет о комплектном оборудовании.

			менее одной резервной единицы при количестве рабочих единиц оборудования до пяти включительно, и две резервные единицы при количестве рабочих единиц оборудования больше пяти»	Электродвигатель входит в комплект.
132.	Подразд.5.13 (лист 28)	ТО «СургутНИПИнефть»	Третий абзац. Заменить по тексту слово «токсичного» на «токсического»	Принято. Исправление внесено.
133.	П. 5.13	«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	По экономическим возможностям проекта рекомендуем проводить расчеты резервирования на основании расчета надежности оборудования. Нельзя регламентировать, к примеру, Опытно Промышленную Разработку, где резервирование вообще не требуется, или наоборот, также по результатам семинара HAZOP может потребоваться дополнительная единица оборудования к имеющемуся резерву. Так же упомянуть ссылку на ГОСТ 18322-2016 СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ТЕХНИКИ. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ГОСТ 27.301-95 НАДЕЖНОСТЬ В ТЕХНИКЕ. РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ и ГОСТ 18322-2016 СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ТЕХНИКИ. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ Исключить какие-либо требования к резервированию.	Отклонено. При разработке НС учитывалась сложившаяся успешная практика обустройства месторождений нефти, рекомендованная во многом при рассмотрении проекта документа в Минэнерго представителями рабочей группы по техническому регулированию. В п.5.12 приведены рекомендации по резервированию насосно-компрессорного оборудования, с возможностью не применения резерва для насосов и компрессоров, работающих периодически , для компрессоров и АВО при обосновании в проекте, не применение резерва для КНС при определенных условиях и определения резерва емкостного оборудования при проектировании. Требования по резерву применены только для насосного оборудования с непрерывным режимом работы, причем включены данные требования на стадии рассмотрения документа в рабочей группе Минэнерго. Предлагаемые для ссылки ГОСТ определяют расчет надежности применяемой техники на основании конструктивных элементов и т.п., что потом вносится изготовителем в паспорт в виде данных для пользователя. В рассматриваемом проекте ГОСТ Р принципы резервирования определялись в первую очередь непрерывностью технологического процесса.
134.	П. 5.14 (бывший 5.13)	ООО «ЛУКОЙЛ-	Добавить: … а также требованиям «Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств". Утв. Ростехнадзором 11.03.2013,	Отклонено. Достаточно ссылки на ФНИП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», к которой

		Инжиниринг»	№ 96».	относятся месторождения нефти.
135.	Подразд.5.15	Управление промышленной безопасности и охраны труда	Изложить в следующей редакции: «Для всех ОПО I, II, III классов опасности разрабатываются планы мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 26 августа 2013 года №730 и Приложением 1 к Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».	Принято частично. Планы мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (ПЛА) разрабатывается на основании требований п.4 главы II Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности/ Требования к специальным разделам ПЛА устанавливаются в соответствии с приложением N 1 к настоящим Правилам. Принято в следующей редакции: «….№730 ,главой II и приложением 1 к ФНИП…».
136.	П. 5.17	«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Добавить в Компоновочные решения технологического комплекса сбора, подготовки нефти, газа и воды должны обеспечивать: – свободный доступ к оборудованию, арматуре, приборам контроля и автоматизации и возможность их замены; – Безопасные эвакуационные пути обслуживающего персонала;	Отклонено. – В п.5.16(уточненный п.5.17) приведен первый абзац: - свободный доступ к оборудованию, арматуре, приборам контроля и автоматизации; – В п.5.29 приведена информация по основным проходам по фронту обслуживания машин и аппаратов при наличии постоянных рабочих мест и периодического обслуживания.
137.	п.5.25	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Для сбора разлившейся жидкости и атмосферных осадков необходимо предусматривать различные системы и ёмкости (см. письмо АО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ» № исх-0807-17 от 11.05.2017г.). Предложение: Сток с технологических площадок предусматривать через распределительный узел с задвижками (нормально закрытыми), позволяющими направлять проливы продукта в специальные технологические ёмкости, либо, при нормальных условиях, дождевые стоки в систему дождевой канализации. Откорректировать	Не принято. В п.6.8.3.2 раздела 6.8 «Водоотведение» предусмотрен «Сток с обвалованных (огражденных стенами) резервуаров с ЛВЖ, ГЖ , токсичными жидкостями, надлежит предусматривать через распределительный узел с задвижками (нормально закрытыми), позволяющими направлять проливы продукта в специальные технологические емкости , либо, при нормальных условиях, дождевые стоки в систему производственно-дождевой канализации.» Сбор дождевого стока и разлившейся жидкости с

				технологических площадок без РВС аналогично п.5.25.
138.	Подразд.5.25 (лист 30)	ТО «СургутНИПИнефть»	Подобное разделение откачки из специальной емкости добавляет лишние трубопроводы в технологический процесс, достаточно откачать данную жидкость на очистные сооружения, иначе откачать раздельно ЛВЖ и ГЖ атмосферные осадки проблематично, т.к. присутствие компонентов одного в другом будет всегда присутствовать.	Принято частично. Термин «специальная ёмкость « заменен на «ёмкость для сбора стоков». Жидкость с значительным содержанием нефти после аварийного разлива нефти на площадке следует направлять из ёмкости стоков в технологический процесс из-за возможного нарушения технологического процесса очистных сооружений.
139.	Раздел 5, п.5.26	«ЛУКОЙЛ- Инжиниринг»	Какие требования безопасности имеются в виду, на какие нормативные документы ссылается данный пункт?	Пояснение. Пункт самодостаточный ,имеются в виду общие понятия по безопасности. Требования к взрывопожарной и пожарной безопасности, а также соответствующие нормативные документы приведены в п 5.27 и п.5.29настоящего проекта ГОСТ Р.
140.	Подразд.5.26 (лист 30)	ТО «СургутНИПИнефть»	Убрать вопросительные знаки в конце пункта.	Принято Исправление внесено.
141.	П.5.26	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Исключить восклицательные знаки в конце предложения	Принято. Исправлено
142.	Подразд.5.28 (лист 31)	ТО «СургутНИПИнефть»	Желательно, чтобы документ был полным и не содержал ссылок относительно выполняемых требований к другим документам, лучше повторить указанные требования. Иначе пока доберешься до необходимого требования пройдешь 2-3 ссылки. Это неудобно и не ускоряет процесс проектирования.	Отклонено. В соответствии с требованиями разработки нормативных документов копирование пунктов из других нормативных документов не разрешается. Тем более приведет к многократному увеличению количества страниц.
143.	Подразд.5.29 (лист 31)	ТО «СургутНИПИнефть»	Минимальные (оптимальные) расстояния должны быть продиктованы документом, так как начинающие специалисты попросту не знают условий	Отклонено. В п.5.29 указаны расстояния по проходам между

			монтажа, ремонта и обслуживания.	аппаратами и т.п. в различных условиях и т.п. Расстояния между аппаратами и т.п. унифицировать нет необходимости, выполнять при проектировании с учетом указанных условий.
144.	Раздел 5, п.5.32-п.5.36	«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Рекомендуется перенести данные пункты в Раздел 6, п.6.17, так как они непосредственно касаются компоновки генерального плана.	Отклонено. В разделе 5 «Общие положения» приведены основные рекомендации по технологическому проектированию инфраструктуры месторождений нефти, в т.ч. п.5.32-5.36,касающиеся формирования установок и сооружений. Размещение технологического оборудования на площадках и взаимное расположение технологических объектов должно выполняться согласно технологического процесса и соответствовать последовательности движения основных продуктов. Генеральный план выполняется на основании Схемы размещения технологических объектов. На Схеме выделяются коридоры коммуникаций, места размещения передвижных кранов, дороги и разворотные площадки. Схема размещения разрабатывается ведущим технологическим отделом.
145.	Раздел 5 п. 5.33	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Заменить. Для установок, содержащих только горючие газы (не в сжиженном состоянии), предельная площадь **может быть** увеличена в 1,5 раза Для установок, содержащих только горючие газы (не в сжиженном состоянии), предельная площадь **должна быть** увеличена в 1,5 раза	Отклонено. Считаем редакцию пункта корректной.
146.	Подразд.5.37 (лист 33)	ТО «СургутНИПИнефть»	Расписать конкретно, какие мероприятия осуществляются при достижении 20% концентрации ГГ, и какие при достижении 50%. В конце 4 абзаца данного пункта убрать «и»	Пояснение. Мероприятия, которые должны выполняться при достижении 20%,50%, определяются при разработке проектной документации (отключение объектов нефтедобычи и подготовки приводит к большим

				потерям)
147.	п.5.37 (лист 33)	«СургутНИПИнефть»	Шестой абзац. Согласно п.12.15 СП 60.13330 и п.6.15.2.19 проекта ГОСТ включение аварийной вентиляции регламентируется при достижении 10% НКПР, целесообразнее при этом же пороге подавать предупреждающий сигнал.	Пояснение Включение вентиляции не должно быть увязано с предупредительным сигналом.
148.	П.5.37.	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Какая разница предполагается между ДСС и ДНС в предложении: «герметизированный сбор нефтегазоводяной смеси от скважин от ДСНС до ДНС». На месторождениях не устанавливается последовательно две ДНС. Необходимо пересмотреть редакцию и исключить аббревиатуру ДСНС, заменив ее на ДНС	Принято. Замечание относится к п.6.2.1.1. в текст описка. «от ДСНС» удален из текста. Следующая формулировка «-герметизированный сбор нефтегазоводяной смеси от скважин до ДСНС,УПСВ,УПН.»
149.	П.5.37.	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Считаем необходимым уточнить содержание пункта. В соответствии со статьей ФЗ-123, зоне 2-го класса соответствуют зоны около любой единицы запорной арматуры или фланцевого соединения на наружной площадке (эстакаде). Полагаем, что это не означает, что необходимо устанавливать датчик ДВК в каждой такой зоне. Предлагаем уточнить редакцию пункта. Датчики ДВК горючих газов и паров следует устанавливать в производственных помещениях, включая помещения БКУ и укрытия, а также на наружных площадках технологических установок подготовки нефти и газа с электрифицированным технологическим оборудованием во взрывоопасных зонах класса 2 (в соответствии со статьёй 19 Федерального закона № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»).	Отклонено. Датчики ДВК горючих газов и паров устанавливаются не только с электрифицированным технологическим оборудованием. Есть наружные площадки технологических установок подготовки нефти и газа с не электрифицированным технологическим оборудованием.
150.	Подразд.5.38 (лист 33)	ТО «СургутНИПИнефть»	Откорректировать предложение «... производящее шум и вибрацию при работе, необходимо. №» - запятая стоит не в нужном месте.	Принято. Исправление внесено.
151.	П. 5.38	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Не учтены требования СП 254.1325800.2016 "Здания и территории. Правила проектирования защиты от производственного шума". Дополнить требования норматива.	Принято. В п.5.38 и раздел 2 «Нормативные ссылки» ссылка на СП 254.1325800.2016 внесена.

152.	Подразд.5.39 (лист 33)	ТО «СургутНИПИнефть»	Исправить ошибку: «.должно оснащаться.»	Принято. Исправление внесено.
153.	Пп.5.39 (лист 33)	ТО «СургутНИПИнефть»	Нет четкого определения должно или по возможности. Предлагается изложить в редакции: Технологическое оборудование, требующее охлаждения, рекомендуется оснащать АВО	Принято в предлагаемой редакции.
154.	Пп.5.43	Управление энергетики	В первом абзаце исключить слова: «Концевые и соединительные коробки рекомендуется предусматривать со светодиодной индикацией»	Принято.
155.	Подразд.5.49 (лист 35)	ТО «СургутНИПИнефть»	Третий абзац снизу. «.рекомендуемых поставщиком оборудования» заменить на «...выпускаемых российскими заводами - изготовителями». При разработке проектной документации используются каталоги заводов - изготовителей.	Пояснение. В п.5.49 рассматриваемой редакции отсутствует подобный текст.
156.	Подразд.5.49 (лист 35)	ТО «СургутНИПИнефть»	Последние два абзаца объединить.	Отклонено. Считаем разделение по абзацам п.5.49 корректным.
157.	В целом по разделу 6	ТО «СургутНИПИнефть»	По тексту раздела отсутствуют мероприятия по превышению загазованности в помещениях и открытых площадках КС.	Пояснение. Мероприятия по обеспечению промышленной безопасности приведены в разделе 5 «Общие положения»
158.	п.6.1	УПБЭ	Из главы 6 рекомендуется исключить пункт 6.1, посвященный проектированию скважин, как выходящий за рамки области применения документа (поскольку скважины не являются объектами обустройства месторождения, для них проектная документация разрабатывается отдельно).	Отклонено. Проект НС регламентирует технологическое проектирование объектов обустройства месторождений нефти, к которым следует относить и скважину, и никоим образом не влияет на оформление проектной документации (ПД) в соответствии с законодательными документами.

159.	п.6.1.1.1 (лист 35)	«СургутНИПИнефть»	1 Исключить второй абзац подраздела: Термин «буровая скважина» определяется в соответствии с ГОСТ Р 53554-2009 «Поиск , разведка и разработка месторождений углеводородного сырья. Термины и определения»: Согласно ГОСТ Р 53554-2009 «Поиск , разведка и разработка месторождений углеводородного сырья. Термины и определения»: А.17 буровая скважина Горная выработка цилиндрической формы длиной 5м, пройденная в горной породе механическими или немеханическими способами бурения. Примечания - Диаметр буровой скважины во много раз меньше ее длины - По назначению буровые скважины подразделяются на разведочные; эксплуатационные; вспомогательные (нагнетательные, наблюдательные, пьезометрические); специальные (замораживающие, тампонажные, дренажные); взрывные. Обоснования исключения второго Абзаца: 1 Термин «буровая скважина» отсутствует в регламентирующих документах, на основании которых ведется проектирование и бурение скважин: - ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 №101(с изменениями на 12 января 2015 года); - ВСН 39-86 «Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ»; - РД 39-0148052-537-87 «Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ». 2. Подразделение назначения скважин согласно ГОСТ Р 53554-2009, Приложению 2 к приказу МПР России от 07.02.2001 г. №126 «Об утверждении временных положения и классификаций, а также согласно РД 39-0148052-537-87 «Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ» (п.2.1.5) не совпадают. 3. Исключение разночтений и различия требований со стороны экспертных	Принято. Исключен второй абзац п.6.1.1.1.

			органов, а также требований предъявляемых к проектной документации государственными органами при оформлении и выдаче разрешительных документов предприятиям нефтегазового сектора.	
160.	п.6.1.1.1 (лист 35)	«СургутНИПИнефть»	Исключить третий Абзац подраздела: По своему назначению скважины подразделяются (классифицируются) на категории согласно Приложению 2 к приказу МПР России от 07.02.2001 г. №126 «Об утверждении временных положения и классификаций». Согласно п.2 Приложения 2 к приказу МПР России от 07.02.2001 г. №126 «Об утверждении временных положения и классификаций: Все скважины, бурящиеся при геологоразведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений или залежей, независимо от источников финансирования подразделяются на следующие категории: опорные, параметрические, структурные, поисково-оценочные, разведочные, эксплуатационные, специальные. Обоснование исключения третьего Абзаца: 1 Подразделение назначения скважин согласно Приложению 2 к приказу МПР России от 07.02.2001 г. №126 «Об утверждении временных положения и классификаций, ГОСТ Р 53554-2009, а также согласно РД 39-0148052-537-87 «Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ» (п.2.1.5) не совпадают. 2 Исключение разночтений и различия требований со стороны экспертных органов, а также требований предъявляемых к проектной документации государственными органами при оформлении и выдаче разрешительных документов предприятиям нефтегазового сектора.	Принято. Третий абзац п.6.1.1.1 исключен.
161.	п.6.1.1.1 (лист 35)	«СургутНИПИнефть»	Исключить в четвертом Абзаце подраздела ссылку на Градостроительный кодекс РФ и постановление Правительства РФ от 16.02.2008 №87. В представленной разработчиком редакции принято.	Принято. Исключена ссылка. Возвращаемся к первоначальной редакции.
162.	п.6.1.1.1	Управление капитального строительства производственных	Пятый абзац изложить в редакции: «Бурение скважин осуществляется по рабочим проектам на производство буровых работ (групповым или индивидуальным) - рабочим проектам, разработанным и утвержденным в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности. Бурение скважин по утвержденным застройщиком (техническим	Отклонено. Считаем текст корректным и коротким и не противоречащий предложенной формулировке.

		объектов	заказчиком) рабочим проектам, независимо от назначения скважины, включает в себя следующие основные этапы:...»	
163.	п.6.1.1.1	УПБЭ	Четвёртый абзац подпункта 6.1.1.1 следует дополнить ссылкой на Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утверждённое постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87.	Пояснение. В настоящий период требования ПП РФ №87 не распространяются на проект по строительству скважин. Возможна следующая редакция абзаца: «Раздел выполняется согласно требованиям действующих отраслевых нормативно-технических документов (ВСН 39-86, РД 39-0148052-537-87 и ПБ НГП, 2013 г.) в части не противоречащей положениям ГрК РФ и ПП РФ № 87 от 16.02.08».
164.	п.6.1.1.1. стр.35	ПАО «Газпромнефть»	Термин «буровая скважина» определяется в соответствии с ГОСТ Р 53554-2009 «Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородного сырья. Термины и определения». Перенести в раздел 3. Термины и определения	Принято частично. Второй абзац удален из текста пункта, так как термин «буровая скважина» не используется в тексте проекта ГОСТ Р.
165.	п.6.1.1.2 (лист 37)	«СургутНИПИнефть»	Абзац 5 исключить и изложить в следующей редакции: «Необходимая разность диаметров скважин и муфт обсадных колонн, а также диаметров обсадных труб при спуске безмуфтовых обсадных колонн устанавливается в рабочем проекте и выбирается исходя из оптимальных величин, установленных практикой производства буровых работ и максимально обеспечивающих беспрепятственный спуск каждой колонны до проектной глубины, а также качественное их цементирование». Обоснование замечания: Изложение в редакции разработчика не соответствует п.119 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 №101 (с изменениями на 12 января 2015 года).	Принято. Абзац 5 изложен в предложенной редакции.
166.	6.1.1.5	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	Предлагаем указать следующий текст: «Обсадные колонны … должны быть обвязаны между собой колонными головками различных типоразмеров и конструкций.»	Принято. Первый абзац в п.6.1.1.5 будет изложен в редакции: «Обсадные колонны за исключением направления, а иногда и кондуктора, на который не устанавливается

				противовыбросовое оборудование, должны быть обвязаны между собой колонными головками различных типоразмеров и конструкций»
167.	Пп.6.1.1.7.2	ТО «СургутНИПИнефть»	Абзац «При подборе глубинно-насосного оборудования следует учитывать и оценивать влияние осложняющих факторов для конкретной нефтяной добывающей скважины» дополнить пунктом: «- отклонение ствола скважины от вертикали, а так же интенсивность набора кривизны в зоне работы насосной установки»	Принято. Дополнено.
168.	6.2 Сбор нетегазоводяной смеси	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в г. Тюмени	Предложение: Придать дополнительно сокращенное обозначение: НГВС	Принято. В раздел 4 и подраздел 6.2.1 внесены НГВС.
169.	6.2 Объекты обустройства месторождений нефти	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Уточнить возможность применения и технических решений для реализации по разделу: **Сбор нефтегазоводяной смеси**.	Пояснение. В подразделе 6.2.1 «Общая часть» приведены в том числе и технические решения для сбора нефтегазоводяной смеси.
170.	П. 6.2.1.1.	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Уточнить целесообразность данных требований пункта. – герметизированный сбор нефтегазоводяной смеси от скважин от ДСНС до ДНС, УПСВ, УПН, ЦПС; Приводит к росту давления сепарации и ухудшению качества сепарации. – **максимальное использование безкомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа первой ступени сепарации до УПН, ЦПС, ГПЗ;** – измерение количества нефтегазоводяной смеси в соответствии с требованиями нормативных документов;	Уточнение. Исправлена опечатка в «-герметизированный сбор нефтегазоводяной смеси от скважин до ДНС, УПСВ,УПН,ЦПС» исключено «от ДСНС». Пояснение. В п.6.2.1.1. перечислены успешно применяемые способы сбора и доставки нефти, газа и воды до установок подготовки и дальнейшего использования.

			– **отделение попутного нефтяного газа от нефти на ДСНС;** Как организовывать сбор, транспортировку использование и учет сепарированного газа на ДСНС.	Технические решения по сбору, учету и использованию сепарированного газа на ДСНС определяются при проектировании.
171.	п.6.2.1.1	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Нарушена логическая часть пункта: 6.2.1.1Объекты сбора нефтегазоводяной смеси должны обеспечивать: … – допускается использование концевых участков нефтегазосборных трубопроводов при подходе их к ДСНС, УПСВ, УПН, ЦПС для предварительной подготовки к разделению нефтегазоводяной смеси скважин; – … Вынести данный п. отдельно	Принято. Предложена следующая редакция « использование (по возможности) концевых участков нефтегазосборных трубопроводов при подходе их к ДСНС, УПСВ, УПН, ЦПС для предварительной подготовки к разделению нефтегазоводяной смеси скважин»
172.	п.6.2.1.1. стр.44	ПАО «Газпромнефть»	ИЗМЕНИТЬ РЕДАКЦИЮ "-максимальное использование безкомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа первой ступени сепарации до УПН, ЦПС, ГПЗ;" Принять в редакции "-максимальное использование безкомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа первой ступени сепарации до потребителя;"	Принято.
173.	п.6.2.1.1. стр.44	ПАО «Газпромнефть»	ИЗМЕНИТЬ РЕДАКЦИЮ "-отделение попутного нефтяного газа от нефти на ДСНС;" Принять в редакции "- отделение попутного нефтяного газа от нефти и его подготовку на ДСНС;"	Отклонено. Подготовка отделившегося газа на ДСНС может не проводиться.
174.	п.6.2.1.1. стр.44	ПАО «Газпромнефть»	Добавить: " -системы использования попутного нефтяного газа"	Отклонено. Основная задача ДНС «дожать» нефтегазоводяную смесь до УПН и УПГ, при использовании насосов ЦНС вынуждены отделять свободный газ.Использование и соответственно подготовка газа на площадке ДСНС не всегда целесообразны.

175.	Пп.6.2.1.3 (лист 44)	ТО «СургутНИПИнефть»	Пропущен предлог «с» - «Сброс **с** предохранительного клапана.»	Принято. Исправление внесено.
176.	Раздел 6.2 п.6.2.1.3	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Приведено требование: *Сброс предохранительного клапана измерительной установки, при отсутствии возможности сжигания газа, допускается направлять через нефтегазоотделитель:* *– газ - в атмосферу (при обоснованности расчётом безопасности рассеивания);* *нефть - в дренажную ёмкость.*» предлагаем уточнить, для каких месторождений необходимо применять данное требование либо удалить требование. Типовыми решениями по кустам скважин для месторождений Западной и Восточной Сибири выполняется сброс с предохранительного клапана сепаратора измерительной установки непосредственно в подземную емкость без нефтегазоотделителя. При этом на дыхательном патрубке емкости предусматривается свеча рассеивания с огнепреградителем для безопасного рассеивания выделившегося газа. Размещение дополнительного оборудования на кустах скважин приведет к увеличению капитальных затрат на проектирование, строительство и эксплуатацию объектов. Как правило, нефтегазоотделитель, размещенный на кустах скважин, кустарного производства и не имеет разрешительных документов, что противоречит требованиям Технического регламента Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования».	Отклонено. С предохранительных клапанов сепаратора измерительной установки поступает газ с капельной жидкостью. Емкость дренажная типа ЕП предназначена для слива и хранения остатков светлых и темных нефтепродуктов. Для приема газожидкостной смеси с предклапанов ИУ необходимо устанавливать сепарационно-дренажный узел. Отделение капельной жидкости от газа возможно в нефтегазоотделителе или емкостном сепараторе.
177.	6.2.1.5	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Необходимо уточнить необходимость применения данного метода «нагнетательных скважин на нефть».	Пояснение. П.6.2.1.5. рекомендует подключать нагнетательную скважину к измерительной установке по добывающим скважинам на период отработки нагнетательной скважины на нефть в соответствии с технологическим проектом разработки месторождения.

178.	П. 6.2.1.6 П. 6.3.1.6	«ЛУКОЙЛ- Инжиниринг»	Исключить требование в 365 дней в этих двух пунктах. Требование о доступности системы 365 дней в некоторых случаях невозможно выполнить. К примеру, если часто запускается скребок, соответственно время на операции со скребком должно компенсироваться запасом по пропускной способности трубопровода. Так же возможно выбрать более дешевый материал, где ожидается коррозия и частые остановы, при этом технико-экономические показатели будут лучше, чем при использовании более дорогостоящих материалов или толстостенных труб. Рекомендуется убрать это требование или словосочетание «должна быть» заменить на «рекомендуется принимать». Требование в 365 дней ухудшает экономику проекта за счет высоких требований к материалам и резервированию.	Принято частично. В соответствии с техническим проектом на разработку месторождения перспективный план добыча нефти ,жидкости и попут ного нефтяного газа рассчитывается на год. Поэтому система сбора и транспорта, подготовка продукции скважин расчитывается из условий непрерывного круглогодичного режимам работы продолжительностью 365 дней. В п.6.2.1.6. .6.3.1.6. отражены единые подходы к расчету системы сбора и подготовки нефти из условия 365 дней в году. Но согласны с экспертом по применению термина «рекомендуется».
179.	Раздел 6.2 п.6.2.1.8	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Требование ГОСТ - «В случае установки на дренажной емкости погружного насоса допускается уменьшение объема дренажной емкости» - необходимо уточнить – при наличии автоматической откачки. Наличие насоса на дренажной емкости не гарантирует переполнение, в случае дренирования в нее объёма жидкости, превышающего объем самой емкости. Предлагаем дополнить пункт - при наличии автоматической откачки. Предлагаем изложить в редакции: В случае установки на дренажной емкости погружного насоса допускается уменьшение объема дренажной емкости при наличии автоматической откачки.	Принято. В редакции по аналогии с п. п.6.3.1.28 раздела 6.3 «Подготовка нефти,газа и воды» : 6.2.1.8 На СУ, ДНС, УПСВ должны быть предусмотрены герметичные, закрытые дренажные системы для полного слива жидкости из аппаратов и трубопроводов. Объем дренажной емкости принимается из расчета полного слива жидкости из одного наибольшего по объёму аппарата. В случае необходимости установки двух и более дренажных емкостей, оборудованных насосами, допускается суммарный объем емкостей принимать с учетом объема продукта, откачиваемого одним из насосов за время слива аварийного аппарата. После освобождения технологического аппарата необходимо опорожнение дренажных емкостей.
180.	6.2.2 Устье одиночной скважины	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в	Предложение: Ввести структурный элемент «Обустройство площадки для пробной эксплуатации разведочной скважины» (с перечнем технологического оборудования блочного исполнения ПКИОС или МБСНУ)	Принято частично. Исследовательские работы по отработке режимов работы скважин с использованием оборудования типа ПКИОС не являются объектом капитального

		г. Тюмени		строительства, а обустройство разведочной скважины выполняется по общим правилам для добывающих скважин. В п.6.2.2.2 будет внесена дополнительно (при необходимости) площадка для размещения измерительной установки.
181.	6.2.2	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	В разделах проекта не предусмотрены решения для применения ОРЭ скважин и связанные с ней технические решения.	Отклонено. ОРЭ определяется в первую очередь техническими решениями в проекте разработки.
182.	п.6.2.2.1, п.6.2.3.2	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Уточнить характер стоков для ёмкости для сбора стоков Ёмкость для сбора дождевых стоков	Уточнено. См. ответы на зам.183, 184.
183.	п.6.2.2.1, п.6.2.3.2	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	«… емкость для сбора производственно-дождевых сточных вод - с приустьевого шахтного колодца…..» Производственные (загрязнённые) стоки, образующиеся при ремонте скважин, собираются в инвентарные поддоны и ёмкости, которыми оснащены ремонтные бригады. В ёмкость, размещённую стационарно на площадке, от приустьевого колодца попадают дождевые и талые сточные воды. Откорректировать: «… емкость для сбора дождевых сточных вод - с приустьевого шахтного колодца…..»	Принято в следующей редакции для п.6.2.2.1 и п.6.2.3.2: «…емкость для сбора предназначена для сбора производственно-дождевых сточных вод с приустьевого шахтного колодца, в котором в процессе бурения скважины установлено
184.	п.6.2.2.1, п.6.2.3.2	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Уточнить необходимость сбора дождевых сточных вод со всей территории площадки скважин (в т.ч., проездов) и, соответственно, наличия соответствующей ёмкости	Пояснение. Сбор промдождевых стоков с площадок с оборудованием и разъемными соединениями (приустьевая площадка). Емкость для сбора стоков при необходимости (наличие шахтного колодца). См.п.6.8.3.1

185.	Раздел 6.2.2 п.6.2.2.1	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Фразу - фундамент под станок-качалку Необходимо дополнить (при наличии ШГН). Предлагаем изложить в редакции: - фундамент под станок-качалку (при наличии ШГН).	Принято. Изложено в предложенной редакции: фундамент под станок-качалку (при наличии ШГН).
186.	Раздел 6.2.2 п.6.2.2.1	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Производственно-дождевые сточные воды с приустьевого шахтного колодца, в котором в процессе бурения скважины установлено устьевое оборудование ниже уровня земли, могут отводиться как в емкость, так и вывозиться передвижными средствами Необходимо перефразировать пункт. емкость для сбора стоков может устанавливаться для сбора производственно-дождевых сточных вод - с приустьевого шахтного колодца, в котором в процессе бурения скважины установлено устьевое оборудование ниже уровня земли	Принято в следующей редакции: «…емкость для сбора предназначена для сбора производственно-дождевых сточных вод с приустьевого шахтного колодца, в котором в процессе бурения скважины установлено устьевое оборудование ниже уровня земли»
187.	П.6.2.2 (лист 45)	ТО «СургутНИПИнефть»	Предлагается изменение наименования раздела - Площадка одиночной добывающей скважины. Устье скважины - это точка на площадке, а в данном разделе описывается все необходимое для обустройства одиночной скважины.	Отклонено. Данный подраздел 6.2.2»Устье одиночной скважины» посвящен обустройству устья одиночной скважины при строительстве объектов сбора, подраздел 6.1.1.5 «Обустройство устья скважины при бурении» при строительстве скважин.
188.	6.2.2. «Устье одиночной скважины»; 6.2.3. «Куст скважин»	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми	Отсутствуют сведения о необходимости обвалования территории куста скважин и одиночной скважины. Отсутствие необходимости обвалования должно быть отражено в документе	Пояснение. Обвалование территории скважины и куста скважин на период эксплуатации нецелесообразно, как и упоминание об отсутствии необходимости обвалования скважины.
189.	Пп.6.2.2.2 (лист 46)	ТО «СургутНИПИнефть»	Предлагается - «.проектируемых сооружений на площадке одиночной скважины должен определяться проектной документацией». П.3.81 нефтяные скважины определены как скважины добывающие и необходимо по всему тексту документа придерживаться терминов и определений, которые приведены в разделе 3.	Принято. В п.6.2.2.и 6.2.2.3. «нефтяная» заменена на «добывающую».

190.	Пп.6.2.2.3 (лист 46)	ТО «СургутНИПИнефть»	«от устьев нефтяных скважин» заменить на «от устьев добывающих скважин»	Принято.
191.	Пп.6.2.2.4 (лист 46)	ТО «СургутНИПИнефть»	См. замечание к п.6.2.2.	Принято. Добавлено «добывающих» скважин.
192.	П.6.2.3 (лист 46)	ТО «СургутНИПИнефть»	«Куст скважин» заменить в соответствии с СП 231.1311500.2015 - «Кустовая площадка» По всему тексту регламента «проект» заменить на «проектную документацию». Не отражено требование по количеству скважин на площадке кустовой, количеству скважин в позиции. Дополнить раздел требованиями по подземной прокладке трубопроводов (глубина заложения).	Отклонено. «Куст скважин» -корректное название объекта, используемое в действующей НД. Проект-комплекс мероприятий по целенаправленному созданию объекта. В соответствии п.1.1 рассматриваемого проекта стандарта устанавливает правила и нормы проектирования, общие требования к объектам обустройства....,которые могут применяться при разработке предпроектной, проектной или рабочей документации. Считаем применение терминов «проект», «проектирование» наиболее корректным. П.6.2.3.1 оговаривает число скважин на кустовой площадке ссылкой на НД. Нецелесообразно вводить ограничения по глубине заложения трубопроводов на кусте скважин, определяется при проектировании.
193.	П.6.2.3	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Дополнить требованиями к диаметрам выкидных линий. Минимальный условный диаметр выкидного трубопровода от нефтяной скважины следует принимать не менее 80 мм. Проектирование выкидных трубопроводов диаметром свыше 100 мм должно обосновываться технико-экономическими расчетами в каждом конкретном случае с учетом специфических условий их прокладки и физико-химических свойств транспортируемой нефти (жидкости).	Отклонено. В соответствии с п.6.2.6.2 подраздела 6.2.6. «Промысловые трубопроводы» внутренний диаметр труб, обеспечивающий сбор нефтегазоводяной смеси в течении рассматриваемого периода, принимается по результатам гидравлического расчета. В первоначальных редакциях были приведены рекомендации по ограничению диаметров выкидных трубопроводов, но исключены при предварительных рассмотрениях.

194.	Раздел 6.2.3 п.6.2.3.2	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Перечисленные сооружения для кустов скважин: – *блоки закачки воды в нагнетательные скважины;* – *водораспределительные блоки (гребенки)* являются одним и тем же сооружением. Необходимо исключить блоки закачки воды.	Принято. Из п.6.2.3.3 из перечня технологических объектов «блоки закачки воды в нагнетательные скважины «исключены
195.	6.2.3.2	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми	Предлагается дополнить фразу: «Также на территории удаленных кустов скважин, ДНС могут располагаться пункт обогрева персонала, туалетная кабина, площадка для стоянки спецтехники и автотранспорта, для размещения пожарной техники размером не менее 20х20 м (пункт 6.1.30 СП 231.1311500.2015.	Отклонено. В п.6.2.3.2. два последних абзаца: Также на территории удаленных кустов скважин, ДНС могут располагаться пункт обогрева персонала, туалетная кабина, площадка для стоянки спецтехники и автотранспорта. Размещение указанных сооружений на кусте скважин (кустовой площадке) должно решаться проектом. Считаем нецелесообразно корректировать формулировку.
196.	Пп.6.2.3.2 (лист 47)	ТО «СургутНИПИнефть»	Указать куда собираются дренажи с оборудования. На площадке куста скважин достаточно иметь одну дренажно- канализационную емкость, в которую собираются дренажи и стоки со всей площадки. Исправить «соков»	Принято частично. Объединять дренаж с камеры пуска очистных устройств (закрытая система) и сбор с приустьевого шахтного колодца (открытая система) в одну ёмкость нельзя (нарушение правил безопасности). Описка исправлена.
197.	Пп.6.2.3.2	Управление капитального строительства производственных объектов	Изложить в редакции: «В зависимости от способа эксплуатации скважин на кусте скважин, следует предусматривать следующие технологические сооружения: - приустьевые площадки; - измерительную установку; - технологические трубопроводы; - площадки под инвентарные приемные мостки; - площадки под ремонтный агрегат;	Отклонено. Предложенная редакция отличается от редакции проекта НС дополнительным абзацем: «Все указанные сооружения за исключением узлов пуска очистных устройств нефтегазосборных трубопроводов, являются вспомогательными сооружениями по отношению к основным сооружениям - скважинам, расположенным на кусте скважин». Считаем нецелесообразным деление сооружений на основные и вспомогательные, тем более в отсутствии критериев.

			- фундаменты под станки-качалки; - станции управления ЭЦН, ЭВН, ШГН, ТТТВН и др.; - наземное оборудование для эксплуатации скважин винтовыми и другими насосами; - трансформаторные подстанции. При необходимости на площадке куста скважин предусматриваются: - якоря для крепления оттяжек ремонтного агрегата; - узлы пуска очистных устройств нефтегазосборных трубопроводов; - узел контроля коррозии; - лубрикаторная площадка; - установка дозированной подачи химреагента; - устьевой подогреватель продукции скважин; - клапаны-отсекатели; - пробоотборник на выкидном трубопроводе; - площадка под передвижную ДЭС; - пункт контроля и управления; - блоки закачки воды в нагнетательные скважины; - водораспределительные блоки (гребенки); - газораспределительные блоки (гребенки); - дренажная емкость; - емкость для сбора стоков; - нефтегазоотделитель; - радиомачта; - молниеотвод; - прожекторные мачты; - ограждение территории куста. Все указанные сооружения за исключением узлов пуска очистных устройств нефтегазосборных трубопроводов, являются вспомогательными	

			сооружениями по отношению к основным сооружениям - скважинам, расположенным на кусте скважин. Дренажная емкость предназначена для дренажа камеры пуска очистных устройств, емкость для сбора производственно- дождевых сточных вод - с приустьевого шахтного колодца, в котором в процессе бурения скважины установлено устьевое оборудование ниже уровня земли. Также на территории удаленных кустов скважин, ДНС могут располагаться пункт обогрева персонала, туалетная кабина, площадка для стоянки спецтехники и автотранспорта. Размещение указанных сооружений на кусте скважин (кустовой площадке) должно решаться проектом.	
198.	Пп.6.2.3.2 (лист 47)	ТО «СургутНИПИнефть»	Исправить опечатку во фразе «емкость для сбора соков»	Принято. Исправление внесено.
199.	п.6.2.3.2	УПБЭ	В подпункте 6.2.3.2 предлагается: – при перечислении «технологических сооружений» указать, что при необходимости на площадке куста скважин предусматривается шламовый амбар (для размещения отходов бурения) и дать требования к его проектированию; – слова «емкость для сбора соков» заменить на «емкость для сбора стоков».	Принято частично. Шламовый амбар включается в состав сооружений для строительства скважин, и нецелесообразно включать в перечень сооружений для эксплуатации. Исправление по описке внесено.
200.	6.2.3 Куст скважин	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в г. Тюмени	Предложение: дополнить состав сооружений *кабельной эстакадой*	Принято.
201.	Раздел 6, п.6.2.3.5	«ЛУКОЙЛ- Инжиниринг»	Требования к проектированию должны устанавливаться: - к промысловым трубопроводам - в соответствие с ГОСТ Р 55990-2014 «Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования». В этом ГОСТ имеется несоответствие между пунктами: - п. 3.13 **давление расчетное**: Максимальное избыточное внутреннее давление, на которое рассчитан трубопровод или его часть в соответствие	Отклонено. Замечание следует адресовать организации, ответственной за актуализацию данного НТД.

			с нормами. - п.12.2.1.1. толщина стенки, определяемая по пределу текучести, t_y , мм, вычисляется по формуле $t_y = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_y}$, (12.6) где **<u>p - рабочее давление</u>**, МПа. Необходимо привести документы в соответствие или дать разъяснение.	
202.	п.6.2.3.5.	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	п.6.2.3.5. привести в соответствии с п.6.2.6.1. в части определения выкидного трубопровода с учетом замечания по п. 3.67.	Принято. В п.6.2.6.1. внесено следующее уточнение: «Выкидные трубопроводы от добывающих скважин до ИУ, кроме выкидных трубопроводов в пределах кустовой площадки» Заменены в тексте «замерные установки» на «измерительные установки, ИУ», «нефтяные скважины» на «добывающие».
203.	Пп.6.2.3.5	Управление промышленной безопасности и охраны труда	Изложить в следующей редакции: «Трубопроводы на территории площадки куста скважин следует относить к промысловым. К промысловым трубопроводам также относятся: - нефтегазосборные трубопроводы от запорной арматуры ИУ, при отсутствии ИУ от запорной арматуры на выходе с территории куста скважин; - высоконапорные водоводы до ВРП. Требования к проектированию должны устанавливаться: - к промысловым трубопроводам - в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 «Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования». Прокладку трубопроводов на кусте следует предусматривать, как правило, подземной (непосредственно в грунте).» *Пояснение:* - *Противоречит пунктам 6.2.6.1 и 6.4.1.6.5 настоящего Национального стандарта).*	Принято частично. В п.6.2.6.1. внесено уточнение: -выкидные трубопроводы от одиночных добывающих скважин до замерных установок; В остальном текст пунктов не изменен, противоречия отсутствуют. К технологическим трубопроводам относятся трубопроводы на технологических площадках, включая кусты скважин, трубопроводы по территории промысла к промысловым, включая выкидные от одиночных скважин. Границы промысловых трубопроводов на технологических площадках определяются по входной и выходной трубопроводной арматуру в соответствии с 1.2 примечанием п.2 ГОСТ Р 55990-2014.

204.	П.6.2.3.5 Трубопроводы на территории площадки куста скважин следует относить к технологическим и промысловым.	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Исключить «промысловым» 1.Противоречие с требованиями таблицы 6 ГОСТ Р 55990-2014. «Минимальное расстояние от трубопроводов до отсыпки кустов бурящихся и эксплуатируемых нефтяных, газовых и артезианских скважин» должно составлять не менее 30 м.». 2.Противоречие с определением промыслового трубопровода согласно СП 34-116-97 «Границами промысловых трубопроводов являются ограждения соответствующих площадок, а при отсутствии ограждения в пределах бровки отсыпки соответствующих площадок или условной границы участка». Трубопроводы на территории площадки куста скважин следует относить к технологическим.	Отклонено. 1. Замечание непонятно.Таблица 6 ГОСТ Р 55990-2014 регламентирует расстояния от транзитных промысловых трубопроводов до объектов. В разделе 6.2.3 «Куст скважин» перечисляются сооружения и трубопроводы,входящие в состав куста скважин,расстояния не регламентируются. 2.В разделе 6.2.6 «Промысловые трубопроводы» определяется состав промысловых трубопроводов и (последний абзац п.6.2.6.1) «Границы промысловых трубопроводов на технологических площадках принимать в соответствии с п.1.2., примечание п.2 ГОСТ Р 55990-2014», где границей между технологическими и промысловыми трубопроводами является запорная арматура на входе и выходе с площадок. При согласовании последней редакции проекта ГОСТ Р представителями Компаний (в том числе КНИПИ) принято решение опираться только на ГОСТ Р 55990, ссылки на СП 34-116-97 исключены.
205.	6.2.3.5	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Пункт представлен в редакции, допускающей разночтения по возможности прокладки выкидных трубопроводов. Из сложившейся практики, прокладка выкидных трубопроводов может быть принята как подземной, так и надземной в зависимости от ряда факторов: - Размещения куста в водоохранной/затопляемой зоне - Схемы (лучевая/коллекторная) - Необходимости реализации поэтапного (поскважинного) ввода в эксплуатацию - Требований эксплуатирующих служб Прокладку трубопроводов на кусте допускается предусматривать как подземной (непосредственно в грунте), так и надземной на эстакаде.	Принято. Изложено в следующей редакции «Прокладку трубопроводов на кусте допускается предусматривать как подземной (непосредственно в грунте), так и надземной на эстакаде»
206.	6.2.3.6,	ТО	Противоречие пунктов в части отнесения к типам выкидных	Принято частично.

	6.2.6.1 (листы 48, 50)	«СургутНИПИнефть»	трубопроводов от нефтяных скважин до замерных установок (6.2.3.6 - технологические, 6.2.6.1 - промысловые). Предлагается для определения типа вышеуказанных трубопроводов руководствоваться ГОСТ Р 55990-2014 и относить данные трубопроводы к технологическим.	Для уточнения в п.6.2.6.1. добавлено – «одиночных» (см. Ответ на замечание №203.).
207.	6.2.4	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Перегружены требования к ИУ. Под словом «должны» подразумеваются обязательные требования. Блоки могут, совмещается или блоков может не быть. Блок автоматики называется «Блок аппаратурный». В блоке БА располагается не вся автоматика. Дополнить раздел требованиями.	Принято частично. 1. .В п.6.2.4.1 слово «должны» будет заменено на «рекомендуется». 2. Согласно инструкциям заводов изготовителей измерительные установки (АГЗУ, Сатурн и др.) в основном поставляются в виде отдельных блоков, включая блок с наименованием «блок автоматики» (или «блок местной автоматики»). Но следует согласиться с экспертом о замене устаревшего термина на термин «блок аппаратурный», используемый в разделе 6.9. «Автоматизация, телемеханизация, автоматизированные системы управления».
208.	Раздел 6.2.4 п.6.2.4.1	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Считаем некорректной запись пункта «*Количество установок и их размещение на месторождении должны определяться технико-экономическим расчетом*». Просим исключить пункт либо перефразировать. В настоящее время количество измерительных установок на кустах скважин определяется с учетом необходимости измерений количества и параметров сырой нефти по каждой скважине (ГОСТ Р 8.615-2005). При наличии в измерительной установке (ИУ) ПСМ (переключателя скважин многоходового) количество установок определяется с учетом максимального количества подключений к ИУ - до14 шт. и количества подключаемых скважин. В случае, отсутствия ПСМ в ИУ на кустовой площадке предусматривается одна установка с одним подключением к измерительному коллектору, к которому в свою очередь подключаются скважины куста через электроприводное устройство для осуществления индивидуального замера дебита. Количество установок и их размещение на месторождении должны определяться с учетом требований ГОСТ Р 8.615-2005.	Отклонено. Здесь имеется ввиду размещение ИУ не на кусте скважин, а на всем месторождении в целом (включая и кусты скважин и одиночные скважины).

209.	Пп.6.2.4.1	Управление капитального строительства производственных объектов	Словосочетание «В качестве замерных установок.» изменить на «В качестве измерительных установок...	Принято. Исправление внесено.
210.	Пп.6.2.4.3 (лист 48)	ТО «СургутНИПИнефть»	В составе ИУ предусматриваются блок технологический и блок автоматики, остальное перечисленное как необходимое в составе ИУ не идет.	Пояснение. В п.6.2.4.2. вместо «блок автоматики» применен термин «блок аппаратный» и остальные сооружения «при необходимости».
211.	6.2.5.4	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Потребуется дополнение, связанное с учетом сжигаемого нефтяного газа.	Пояснение. В п.6.2.5.4 предусмотрено при необходимости измерение попутного нефтяного газа, в т.ч и подаваемого на факельную установку. Система учета сжигаемого нефтяного газа предусматривается в соответствии с п.6.2.10.4 и 6.3.15.4.настоящего проекта ГОСТ Р.
212.	6.2.5.4	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Заменить: системы измерений количества и параметров нефти, свободного нефтяного газа и воды. на: Узел учета нефти и узел учета попутного нефтяного газа.	Отклонено. Применяемая терминология соответствует действующей НТД.
213.	6.2.5.6	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Для уровня данного стандарта применение подобных оборотов (как правило) не допустимо.	Принято. Заменено на «рекомендуется применять».
214.	Раздел 6.2.6 п.6.2.6.1	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Требование п.6.2.6.1: *В состав промысловых трубопроводов системы сбора нефтегазоводяной смеси нефтяных скважин входят:*	Принято. Изложен в следующей редакции второй абзац п.6.2.6.1: «-выкидные трубопроводы от одиночных нефтяных скважин до замерных установок, кроме выкидных

			- *выкидные трубопроводы от нефтяных скважин до замерных установок;* противоречит п.6.2.3.5. *К технологическим трубопроводам относятся:* - *выкидные трубопроводы от устьев скважин до запорной арматуры ИУ, при отсутствии ИУ до запорной арматуры на выходе с территории куста скважин;* Необходимо привести требования пунктов в соответствие. Добавить в запись уточнение по границе технологического и промыслового трубопровода для ингибиторопроводов и деэмульгаторопроводов	трубопроводов в пределах кустовой площадки; Пояснение. Границей для проектирования и эксплуатации технологического и промыслового трубопроводов по отношению к ингибитропроводу и деэмульгаторопроводу является, как и для остальных промысловых трубопроводов, в соответствии п.1.2,примечанием п.2 ГОСТ Р 55990-2014(последний абзац п.6.2.6.1) запорная арматура на входе(выходе) с технологической площадки.
215.	Раздел 6.2.6 п.6.2.6.1	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Необходимо уточнение. В п.6.2.6.1 приведены сведения о том, что к промысловым трубопроводам относятся – *ингибиторопроводы для подачи ингибиторов к скважинам или другим объектам обустройства нефтяных и газонефтяных месторождений;* На нефтяных месторождениях данные трубопроводы размещаются в границах куста скважин. За территорией куста скважин прокладываются трубопроводы ингибитора гидратообразования, и это имеет место на газовых месторождениях, на которые данный ГОСТ не распространяется. Либо, если предполагается прокладка ингибиторо- и деэмульгаторопроводов между промышленными предприятиями, об этом следует сделать уточнение.	Пояснение. Границей для проектирования и эксплуатации технологического и промыслового трубопроводов по отношению к ингибитропроводу и деэмульгаторопроводу является, как и для остальных промысловых трубопроводов, в соответствии п.1.2,примечанием п.2 ГОСТ Р 55990-2014(последний абзац п.6.2.6.1) запорная арматура на входе(выходе) с технологической площадки.
216.	Раздел 6.2.6 п.6.2.6.1	ОАО «ТомскНИПИнефть»	п.6.2.6.1 привести сведения по водоводам, которые относятся к промысловым.	Отклонено. Сведения по водоводам приведены в п.6.4.1.6.5
217.	Раздел 6, п.6.2.6.1	«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Противоречие: исходя из формулировки пункта, неясно, относятся ли к промысловым трубопроводам выкидные трубопроводы от нефтяных скважин до замерных установок на кустах скважин. Если руководствоваться п.6.2.3.5 данного проекта стандарта, эти трубопроводы относятся к технологическим, а не к промысловым.	Принято. В п.6.2.6.1. внесено следующее уточнение: «Выкидные трубопроводы от добывающих скважин до ИУ, кроме выкидных трубопроводов в пределах кустовой площадки.»

218.	Пп.6.2.6.1	Управление капитального строительства производственных объектов	Во втором и третьем абзаце слово «замерных» изменить на «измерительных».	Принято. Исправлено.
219.	Пп.6.2.6.1 (лист 50)	ТО «СургутНИПИнефть»	Предлагается - «Выкидной трубопровод от добывающей скважины до замерной установки, за территорией технологических площадок одиночной скважины и площадки кустовой». - газопроводы к добывающим скважинам при газлифтном способе добычи (п.99 Правил охраны недр гласит, что все скважины, бурящиеся на месторождении относятся к категории эксплуатационных и включают: добывающие, нагнетательные, специальные, контрольные и др.). По всему тексту документа придерживаться единых терминов.	Принято частично. Смотри ответ на зам.№217 по выкидному трубопроводу от одиночной добывающей скважине, отнесенному к промысловым трубопроводам. Принято по термину скважин: исправлено «нефтяные» и «эксплуатационные» на «добывающие».
220.	Пп.6.2.6.1 (лист 51)	ТО «СургутНИПИнефть»	Границы промысловых трубопроводов на технологических площадках по ГОСТ 55990-2014 прописаны в п.1.1, «примечание 2» исправить.	Принято. Исключен примечание «п» 2.
221.	Пп.6.2.6.3 (лист 51)	ТО «СургутНИПИнефть»	Абзац по расчету с учетом прорывного газа по годам предлагается исключить из документа, т.к. определить год прорыва газа невозможно и все расчеты будут некорректны.	Отклонено. Абзац по учету прорывного газа при выполнение гидравлических расчетов системы сбора внесен при рассмотрении проекта СП в Минэнерго на основании опыта проектирования нефтяных оторочек нефтегазовых месторождений. Сложность в определении параметров прорывного газа не может быть основанием для исключения.
222.	Пп.6.2.6.7	Отдел по добыче и транспортировке газа технического управления	Опечатка. Промысловые трубопроводы рекомендуется проектировать в одну нитку с соблюдением принципов коридорной прокладки с другими инженерными коммуникациями. При коридорной прокладке ЛЭП и линий связи	Принято. Исправлено: ЛЭП и «линии» связи...

			рекомендуется размещать по одну сторону автодороги, а трубопроводы - по другую, причем ближе к дороге укладываются водоводы, далее - нефтепроводы и последними - газопроводы. Допускается проектирование промысловых трубопроводов в несколько ниток при соответствующем технико-экономическом обосновании.	
223.	6.2.6.8	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Дополнить, необходимостью раздельного учета разносортной нефти в случаях, предусмотренных законодательством РФ.	Принято. Пункт 6.2.6.8 .будет изложен в редакции : Раздельный сбор, учет и транспорт …….
224.	Раздел 6, п.6.2.6.9	«ЛУКОЙЛ- Инжиниринг»	СП 34-116-97 ВСН «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов» как основание для проектирования исключается совсем?	Пояснение. В первоначальных редакциях обозначались ГОСТ Р 55990-2014 и СП 34-116-97 , но в процессе рассмотрения проекта документа в рабочей группе по техническому регулированию Минэнерго принято решение оставить ссылки на ГОСТ Р 55990-2014,который при очередной актуализации доработать с учетом СП 34-116-97.
225.	Пп.6.2.6.9 (лист 52)	ТО «СургутНИПИнефть»	Данный пункт должен быть первым в данном разделе, так как многие ссылки идут по тексту на него.	Принято. Первый абзац п.6.2.6.9. перенесен первым абзацем в п. 6.2.6.1.
226.	п. 6.2.6.13.	ДОДНГ ПАО «ЛУКОЙЛ» ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть»	Дополнить применение материалов стойких к коррозионному воздействию, в том числе, альтернативные стали.	Отклонено. Выбор материального исполнения приведён в п.6.19 настоящего проекта ГОСТ Р.
227.	П.6.2.7. (лист 54)	ТО «СургутНИПИнефть»	Первый абзац, заменить: «Нефтяные скважины» на «добывающие».	Пояснение. В рассматриваемой редакции указано «добывающие».
228.	Раздел 6.2.7	ОАО	Необходимо исключить термин ДСНС. И указать, что ДМНС является	Отклонено.

		«ТомскНИПИнефть»	вариантом ДНС.	Основная функция ДНС –дожать НГВС до ЦПС(УПН),которая может быть выполнено сепарационно-насосной установкой или мультифазной насосной установкой.
229.	п.6.2.7.1.1. стр. 54	ПАО «Газпромнефть»	Добавить в абзац "При необходимости технологический комплекс сооружений ДСНС дополнительно предусматривает:" " -подготовку попутного нефтяного газа к использованию;"	Принято. Добавлен рекомендуемый абзац после абзаца о подаче подготовленной воды в систему ППД.
230.	п.6.2.7.1.1. стр.55	ПАО «Газпромнефть»	Добавить в абзац " При необходимости в состав ДСНС могут входить следующие технологические и вспомогательные сооружения:" " -блок подготовки попутного нефтяного газа;"	Принято. Добавлен рекомендуемый абзац после абзаца «блок очистки пластовой воды».
231.	6.2.7.1.2	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Заменить на узлы учета нефти и узлы учета газа. Указать обязательное требование по размещению узлов учета нефти и газа в блоках.	Отклонено. Рекомендовано в п.5.2 применение в максимально возможных объёмах блочно-комплектного оборудования.
232.	п.6.2.7.1.4	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Корректно прописать фразу «Проектирование РВС в соответствии с разделом 6.3.6 настоящего национального стандарта» Откорректировать	Принято. Следующая редакция «Проектирование РВС должно осуществляться соответствие с разделом 6.3.6 настоящего национального стандарта».
233.	6.2.7.1.4	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Учесть возможность внутренней перекачки для исключения подъема сепараторов на высоту РВС.	Принято. Добавлено в второе предложение первого абзаца п.6.2.7.1.4 «..,или возможно использование насоса внутренней перекачки, расположенного после КСУ, для подачи разгазированной нефтеводяной смеси в резервуары.
234.	Пп.6.2.7.1.4 (лист 55)	ТО «СургутНИПИнефть»	Исключить, так как последующие пункты в той или иной мере повторяют данный пункт.	Отклонено. Повторы в последующих пунктах отсутствуют, присутствуют дополнения.

235.	6.2.7.2.3	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Существует обязательное требование по размещению узлов учета нефти и газа в блоках? Для определения количества нефтегазоводяной смеси на выходе мульти фазного насоса или расчётное по параметрам работы насоса.	Пояснение. Требование по обязательному блочно-модульному исполнению оборудования в НТД отсутствует, в проекте ГОСТ Р в п.5.2 приводится рекомендация применения оборудования в блочно-комплектном изготовлении. Необходимость замера на выходе МФНС определяется при проектировании.
236.	6.2.7.2.4	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Узлы учета необходимо устанавливать после зажижения.	Пояснение. Блок зажижения-опция мультифазного насоса.Требования к установке и работе определяет Изготовитель.
237.	6.2.7.2.6	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Приводом с электронным регулированием частоты вращения.	Пояснение. Использование термина «частотно-регулируемого привода» для управления частотой вращения асинхронного двигателя широко применяется в технической литературе и практике.
238.	П. 6.2.9	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Отсутствует возможность централизованной закачки реагента через раздаточные химреагента. Требуется упоминание о технической возможности данной организации пополнения баков УДХ с расходного склада.	Отклонено. Подраздел 6.2.9. Установка дозированной подачи химреагентов» не ограничавает технические возможности пополнения расходных баков УДХ
239.	Раздел 6.2.9 п.6.2.9.3	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Согласно требованию п. 6.2.9.3 в состав блоков для дозирования химреагентов (БДР) должны входить технологическая емкость приема и хранения реагентов, расходную емкость. Как правило, блоки заводского изготовления включают в себя только одну емкость, которая используется для приема и хранения химреагента, а также как расходная. Предлагаем откорректировать пункт. Предлагаем изложить в редакции:	Принят частично. П.6.2.9.3 изложен в уточненной редакции:» В качестве блоков для дозирования химреагентов необходимо использовать блоки заводского изготовления, включающие технологическую емкость приема и хранения реагентов, расходную емкость (возможно совмещение емкостей), насос для заполнения технологической емкости, насос –дозатор, обеспечивающий постоянную дозированную подачу

			В качестве блоков для дозирования химреагентов необходимо использовать блоки заводского изготовления, включающие технологическую расходную емкость, предназначенную также для приема и хранения реагентов, насос для заполнения технологической емкости, насос – дозатор, обеспечивающий постоянную (при необходимости) дозированную подачу реагента требуемого давления.	реагента требуемого давления
240.	6.2.9.3	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Дополнить: техническое средство определения расхода реагента (ингибитора), в том числе для обеспечения учета используемого реагента (ингибитора).	Отклонено. В составе установки расходная емкость и насос – дозатор.
241.	Пп.6.2.9.5 (лист 60)	ТО «СургутНИПИнефть»	(на устьях скважин, кустах скважин, ИУ - и устья скважин и ИУ расположены на площадках кустовых. Достаточно написать - на площадках кустовых, ДНС, УПСВ и далее по тексту.	Отклонено.. Считаем текст корректным.
242.	Пп.6.2.10.4 (лист 61)	ТО «СургутНИПИнефть»	Дополнить пункт «и Руководства по безопасности факельных систем».	Пояснение. «Руководство по безопасности...» приведено в «Библиографии».
243.	П.6.2.11 (лист 61)	ТО «СургутНИПИнефть»	В разделе прописаны дополнительные сооружения, в итоге набор сооружений тянет на ДНС. АСН предусматривает замер отпускаемого продукта, следовательно, измерение количества наливаемой продукции можно опустить. Качество нефтегазовой смеси достаточно определять при отборе проб и необходимость узла определения качества также отпадает. Для каких целей необходима закачка ингибитора коррозии, как правило, автоцистерны изготавливаются из коррозионностойкой стали, либо на внутреннюю поверхность цистерны наносят лакокрасочные и полимерные покрытия. В п.6.2.11.2 - п.6.2.11.3 в разной интерпретации описаны технологические и вспомогательные сооружения.	Пояснение. В п.6.2.11.2 перечислены технологические процессы , выполняемые на пункте налива нефтеводяной смеси, в п. 6.2.11.3. сооружения для выполнения функций. Блок замера может изготавливаться в составе блока налива, блок сепарации совмещать функции блока концевой ступени, а могут и отдельно, закачка ингибитора возможна для защиты оборудования пункта налива .
244.	6.2.11.2	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Измерение объема попутного нефтяного газа. Измерение массы нефти (нефтегаводяной смеси) наливаемой в автомобильные системы	Пояснение. В результате многочисленных изменений и обсуждения при рассмотрении проекта документа в Минэнерго приняты определения и термины в соответствии

				действующей НТД, отраженные в рассматриваемой редакции.
245.	6.2.11.3	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Наименование «Блок» исключить из тех сооружений которые содержат собственные «блоки» и не всегда размещаются в блоках. Узел учета нефти, наливаемой в автомобильные системы. Узлы учета попутного нефтяного газа на пилотную (дежурную) горелку, основной факел	Отклонено. Считаем формулировку п.6.2.11.3 корректной.
246.	6.2.11.8	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Количество сбрасываемого (сжигаемого) газа должно быть учтено с помощью узлов учета газа.	Пояснение. В п.6.11.3. предусмотрен блок измерения количества и параметров свободного газа, в т.ч. подаваемого на факельную установку.
247.	Раздел 6.2.11.8	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Пункт противоречит требованиям Руководства по безопасной эксплуатации факельных систем, который запрещает сбрасывать в атмосферу газ тяжелее воздуха.	Отклонено. В п.6.2.11.8 рекомендовано «…или подаваться на свечу для рассеивания при соответствующем технико-эколого-экономическом обосновании и отсутствии в составе газа сероводорода». В технико-эколого-экономическое обоснование включаются в том числе и требования п.29 «Руководства безопасной эксплуатации факельных систем» о «..обеспечении эффективного рассеивания сбрасываемого газа и исключения образования взрывоопасных концентраций в зоне размещения технологического оборудования, зданий и сооружений».
248.	Раздел 6, п.6.2.11.9	«ЛУКОЙЛ- Инжиниринг»	Требования к пунктам налива гораздо более полно прописаны в Федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов" (Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 7 ноября 2016г. №461) и в СП 4.13130.2013.	Принято. В п.6.2.11.9 и в раздел 2 «Нормативные ссылки» добавлена ссылка на ФНИП «Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов».

249.	п.6.3.1.1	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Корректно прописать слово «формирУЮТСЯ» (строчными буквами) Откорректировать	Принято. Откорректировано.
250.	П. 6.3.1.1	«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Заменить заглавные буквы в слове - формирУЮТСЯ	Принято
251.	Пп.6.3.1.1 (лист 63)	ТО «СургутНИПИнефть»	«формирУЮТСЯ» - исправить шрифт.	Принято. Исправлено.
252.	п.6.3.1.1., п.6.3.1.2 стр.63	ПАО «Газпромнефть»	Проверить на лексические ошибки в предложениях. Исправить.	Принято.
253.	Лист 63	ТО «СургутНИПИнефть»	Предлагается объединить п.п. 6.3.1.2 и 6.3.1.8.	Отклонено. В п.6.3.1.2 приведен перечень предпроектных исследований. В п.6.3.1.8 приведены рекомендуемые технические решения, применяемые при проектировании.
254.	Лист 64	ТО «СургутНИПИнефть»	Предлагается объединить п.п. 6.3.1.3. и 6.3.1.10, также и в п.6.3.1.7. первым абзацем снова о том же.	Принято. В п.6.3.1. ..газа и воды. Разработка документации, изготовление блочного блочно-комплектного оборудования должно выполняться в соответствии положениями п.5.2 настоящего национального стандарта
255.	П. 6.3.1.11	«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Исключить этот абзац. Мощность технологических линий (потоков) должна предусматриваться из условия обеспечения 0,7 расчетной мощности ЦПС или УПН. При трех технологических линиях и более коэффициент 0,7 не учитывается. Из этого пункта понятно, что запас мощности должен быть от 20 % если одна технологическая линия и 30% если более одной. Запас очень сильно	Отклонено. Мощность технологической линии (потока) предусмотрена из условия обеспечения 0.7 расчетной мощности ЦПС (УПН) при аварийной остановке одной технологической линии (потока)с учетом резерва мощности для повторной подготовки некондиции (п

			влияет на стоимость и технико-экономические показатели проекта. 30% по мощности слишком большой запас. Запас должен определяться на уровне ТЭО и общей доступности/надежности системы.	6.3.3.5.)
256.	Пп.6.3.1.17 (лист 66)	ТО «СургутНИПИнефть»	Исправить опечатку - «... на сосудах и аппаратах, **работающих** под давлением, рассчитываются.»	Принято. Исправление внесено.
257.	Лист 68	ТО «СургутНИПИнефть»	Предлагается объединить п.п. 6.3.1.27 и 6.3.1.30.	Принято. ... не менее 15 м от площадки печей. Подземные аварийные (дренажные) емкости для освобождения змеевиков печей следует... Проектирование емкостей для печей должно выполнятся в соответствие п.7.1. СП231311600.....
258.	Раздел 6.3.1 п. 6.3.1.27	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Заменить. Наземные аварийные (дренажные) ёмкости, предназначенные для слива ЛВЖ и ГЖ из печей, следует ограждать **несгораемой стеной** или земляным валом высотой не менее 0,5 м **и располагать на расстояние не менее 15 м от площадки печей и соответствовать п. 7.1.7 СП 231.1311500.2015** Наземные аварийные (дренажные) ёмкости, предназначенные для слива ЛВЖ и ГЖ из **установок огневого подогрева**, следует ограждать **несгораемой стенкой высотой не менее 0,5 м с пределом огнестойкости не менее REI 150 или земляным валом высотой не менее 0,5 м и толщиной засыпки грунтом не менее 0,5 м. Минимальное расстояние от аварийной ёмкости до площадки установки огневого подогрева должно быть безопасным с точки зрения теплового излучения пожара.** (Возникнет противоречие с п.. 7.1.7 СП 231.1311500.2015, в котором не требуется выдерживать расстояние 15 м)	Отклонено. 15 метров принято для наземной аварийной (дренажной) емкости для остывания нефти и исключения воспламенения нефти в дренажной емкости. Первый абзац пункта 6.3.1.27 изложить в новой редакции: Наземную аварийную (дренажную) емкость, предназначенную для слива ЛВЖ и ГЖ из установок огневого подогрева, следует ограждать несгораемой стеной или земляным валом высотой не менее 0,5 м и располагать на расстоянии не менее 15 м от площадки печей. Минимальное расстояние до подземной аварийной (дренажной) емкости не регламентируется при условии обеспечения толщины засыпки грунтом не менее 0,5 м.
259.	Раздел 6, п.6.3.1.30- п.6.3.1.32, п.6.3.1.38	«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Рекомендуется перенести данные пункты в Раздел 6, п.6.17, так как они непосредственно касаются компоновки генерального плана.	Отклонено. Размещение технологического оборудования на площадках и взаимное расположение технологических объектов должно выполняться согласно технологического процесса и соответствовать последовательности

				движения основных продуктов. Генеральный план выполняется на основании Схемы размещения технологических объектов. На схеме выделяются коридоры коммуникаций, места размещения передвижных кранов, Дороги и разворотные площадки. Схема размещения разрабатывается ведущим проектным отделом.
260.	Пп.6.3.1.33 (лист 68)	ТО «СургутНИПИнефть»	Пункт предлагается исключить, так как данное требование повтор п. 6.3.1.27.	Принято. П.6.3.1.33 исключен.
261.	Пп.6.3.1.33 (лист 68)	«СургутНИПИнефть»	Исправить СП 2314.1311500.2015 на СП 231.1311500.2015	Принято.
262.	п.6.3.1.33	УПБЭ	В подпункте 6.3.1.33 необходимо откорректировать номер СП 231.1311500.2015	Принято. Исправление внесено.
263.	Пп.6.3.1.40 (лист 69)	ТО «СургутНИПИнефть»	Проект заменить по всему тексту документа - на **проектная документация.**	Отклонено. Проект-комплекс мероприятий по целенаправленному созданию объекта. В соответствии п.1.1 рассматриваемого проекта стандарта устанавливает правила и нормы проектирования, общие требования к объектам обустройства....,которые могут применяться при разработке предпроектной, проектной или рабочей документации. Считаем применение терминов «проект», «проектирование» наиболее корректным
264.	Лист 69	ТО «СургутНИПИнефть»	П.п. 6.3.1.41 и 6.3.1.42 предлагается объединить и совместить с ранее изложенными пунктами о печах. См. замечание 50.	Принято. п.6.3.1.41 и п. 6.4.1.42 изложить в ред. Проектирование площадок печей выполнять с учетом выполнения . ремонтных работ на печах передвижной крановой техники,

265.	Пп.6.3.3.5 (лист 71)	ТО «СургутНИПИнефть»	Устранить опечатку - использование тепла **нефтевгазоодяной** смеси...»	Принято. Исправление внесено.
266.	Пп.6.3.3.12 (лист 72)	ТО «СургутНИПИнефть»	Ссылка на п.6.3.1.23. неправомочна, пункт указан неверно, в нем речь идет о количестве печей.	Принято. Дана ссылка п.6.3.1.21.
267.	Лист 72	ТО «СургутНИПИнефть»	П.п. 6.3.3.12 и 6.3.3.13 предлагается объединить.	Пояснение. С учетом требований к проектированию печей, изложенных в разделе 6.3.1 п.п 63.3.12 и 6.3.3.13 удалены.
268.	Пп.6.3.3.15 (лист 72)	ТО «СургутНИПИнефть»	Исправить «... согласно **раздела** 6.3.1»	Принято. Исправлено ...раздела 6.3.1
269.	Пп.6.3.4.5 (лист 73)	ТО «СургутНИПИнефть»	Содержание нефти и механических примесей - второй абзац проверить цифры трещиноватости коллектора.	Пояснение. Из текста пункта исключены показатели . Требования к качеству воды определяется в соответствии с техническим проектом разработки.
270.	Пп.6.3.4.5	Управление экологической безопасности и природопользования	Абзац 6.3.4.5. характеристики содержания нефти и механических примесей в очищенной воде, подлежащей закачке в продуктивные пласты, привести строго в соответствие с ОСТ 39-225-88.	Пояснение. Из текста пункта исключены показатели . Требования к качеству воды определяется в соответствии с техническим проектом разработки.
271.	6.3.4.5, 6.3.4.6	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми	В пунктах не указывается еще одна важная характеристика, а именно: размер частиц механических примесей при закачке в поровые коллекторы. Нет указаний на каком оборудовании достичь степени очистки не крупнее 1 мкм. (ОСТ 39-225-88).	Отклонено. Включать дополнительные требования нецелесообразно,т.к. при необходимости будет указаны в техническом проекте на разработку пласта.

				В п.6.3.4.6. приведена опробованная эффективность работы отдельного оборудования, достижение более жестких параметров очистки следует определять при проектировании, с участием поставщиков оборудования.
272.	Раздел 6, п.6.3.4.5; п.6.8.1.5	«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Пункты предусматривают различные требования по качеству очищенной воды для использования ее в системе ППД. Кроме этого, приведенные показатели труднореализуемы при больших объемах, очищаемых и закачиваемых сточных вод для системы ППД. Согласно ОСТ 39-225-88 предусматривается очистка воды до содержания в ней нефтепродуктов до 50 мг/л и ТВЧ до 50 мг/л. Некоторые Заказчики разрабатывают свои регламенты по качеству воды для системы ППД, например, ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ имеет свой стандарт для месторождений СТП 07-03.4-15-001-09. Предлагается исключить жесткие требования к качеству воды для исключения осложнения при проектировании, прохождении экспертизы и эксплуатации объектов. Рекомендуется сделать ссылку на ОСТ 39-225-88 (или аналог), на СТП Заказчика, на данные технического проекта на разработку месторождения.	Пояснение. См. ответ на зам.269.
273.	Пп.6.3.4.28	Управление экологической безопасности и природопользования	Правовые основы обращения с отходами производства и потребления, в том числе основные понятия, в целях предотвращения вредного воздействия отходов производства и потребления на здоровье человека и окружающую среду, а также вовлечения таких отходов в хозяйственный оборот в качестве дополнительных источников сырья, регулируются требованиями, предусмотренными Федеральным законом от 24.06.98 №89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» (далее - Закон №89-ФЗ). Требование о необходимости согласования вывоза шлама в специальные места с органами надзора (санэпидстанцией, рыбоохраной) Законом №89-ФЗ и Федеральным закон от 30.03.99 №52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» не предусмотрено. Условие о возможности использования отходов только при наличии технического свидетельства о пригодности новой продукции для применения в строительстве, противоречит Закону №89-ФЗ, которым предусмотрен самостоятельный вид деятельности по обращению с	Принято. В новой редакции разрабатываемого ГОСТ Р пункт 6.3.4.28 будет представлен в редакции в соответствии с замечанием Управления экологической безопасности и природопользования.

			отходами «утилизация». Нормативно-правовыми актами РФ не определена необходимость и последовательность перевода отхода в побочную продукцию либо в материал для его утилизации. Требование о необходимости наличия технического свидетельства для применения в строительстве распространяется на продукцию, в том числе и побочную, а также на материалы. В соответствии с п.3.1, п.3.11 ГОСТа 30772-2001: «отходы производства: остатки материалов, веществ образовавшихся в процессе выполнения работ», при этом в примечании к данному пункту сказано, что «к отходам производства относятся образующиеся в процессе производства. вскрышные породы.». Согласно п.5.18, 5.19 данного ГОСТа идентификация отходов проводится на основе измерений, испытаний, в том числе паспорта отхода. Согласно п.3.16 данного ГОСТа «побочный продукт не является отходом». Таким образом, шлам классифицируется как отход, а не побочная продукция. Разработка технических условий для утилизации шлама не требуется, так как он не является продукцией, в том числе побочной, предлагаемой на рынок для сбыта (ГОСТ 2.114-95). Более того главой 1 и приложением к Постановлению Госстроя РФ от 01.07.2002 №76 «О порядке подтверждения пригодности новых мате-риалов, изделий, конструкций и технологий для применения в строительстве» установлены требования и исключительный перечень новых мате-риалов и технологий, подлежащих проверке для применения в строительстве. В данный перечень включены материалы и изделия из отходов и не включены отходы производства, а шлам является отходом и не является новым материалом. Из данного отхода не производится ни одного мате-риала и изделия. Действие постановления Госстроя РФ №76 на вид деятельности по утилизации отхода не распространяется. Указанные выводы подтверждаются положительным заключением государственной экологической экспертизы Росприроднадзора от 13.01.2016 на проект технической документации на технологию безамбарного бурения с утилизацией бурового шлама в качестве грунта РД 5753490053-2015 «Регламент по охране окружающей среды при проектировании и производстве работ на кустах скважин и одиночных поисково-разведочных скважинах ОАО «Сургутнефтегаз», расположенных в водо-охранных зонах водных объектов (подготовительные, вышкомонтажные работы и строительство скважин)». ИЗЛОЖИТЬ В РЕДАКЦИИ: «По мере накопления шлама в шламовом амбаре необходимо осуществлять одно из следующих мероприятий: - обезвреживание, включая сжигание (при наличии лицензии на	

			деятельность по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I-IV классов опасности); - транспортирование отходов на объекты размещения отходов, внесенные в государственный реестр объектов размещения отходов, в соответствии с требованиями, правилами и нормативами, разработанными и утвержденными федеральными органами исполнительной власти в области обращения с отходами; -утилизация, в том числе на собственные нужды (при наличии лицензии на деятельность по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I-IV классов опасности).»	
274.	п.6.3.5.1. стр.77	ПАО «Газпромнефть»	Повторяет смысл предыдущих технологий ИСКЛЮЧИТЬ "-охлаждение газа перед подачей в магистральный газопровод (при необходимости). "	Принято Исключено "- охлаждение газа перед подачей в магистральный газопровод (при необходимости). "
275.	п.6.3.5.2	ДОДНГ ПАО «ЛУКОЙЛ»	добавить «осушку газа методом низко-температурной сепарации»	Отклонено. См. последний абзац п.6.3.5.3. в котором указано , применять НТС или НТК только при невозможности транспорта газа в однофазном состояние с подтверждением технико-экономическими расчетами
276.	Пп.6.3.5.3	Отдел по добыче и транспортировке газа технического управления	При бескомпрессорной перекачке смеси газов первой и концевых ступеней сепарации технологическая схема их подготовки должна предусматривать: - при перекачке газа в двухфазном состоянии и в условиях, приводящих к образованию кристаллогидратов, компримирование газов концевых ступеней сепарации до давления первой ступени сепарации и совместную осушку газов первой и концевых ступеней сепарации от влаги абсорбционным способом (или оборудование для подачи ингибитора гидратообразования); - при перекачке газа в однофазном состоянии компримирование газов концевых ступеней сепарации до давления первой ступени сепарации, его осушку от влаги или извлечение из газа первой ступени или смеси газов первой и концевых ступеней сепарации тяжелых углеводородов способом НТК с впрыском гликоля (или оборудование для подачи ингибитора гидратообразования). Извлечение тяжелых углеводородов способом НТС или НТК из газов	Отклонено. В п. 6.3.5.3. приведена технология осушки газа от влаги адсорбционным способом или с помощью гликоля. Ингибитор гидратообразования применятся для исключения кристалогидратов при транспорте газа, и не является технологическим процессом.

			первой ступени или из смеси газов первой и концевых ступеней сепарации следует предусматривать лишь в тех случаях, когда подготовка газа другими способами не обеспечивает возможность транспортирования газа в однофазном состоянии и подтверждается технико- экономическими расчетами.	
277.	Пп.6.3.5.6	Отдел по добыче и транспортировке газа технического управления	Перекачка и использование неосушенного газа требует обеспечения условий сохранения газа в однофазном состоянии, что должно обеспечиваться поддержанием температуры и давления в системе транспорта или закачкой ингибитора гидратообразования.	Принято. Дополнено ... или закачкой ингибитора гидратообразования.
278.	п. 6.3.5.7	ДОДНГ ПАО «ЛУКОЙЛ» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	добавить требование о разработке в составе проекта мероприятий, направленных на стабилизацию и подготовку данного конденсата, а не только одно решение "направлять в нефть".	Отклонено. Процесс стабилизации конденсата газа, хранение и транспорт на переработку должен решаться, с учетом наличия в данном районе ГПЗ , также возможен транспорт нестабильного конденсата на переработку на ГПЗ или НПЗ. Соответственно нет необходимости в стабилизации на промысле.
279.	п.6.3.5.13 стр.79	ПАО «Газпромнефть»	Пункт исправить на новую редакцию "НОВАЯ РЕДАКЦИЯ""При проектировании компрессорных станций рекомендуется выбирать вариант исходя из состава газа и необходимых проектных значений увеличения давления газа от исходного. Тип компрессора, привода и исполнение компрессорной станции (капитальное, мобильное) доложно выбираться в проекте в соответствии с технико-экономическим обоснованием.""""	Принято частично "При проектировании компрессорных станций рекомендуется выбирать вариант типа компрессорного агрегата исходя из состава газа и необходимых проектных значений давления газа Тип компрессора, привода определяется проектом в соответствии с технико-экономическим обоснованием"
280.	добавить п.6.3.5.15	ПАО «Газпромнефть»	добавить п.6.3.5.15 "6.3.5.15. При проектировании технологических схем подготовки попутного нефтяного газа, рекомендуется рассматривать альтернативные технологии подготовки газа на основе процессов/технологий газохимии и газопереработки."	Отклонено. Предлагаемые технологии подготовки газа не являются альтернативными. В зависимости от направления использования газа следующим образом решаются вопросы утилизации ПНГ. - компримирование и транспортирование газа без его подготовки и с подготовкой (осушка и очистка). -подготовка газа (отбензинование) с не глубоким отбором тяжелых углеводородов в пределах

				достаточных для транспортирования до пунктов переработки (ГПЗ) - подготовка газа (отбензинование) с получением индивидуальных углеводородов (целевых компонентов) или с получением широкой фракции, передаваемой на централизованные объекты ее переработки (ГПЗ или НПЗ) Т.О. любая технология обеспечивающая данные требования может быть применена для подготовки газа в соответствии с технико-экономическим обоснованием"
281.	6.3.6	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Резервуары нефтегазоводяной смеси. Заменить наименованием: «Резервуары для накопления и обеспечения технологического процесса подготовки и хранения нефти». 6.3.6 Резервуары добытой нефти. Заменить наименованием: «Резервуары доподготовки нефти, резервуарные парки завершения подготовки и хранения нефти».	Отклонено. Использование терминов «нефтегазоводяная смесь», «добытая нефть», «пластовая вода» и соответственно наименование резервуаров для их накопления определено при экспертизе в Минэнерго в соответствии с Законодательными документами РФ.
282.	6.3.6.1	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Пояснение: В соответствии с правилами учета нефти, Масса нетто нефти добытой в отчетный период определяется по завершению подготовки нефти	Пояснение. Применение резервуаров нефтегазоводяной смеси предназначено для нефти, не прошедшей подготовку(п.6.3.6.1.).
283.	Раздел 6, п.6.3.6; п.6.3.8	«ЛУКОЙЛ- Инжиниринг»	Резервуарный парк, который используется только для хранения нефти и нефтепродуктов, проектируется согласно требованиям СП 155.13130.2014. Данный СП не применяется для проектирования резервуаров, в которых проводятся технологические процессы подготовки нефти и воды. Нельзя ли внести требования к таким резервуарам и их компоновке в данный документ, так как при прохождении проектной документацией Главгосэкспертизы возникают разногласия между проектировщиками и экспертами?	Пояснение. СП 155.13130.2014 регламентирует требования пожарной безопасности к резервуарам с наличием в них определенного объёма пожароопасного продукта(нефти). В разделе 6.3.6 «Резервуары нефтеводяной смеси» предусматривается использование РВС в качестве технологических резервуаров для процесса предварительного сброса пластовой воды, в котором по сути верхняя часть РВС постоянно занята нефтью ,что и определяет требования по пожарной безопасности в

				соответствии с СП 155.13130. В п.6.3.8.3 раздела «Резервуары пластовой воды» упоминается применение раздела 6. 3. 7 но требования по пожаротушению только при наличии пожароопасной среды, то есть при использовании РВС только для подготовленной пластовой воды требования пожарной безопасности неактуальны.
284.	п.6.3.7	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» Управление сервисов АСУТП	Резервуары, которые предполагается использовать в составе резервной схемы учета нефти (сдаваемой и/или принимаемой) на входе и выходе должны быть оснащены запорной арматурой с гарантированным перекрытием потока и, желательно, с контролем герметичности. Поскольку количество нефти измеряется в единицах массы, то на резервуаре в составе системы контроля и управления целесообразно предусмотреть измеритель средней плотности нефти в резервуаре. Рядом (в непосредственной близости) с многоточечным датчиком средней температуры нефти в резервуаре, измерителем плотности, как и с измерителем уровня, следует предусматривать измерительный люк для контроля метрологических характеристик/поверки данных средств измерений на месте эксплуатации с использованием переносных эталонов. Измерительные перфорированные трубы для установки измерителей уровня, температуры, плотности, пробоотборника должны быть выполнены в соответствии с требованиями изготовителей устанавливаемых измерителей. Конструкция перфорированных труб, параметры отверстий, должны обеспечивать корректные измерения и отсутствие закупорки отложениями. Для выполнения метрологических требований к точности измерений массы измерения в резервуаре во всем диапазоне изменения измеряемых параметров должны осуществляться с пределами погрешности: – уровень – не более ±3 мм; – температура – не более ±0,5°С; – плотность – не более ±1,5кг/м^3	Пояснение. Применение РВС для резервного учета нефти не нарушает требования раздела 6.3.7и определяется дополнительными требованиями при проектировании. Нецелесообразно перегружать раздел дополнительными требованиями.
285.	П.6.3.7 (лист 80)	ТО «СургутНИПИнефть»	Термин нефть добытая - более подходит под определение подготовленная нефть или товарная нефть, термины используемые ранее. Если нефть на поверхности, то вся она - сырая, подготовленная по сути своей добытая.	Отклонено. Термин «нефть добытая» приведен в п.3.40. Применяемый в ранних редакциях термин

			Предлагается уйти в документе от этого термина.	«подготовленная нефть» исключен.
286.	Раздел 6, п.6.3.7.2, п.6.3.7.4	«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Приведены ссылки на ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», «Руководство по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов», СП 4.13130.2013, ГОСТ 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов», в которых имеются противоречивые требования по расстоянию между патрубками резервуаров (500 мм в «Правилах безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и 250 мм во всех остальных документах). Рекомендуется привести документы в соответствие. Пункты противоречат. п.6.3.7.2. разработка ПД с учетом ФНиП и ГОСТ; п.6.3.7.4. с учетом только ГОСТ. При этом ФНиП содержат требования к конструкции РВС.	Принято. П 6.3.7.2. Разработка проектной документации резервуарных парков должна выполняться с учетом раздела 5 настоящего национального стандарта, а также соответствовать СП 4.13130.2013 и СП 155.13139.2014. П.6.3.7.4 Конструкция резервуара, его характеристики и состав оборудования должны соответствовать ГОСТ 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия» и «Руководства по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов» Конструкция резервуара…и далее по тексту..
287.	Пп.6.3.7.3 (лист 80)	ТО «СургутНИПИнефть»	Второй абзац - «... с поверхности нефти в резервуар**ах».** Исправить.	Принято. Исправлено «с поверхности нефти в резервуар**ах»**
288.	Пп.6.3.7.5 (лист 80)	ТО «СургутНИПИнефть»	Последний абзац - «Сигнализатор максимального допустимого (аварийного) уровня». Вынести отдельным подпунктом.	Принято. Выделено в отдельный абзац «Сигнализатор максимального допустимого (аварийного) уровня».
289.	Пп.6.3.7.10 (лист 81)	ТО «СургутНИПИнефть»	Заменить по тексту словосочетание «огневыми предохранителями» на слово «огнепреградителями» (п.764 ФНиП ПБвНГП)	Принято.
290.	Пп.6.3.7.19	Управление капитального строительства	Изложить в редакции: «Для исключения проникновения нефтепродукта в грунт каре обвалования резервуарного парка обустраивается противофильтрационным экраном	Принято. Дополнено «или песчано-цементным покрытием».

		производственных объектов	или оборудуется бетонным или песчано-цементным покрытием.	
291.	п.6.3.7.23	УПБЭ	В подпункте 6.3.7.23 требуется актуализировать ссылки на нормативные документы: – ссылку на ГОСТ 31385-2008 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия» заменить ссылкой на ГОСТ 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия»; – ссылку на ГОСТ 9.602-2005 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии» ссылкой на ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».	Принято. Ссылки будут откорректированы. Ссылка 1 будет исправлена на ГОСТ 31385-2016. Ссылка 2 будет исправлена на ГОСТ 9.602-2016. В Примечании к разделу 2 Нормативные ссылки будет добавлен абзац: «Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку».
292.	Пп.6.3.7.24	Управление энергетики	Первое предложение изложить в редакции: «Освещение резервуарных парков осуществляется энергосберегающими прожекторами, выбор типа и параметров прожекторов производится на основе технико-экономического обоснования.»	Принято. Ред. первого предложения уточнена.
293.	п.6.3.8.1	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Конкретизировать временной период Дополнить	Отклонено. Время ликвидации аварии определяется регламентом Компании

294.	Раздел 6.3, п. 6.3.8.3	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Согласно п. 6.3.8.3 *Проектирование резервуаров пластовой воды следует выполнять согласно разделу 6.3.7. «Резервуары подготовленной нефти» настоящего национального стандарта, с учетом специфики оснащения резервуаров пластовой воды внутренними устройствами вывода уловленной нефти вместо системы удаления подтоварной воды, требований по пожаротушению только при наличии пожароопасной среды.* В резервуарах пластовой воды всегда обращаются нефтепродукты, что характеризуется наличием пожароопасной среды. Уточнить разночтение. При необходимости исключить примечание по системе пожаротушения. Добавить конкретные требования к системе пожаротушения для резервуаров с пластовой водой.	Пояснение. Резервуары пластовой воды могут использоваться исключительно для подготовленной пластовой воды, которая так же может быть использована для нужд пожаротушения. В случае сброса в резервуары неподготовленной воды с накоплением слоя нефти, к нему принимаются требования аналогично разделу 6.3.7. «Резервуары подготовленной нефти».
295.	п.6.3.8.3	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Корректно прописать ссылку на раздел 6.3.7 Откорректировать «…согласно разделу 6.3.7 «Резервуары добытой нефти»	Принято. Исправлено на «Резервуары добытой нефти».
296.	6.3.8.3	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Резервуаров «товарной нефти» не существует на установках подготовки нефти и газа. В резервуарах происходит окончательная подготовка нефти «подрезка воды», сброс остаточного свободного газа, товарная нефти (соответствующая по качеству техническим требованиям) появляется и сдается по СИКН в систему ПАО «Транснефть». Заменить **«Резервуары подготовленной нефти»,** наименованием: **«Резервуары доподготовки нефти, резервуарные парки завершения подготовки и хранения нефти».**	Принято частично. Наименование раздела 6.3.7 изменено с «..подготовленной нефти» на «..добытой нефти» при экспертизе в Минэнерго. Соответствующее исправление и в п.6.3.8.3.
297.	п.6.3.10.6.	ДОДНГ ПАО «ЛУКОЙЛ» ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	Добавить приборы учета расхода жидкости по каждому агрегату в отдельности.	Пояснение. Каждый насос оборудовать расходомерами не целесообразно(см.п.298), т.к. расходомеры могут иметь стоимость выше стоимости насоса. Необходимость установки расходомеров определяется проектом.
298.	п.6.3.10.6.	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ	Каждый насос оборудовать расходомерами не целесообразно, т.к. расходомеры могут иметь стоимость выше стоимости насоса.	Пояснение. П.6.3.10.6 ,как и другие пункты, не регламентируют

		и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»		установку расходомеров после каждого насоса(см.п297). Необходимость установки определяется проектом.
299.	Пп.6.3.10.6	Управление энергетики	Третье предложение пункта изложить в редакции: «Электродвигатели насосов также должны снабжаться датчиками температуры подшипников.»	Отклонено. Необходимость установки датчика контроля температуры подшипника определяется изготовителем.
300.	п.6.3.10.6 и п.6.4.1.2	ДОДНГ ПАО «ЛУКОЙЛ» ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	1. На всасывающих трубопроводах перед насосными станциями должны быть установлены блоки фильтров с двумя фильтрами и с задвижками обеспечивающих переключение с рабочего фильтра на резервный фильтр. Блоки фильтров должны быть оборудованы датчиками контроля давления на входе и выходе, подающие сигнализацию при превышении параметра перепада давления и обеспечивать передачу данных на АРМ оператора станции. 2. Насосные агрегаты должны быть оборудованы датчиками контроля давления на приёмной и выкидной линии, датчиками контроля температуры подшипников и жидкости в трубке разгрузки (при наличии трубки разгрузки в конструктивном исполнении насоса), датчиками контроля вибрации, датчиками контроля осевого сдвига вала насоса (при конструктивном исполнении насоса предполагающим осевое смещение вала), подающие сигнализацию и обеспечивающие автоматическое отключение насосных агрегатов при превышении допустимых параметров. Все указанные параметры должны передаваться на АРМ оператора станции. 3. На напорных трубопроводах каждого насоса должны быть установлены расходомеры с передачей данных на АРМ оператора станции. 4. Насосные агрегаты должны быть оснащены счётчиками отработанных машино-часов, с передачей данных на АРМ оператора станции. 5. Фундаменты для сооружения станций (блок-боксов) и насосных агрегатов должны быть раздельными. Предусмотреть отдельный фундамент для каждого насосного агрегата. 6. На станциях, имеющих принудительную систему смазки подшипников насосного агрегата предусмотреть индивидуальную систему смазки подшипников на каждый насос и электродвигатель. На каждой маслосистеме предусмотреть рабочий и резервный насос, обеспечивающее автоматическое переключение. На приеме маслонасосов установить сетчатый фильтр очистки и обратный клапан. На маслосистеме установить	Пояснение: В разделах 6.3.9, 6.3.10 и:6.4.1.2 приведены основные требования нормативных документов Р.Ф. к насосным станциям Необходимость оснащении Насосной стации или насосных агрегатов всем перечисленным оборудованием и техническими средствами , определяется разработчиком насосных агрегатов и соответственно проектная документация .разрабатывается на основание технической документации поставщика.

			два фильтра тонкой очистки с задвижками для возможности переключения фильтров. Каждый бак маслосистемы должен быть оснащен датчиками контроля уровня масла, подающими сигнализацию при снижении уровня масла, и обеспечивать передачу данных на АРМ оператора станции. 7. На насосах, оснащённых двойными торцовыми уплотнениями с принудительной подачей затворной жидкости, предусмотреть индивидуальную установку подачи затворной жидкости на каждый насос. На каждой установке подачи затворной жидкости предусмотреть рабочий и резервный насос, обеспечивающее автоматическое переключение. На приеме насосов затворной жидкости установить сетчатый фильтр очистки и обратный клапан. Бак с затворной жидкостью должен быть оснащен датчиками контроля уровня жидкости, подающими сигнализацию при снижении уровня затворной жидкости, и обеспечивать передачу данных на АРМ оператора станции.	
301.	п. 6.3.10.6. и п.п. 6.3.11.2.	ДОДНГ ПАО «ЛУКОЙЛ» ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть»	Изложить в редакции: "Выбор типа, м*атериальное исполнение проточной част*и и число....."	Отклонено. "Выбор , материального исполнения проточной части, других конструкционных элементов насосного агрегата определяется поставщиком в зависимости от физико-химических свойств перекачиваемого продукта, указанных в заказной документации.
302.	п.6.3.10.14	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Поставить пробел в словосочетании «необходимо размещать» Откорректировать	Принято. Откорректировано
303.	Пп.6.3.10.14 (лист 85)	ТО «СургутНИПИнефть»	Написать раздельно «... **необходиморазмещать...»**	Принято. Исправление внесено.
304.	п.6.3.12	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» Управление сервисов АСУТП	Указывать в данном стандарте детальные требования к СИКН, СИКНС и СИКГ не нужно и даже вредно. Это локальные системы, на которые существует своя нормативная база, которая постоянно меняется, актуализируется, совершенствуется и положения данного стандарта могут войти с ней в противоречие. Генпроектировщик, для которого разрабатывается данный стандарт, непосредственно не проектирует эти системы (СИКН, СИКНС и СИКГ), а только располагает их в технологической схеме обустройства и в последующем, после получения	Принято частично. Детальные требования к СИКН, СИКНС, СИКГ исключены из проекта ГОСТ Р. Места установки систем измерений определяются на этапе разработки ОТР и ПД Генпроектировщиком, совместно с Заказчиком. Считаем, нет необходимости указывать конкретные места установки, т.к. они определяются в соответствии с

			проектов этих систем (либо задания на привязку), привязывает их к общему проекту (предусматривает фундаменты, дренажные емкости, подводит трубопроводы, электропитание, обеспечивает системами безопасности, укрытие и т.д.). Сами системы должны проектироваться специализированными проектировщиками на основании технического задания разрабатываемого/утверждаемого Заказчиком, содержащего технологические данные, требования к составу, исполнению, характеристикам и др. ТЗ разрабатывается на основании действующих требований к ТЗ на такие системы. В данном стандарте целесообразно указать только общие требования к СИКН, СИКНС и СИКГ, а именно: где такие системы должны быть Генпроектировщиком предусмотрены, места установки (расположения) при обустройстве, предпочтительные методы измерений, примерный состав, необходимость байпаса и требования к запорной арматуре на байпасе, распределение ответственности за проектирование (что относится к ведению Генпроектировщика, а что к ведению спецпроектировщика системы). СИКН должны быть установлены в обязательном порядке на выходе УПН, где завершается процесс добычи и появляется продукция по своему качеству соответствующая ГОСТ, ТУ являющаяся объектом налогообложения НДПИ СИКН должны быть установлены на пунктах сдачи-приема нефти (ПСП), где нефть передается для транспортировки либо потребления сторонним лицам. СИКНС могут быть установлены на выходе лицензионного участка, месторождения. СИКНС должны устанавливаться на пунктах сдачи-приема, где продукция передается для транспортировки, подготовки или продается. СИКГ устанавливаются на выходе УПГ, где появляется продукция по своему качеству соответствующая ТУ и являющаяся объектом налогообложения НДПИ. СИКГ могут быть установлены на выходе лицензионного участка, месторождения. СИКГ устанавливается на ПСП, где газ передается сторонним лицам для транспортировки и потребления.	Правилами учета нефти (см. п. 6.3.12.7) и Правилами учета газа (добавлен п. 6.3.12.21 следующей формулировки «Порядок осуществления учета добытого, транспортируемого, перерабатываемого, хранимого и потребляемого попутного нефтяного газа, а также фактических потерь при ее добыче организациями, осуществляющими добычу нефти и газа, установлен Правилами учета газа, утвержденным Приказом Министерства энергетики РФ от 30.12.2013г. № 961»).

305.	п. 6.3.12	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Заменить: Узлы учета попутного нефтяного газа	Принято частично. См. ответ на зам.№76.
306.	п. 6.3.12.1	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Совмещение не в большинстве случаев не целесообразно. Заменить, по всему тексту проекта: **Системы измерения количества и параметров нефти и попутного нефтяного газа** (системы измерений), наименованием: **Узлы учета попутного нефтяного газа Узел учета газа** – совокупность средств измерительной техники и вспомогательных устройств, которая предназначена для измерения, регистрации результатов измерения и расчетов объема газа, приведенного к стандартным условиям, установленных на определенном месте технологического процесса.	Отклонено. Терминология принята в соответствии с действующей НТД. См. ответ на №76.
307.	Пп.6.3.12.2	Отдел по добыче и транспортировке газа технического управления	Исключить.	Принято частично. Учитывая, что автоматическое формирование отчетов является обязательным требованиям не для всех систем измерений, используемых в сфере государственного регулирования, предлагается пункт изложить в следующей редакции: «Результаты измерений, полученные с систем измерений, используются для формирования отчётных документов, составляемых при добыче, траспортировке, переработке, хранении и потреблении измеряемой среды».
308.	Пп.6.3.12.3 (лист 87)	ТО «СургутНИПИнефть»	После двоеточия перечисление пишется с прописной буквы.	Принято. Исправление внесено.
309.	п. 6.3.12.4	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Заменить наименование по тексту проекта на узел учета нефти	Отклонено. Терминология принята в соответствии с действующей НТД.
310.	п. 6.3.12.7	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО	Указать структуру в соответствии с СТО 1.22.1-2015.	Отклонено.

		«ЛУКОЙЛ»		
311.	п. 6.3.12.13	Отдел метрологии и стандартизации, ДПБЭ и НТР, ПАО «ЛУКОЙЛ»	Заменить наименование по тексту проекта: **Системы измерений количества и параметров попутного нефтяного газа,** наименованием **Узлы учета газа.** Не целесообразно применять измерительную систему для измерений вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений. Осуществлять измерения допускается по методикам измерений применяя средства измерений, для этого не обязательно формировать измерительные системы (ИС) (СИКНС), (СИКГ). Заменить наименование СИКГ, СИКНС наименованием: **Узлы учета газа, узел учета нефти.**	Отклонено.Не принято. См. ответ на зам.№76.
312.	Пп.6.3.12.17	Отдел по добыче и транспортировке газа технического управления	Изложить в редакции: «При потреблении попутного нефтяного газа, СИКГ должны предусматриваться на входе в каждый газопотребляющий объект. Не допускается несанкционированный отбор газа на собственные нужды после СИКГ на потоке газа, передаваемого транспортной Компании или другим потребителям».	Принято. Изложено в следующей редакции. «При потреблении попутного нефтяного газа, СИКГ должны предусматриваться на входе в каждый газопотребляющий объект. Не допускается **несанкционированный** отбор газа на собственные нужды после СИКГ на потоке газа, передаваемого транспортной Компании или другим потребителям».
313.	6.3.12.18	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	В технологической части структуры СИКГ не указаны байпасные, дренажные и продувные линии	Принято. В п.6.3.12.28 внесены дополнения.
314.	6.3.12.21	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	Повторяется абзац «СИ давления и температуры необходимо размещать на прямолинейных участках, длины которых регламентированы эксплуатационной документацией и/или методиками измерений» Не указан документ, регламентирующий требования к точности измерений СИКГ. Данные требования, указанные в ГОСТ Р 8.733-2011 и приказе Минэнерго РФ от 08.04.16 №179, отличаются Отсутствуют требования к количеству измерительных линий СИКГ	Принято. Внесены корректировки в п. 6.3.12.31. Требования к точности измерений с помощью СИКГ и к количеству ИЛ СИКГ определяется при формировании ТТ на СИКГ, разрабатываемым в соответствии с действующими НД законодательства РФ в области обеспечения единства измерений.

315.	Пп.6.3.12.21 (лист 89)	ТО «СургутНИПИнефть»	Исключить повтор. Первый абзац пункта полный повтор второго абзаца.	Принято. Повтор абзаца исключен.
316.	П. 6.3.12.22	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	Название изложить в редакции: Возможный состав СОИ (т.к. из названия «состав СОИ» следует, что это обязательный состав). В зависимости от технических требований не всегда требуется полный состав СОИ.	Принято. Изложенено в рекомендуемой форме с ссылкой на уточнение в проекте.
317.	6.3.13.4	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	Внести все типы существующих компрессоров либо убрать перечисление типов.	Отклонено. Для компримирования газов в нефтяной промышленности применяются типы компрессоров перечисленные в п. 6.3.13.4. и п.6.3.13.5.
318.	п. 6.3.13.5	ДОДНГ ПАО «ЛУКОЙЛ»	Предлагается добавить – «тип компрессора и привода определяется по результатам ТЭО»	Принято частично. См. п.6.3.13.5 последний абзац …при достаточном технико-экономическом обосновании. Убрать слово «достаточном».
319.	п. 6.3.13.5.	ПАО «Газпромнефть»	Пункт исправить на новую редакцию. Исключить текст: "Для компримирования попутного нефтяного газа концевых ступеней сепарации рекомендуется применять винтовой компрессор с дальнейшим использованием компримированного попутного нефтяного газа на собственные нужды (котельная, печи нагрева, технологические нужды факельного хозяйства и т.п.)." Разве других нет? """При проектировании компрессорных станций рекомендуется выбирать вариант исходя из состава газа и необходимых проектных значений увеличения давления газа от исходного. Для месторождений с развитой инфраструктурой и при наличии доступного источника внешнего энергоснабжения, рекомендуется рассматривать возможность применения электропривода, при достаточном технико-экономическом обосновании. Для удаленных/автономных месторождений при отсуствии доступного источника внешнего энергоснабжения, рекомендуется рассматривать возможность применения газопотребляющего привода, при достаточном технико-экономическом обосновании."	Принято частично п 6.3.13.5 излож в ред. При проектировании компрессорных станций рекомендуется выбирать компрессор центробежного типа с приводом от газовой турбины или электроприводом. ~~Для месторождений с развитой инфраструктурой и при наличии доступного источника внешнего энергоснабжения, необходимо рассматривать~~ Возможность применения электропривода или применения газопотребляющего привода определяется в зависимости от инфраструктуры(наличия внешнего электроснабжения или наличия источника газоснабжения) на основании технико-экономического обоснования.. ~~Для **компримирования** попутного нефтяного **газа концевых ступеней сепарации рекомендуется применять винтовой компрессор с дальнейшим**~~

				~~**использованием компримированного** попутного нефтяного **газа на собственные нужды (котельная, печи нагрева, технологические нужды факельного хозяйства и т.п.).**~~
320.	п.6.3.13.6.	ДОДНГ ПАО «ЛУКОЙЛ»	Расширить регулирование производительности винтовых компрессоров. не рассматривается регулирование производительности с применением золотников(уменьшение и увеличение камеры сжатия)	Отклонено. Необходимость в обеспечение компрессоров устройствами для изменения объема рабочей полости (уменьшения и увеличение камеры сжатия) определяется разработчиком компрессоров, на основание заказной документации.
321.	Пп.6.3.13.10	Отдел по добыче и транспортировке газа технического управления	Изложить в редакции: «Технологическая схема компрессорной станции должна обеспечивать: - очистку попутного нефтяного газа от механических примесей и жидкости; - компримирование попутного нефтяного газа заданной производительности и до заданного давления; - систему антипомпажного регулирования (для центробежного компрессора) в соответствии с требованиями завода изготовителя оборудования и проектной документации. - охлаждение попутного нефтяного газа (межступенчатое и концевое) на аппаратах воздушного охлаждения; - автоматический запуск и остановку компрессорной станции, безаварийную работу с поддержанием технологических проектных параметров и автоматическую аварийную остановку компрессорного агрегата с переходом на работу резервного агрегата; - аварийную автоматическую остановку всей компрессорной станции с автоматическим переводом попутного нефтяного газа в факельный коллектор; - автоматическую работу вспомогательных систем и оборудования; - безаварийную работу систем автоматики с передачей информации в операторную;	Принято. Абзац по антипомпажному регулированию учтен в предложенной ред.

			- работу вспомогательных систем в регламентном режиме и при аварийных ситуациях; - возможность ведения ремонтных работ на нерабочем агрегате без остановки работающих агрегатов при размещении в едином машинном зале.»	
322.	Пп.6.3.13.13	Отдел по добыче и транспортировке газа технического управления	Изложить в редакции: «6.3.13.14 Каждая ступень центробежного компрессора может быть оснащена устройством антипомпажного регулирования, не допускающим уменьшения величины потока газа, протекающего через данную ступень, ниже заданного значения. Регулирование работой антипомпажного клапана осуществляется системой управления по данным о расходе газа. Антипомпажный клапан обеспечивает подачу во всасывающую линию охлажденного газа, отбираемого из газопровода после сепаратора. Каждая ступень компримирования может быть оснащена клапаном байпаса, обеспечивающим поступление минимального потока газа в корпус компрессора при отключении компрессора до его полной остановки. « *Пояснение:* *Необходимость в оснащении ступеней сжатия учетом газа, антипомпажным клапаном и клапаном байпаса определяется разработчиками компрессоров.*	Принято. Исключено – …в напорном трубопроводе,… газа каждой ступени
323.	П.6.3.13.16	УПБЭ	В подпункте 6.3.13.16 следует заменить ссылку на утративший силу ГОСТ Р 54808-2011 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов» ссылкой на ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов»	Принято. Ссылка будет исправлена на ГОСТ 9544-2015. См. так же п.19
324.	Пп.6.3.13.19	Отдел по добыче и транспортировке газа технического управления	Изложить в редакции: «На выкидном газопроводе каждого центробежного компрессора или ступени компримирования необходима установка обратного клапана. Обратный клапан должен также устанавливаться после каждого сепаратора при условии выпадения конденсата. Обратный клапан устанавливается на линии продувки в факельный коллектор до арматуры с дистанционным приводом.» *Пояснение:* *Исключить слова «и прибора для измерения расхода газа» в связи с отсутствием технологической необходимости.*	Принято. Исключено «и прибора для измерения расхода газа»

325.	Пп.6.3.13.21	Отдел по добыче и транспортировке газа технического управления	Изложить в редакции: «Для разгрузки оборудования и трубопроводов КС от давления и в системе аварийного сброса газа на факельную систему должна быть установлена отсечная арматура с дистанционным управлением и временем срабатывания согласно требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств", утвержденных Ростехнадзором 11.03.2013, № 96».	Отклонено. В соответствии с ФНИП «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожарных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» КС относится к блоку первой категории и время отключения блока КС составляет 12 секунд, что и отражено в проекте ГОСТ Р. Считаем редакцию корректной.
326.	Пп.6.3.13.48 (лист 96)	Отдел по добыче и транспортировке газа технического управления	Исправить «... с уклоном не более 45°».	Принято. Исправление внесено.
327.	Пп.6.3.14.5 (лист 97)	ТО «СургутНИПИнефть»	Пункт дополнить требованиями СП 231.1311500.2015 в части недопустимости применения надземных трубопроводов из горючих и трудногорючих материалов.	Требования к выбору материального исполнения труб приведены в разделе 6.19 (п.6.3.14.5).
328.	П.6.3.15 В целом по разделу	ТО «СургутНИПИнефть»	В разделе отсутствует ссылка на «Руководство по безопасности факельных систем». Не прописано требование о необходимости подачи продувочного газа в начало факельного коллектора. Отсутствуют требования по надежности - отнесения электропотребителей факельной системы к потребителям первой категории. И еще целый ряд требований.	Пояснение. «Руководство по безопасности факельных систем» внесено в раздел «Библиография». Технология сбросов и конструкция факельной установки должна соответствовать ГОСТ Р 53681, где п.8.5 определены требования,исключающие образования газовоздушной смеси во внутренних объёмах ствола факела. Категория электроприемников для факельной системы приведена в разделе 6.10 таб.13.
329.	Раздел 6, п.6.3.15.12, п.6.3.15.20, п.6.3.15.26	«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Рекомендуется перенести данные пункты в Раздел 6, п.6.17, так как они непосредственно касаются компоновки генерального плана.	Пояснение. Размещение технологического оборудования на площадках и взаимное расположение технологических объектов должно выполняться согласно технологического процесса и соответствовать

				последовательности движения основных продуктов. Генеральный план выполняется на основании Схемы размещения технологических объектов. на Схеме выделяются коридоры коммуникаций, места размещения передвижных кранов, Дороги и разворотные площадки. Схема размещения разрабатывается ведущим проектным отделом.
330.	Пп.6.3.15.19 (лист 101)	ТО «СургутНИПИнефть»	Данный пункт исключить. Противоречит п.5.12 данного документа.	Отклонено. П.5.12 ...до 5 агрегатов 1 резервный.
331.	Пп.6.3.16.1 (лист 102)	ТО «СургутНИПИнефть»	Предлагается «и уменьшения пожаровзрывоопасности...» заменить на «и снижения пожаровзрывоопасности.».	Принято.
332.	Раздел 6, п.6.3.17.8, п.6.3.17.11, п.6.3.17.14	«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Рекомендуется перенести данные пункты в Раздел 6, п.6.17, так как они непосредственно касаются компоновки генерального плана.	Пояснение. Размещение технологического оборудования на площадках и взаимное расположение технологических объектов должно выполняться согласно технологического процесса и соответствовать последовательности движения основных продуктов. Генеральный план выполняется на основании Схемы размещения технологических объектов. на Схеме выделяются коридоры коммуникаций, места размещения передвижных кранов, Дороги и разворотные площадки. Схема размещения разрабатывается ведущим проектным отделом.
333.	6.3.18.2	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	Абзац 4,5: дополнить нормативными документами, которым должны соответствовать воды	Принято. Добавлено. 6.3.18.2. Перечень методов испытаний для аналитического контроля физико-химических свойств нефти, попутного нефтяного газа, воды должен

				соответствовать документам, устанавливающим параметры. – для нефти - не ниже требований технического регламента; – для попутного нефтяного газа - ГОСТ 5542-2014 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия»; для газа, подаваемого другим потребителям необходимо учитывать технические требования организации-потребителя; – для воды, подаваемой на хозяйственно-бытовые нужды - СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения»; – для воды, подаваемой на производственные нужды в соответствии требованиям технологического процесса; – для воды, закачиваемой в нагнетательные скважины в соответствии п.6.3.4.5 настоящего ГОСТ Р.
334.	Пп.6.3.18.2 (лист 104)	ТО «СургутНИПИнефть»	Для воды, подаваемой на производственные нужды и для воды, закачиваемой в нагнетательные скважины не указаны документы, устанавливающие параметры.	Принято. Добавлено. 6.3.18.2. Перечень методов испытаний для аналитического контроля физико-химических свойств нефти, попутного нефтяного газа, воды должен соответствовать документам, устанавливающим параметры. – для нефти - не ниже требований технического регламента; – для попутного нефтяного газа - ГОСТ 5542-2014 «Газы горючие природные для

				промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия»; для газа, подаваемого другим потребителям необходимо учитывать технические требования организации-потребителя; – для воды, подаваемой на хозяйственно-бытовые нужды - СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения»; – для воды, подаваемой на производственные нужды в соответствии требованиям технологического процесса; – для воды, закачиваемой в нагнетательные скважины в соответствии п.6.3.4.5 настоящего ГОСТ Р.
335.	6.3.18.3	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	Абзац 9: исключить по тексту «мебель»	Принято. Имелась ввиду специализированная лабораторная мебель. Можно согласиться с мнением эксперта о неправомерности применения термина «мебель» и исключить, оставив термин «оборудование».
336.	п.6.3.18.3	ДОДНГ ПАО «ЛУКОЙЛ»	п.6.3.18.4. предусматривает помещение для оргтехники, но пункт 6.3.18.3. в проектном решении не предусматривает наличие оргтехники, которая необходима для передачи информации о результатах испытаний и деятельности заказчику и Росаккредитации. Согласно МИ3342-2016.	Отклонено. Согласно ГОСТ ИСО 17025-2008 передача результатов возможна различными способами,включая электронный, и определяется при проектировании в соответствии нормативными документами или техническими условиями Заказчика. Область применения МИ3342-2016 –организации Транснефть и другие организации при проектировании лабораторий по качеству нефти при товарных операциях.

337.	6.3.18.4	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	Дополнить пунктом: дистилляторная - изолированное помещение для установки оборудования для получения дистиллированной, бидистиллированной и деионизированной воды	Отклонено. Требование по выделению отдельного помещения для получения дистиллированной воды излишнее и необоснованное.
338.	6.3.18.4	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	Дополнить абзацем: Объемно-планировочные и конструктивные решения при проектировании ИЛ должны приниматься в соответствии с требованиями Федеральных законов [16], [17], СНиП 21-01-97*, СП 60.13330.2012, СП 155.13130.2014, СП 1.13130.2009, СП 2.13130.2012, СП 4.13130.2013, СП 12.13130.2009, СП 44.13330.2011, СП 56.13330.2011, СП 2.2.1.1312-03, ПУЭ, правил [18] и других действующих нормативных документов	Отклонено. В первоначальной редакции был пункт с ссылками на перечисленные документы, но исключен при экспертизе в Минэнерго, так как документы относятся к большинству объектов и упомянуты в общей части.
339.	Пп.6.3.18.4 (лист 105)	ТО «СургутНИПИнефть»	Первый абзац - закрыть скобку.	Принято. Исправление внесено.
340.	П. 6.3.18.6	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Требуется исключить информацию из пункта относительно высоты помещения ХАЛ. Высота производственных зданий должна устанавливаться по СП 56.13330.2011. Производственные здания. Требование ограничивает поставку зданий ХАЛ сформированную из отдельных блоков. Требуется исключить информацию из пункта относительно высоты помещения.	Отклонено. В соответствии с пунктом 4.5 СП 56.13330.2011 безопасность пребывания людей в зданиях должна обеспечиваться санитарно-эпидемиологическими и микроклиматическими условиями:…., а также требованиями действующих санитарно-эпидемиологических нормативных документов. В соответствии с пунктом 4.4 СП 2.2.1.1312-03 «Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструированных промышленных предприятий» площадь помещений для одного работающего должна составлять не менее 4,5 м^2, высота помещений - не менее 3,25 м. Также данное требование не противоречит пункту 5.4 СП 56.13330.2011, в котором указано что высота помещения от пола до низа выступающих конструкций перекрытия (покрытия) должна быть не менее 2,2 м.

341.	Пп.6.4.1.2. В целом по пункту	ТО «СургутНИПИнефть»	При использовании для целей ППД подземных вод из водозаборных скважин указать количество резервных скважин. Исходя из каких соображений принимать объем емкостей, предназначенных для разгазирования воды из водозаборных скважин и осаждения вынесенного из скважины песка. В разделе не упоминаются требования к маслохозяйству. Прописать, либо дать ссылку на требования п.6.3.13.	Пояснение. Количество резервных водозаборных скважин определяется в соответствии с п.8.12 СП 31.13330.2012. Объем емкостей, предназначенных для разгазирования воды из водозаборных скважин и осаждения вынесенного из скважины песка, определяется по рекомендациям специализированных научных организаций, разрабатывающих технологию подготовки и дегазации воды для системы ППД. Требования к маслохозяйству определяются разработчиком насосного оборудования в зависимости от принятого типа насоса
342.	Пп.6.4.1.2.1 (лист 108)	ТО «СургутНИПИнефть»	Второй абзац - назначение подпорной насосной станции в данном пункте несколько иное, чем в п.6.4.1.1.9 последний абзац.	Пояснение. Назначение и функции подпорной насосной станции показаны корректно в соответствии с п.6.4.1.1.9. и 6.4.1.2.1
343.	Пп.6.4.1.4.5	Производственный отдел по добыче нефти и ППД	Дополнить предложением: «Значения номинальных давлений для технологических трубопроводов внутри КНС, БГ и ВРП должны соответствовать ряду давлений по ГОСТ 356-80.»	Отклонено. В п.6.4.1.4.5. уточняет ссылкой на ГОСТ 32569 условия проведения гидроиспытаний (для исключения путаницы по возможному применению ГОСТ Р 55990), где в разделе 13 изложены условия проведения гидроиспытаний, в разделе 8 условия к подбору и размещению арматуры. При проектировании технологических трубопроводов выбираются соответствующие арматура и детали трубопроводов. В ссылке на ГОСТ 356-80 «Арматура и детали трубопроводов. Давление номинальное, пробное и рабочее» в данном пункте нет необходимости.
344.	п.6.4.1.5.1	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Уточнить характер стоков для ёмкости для сбора стоков Откорректировать	Пояснение. Емкость для сбора пром-дождевых стоков при необходимости (при наличии шахтного колодца)

345.	6.4.1.5.3	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	Данное требование может быть только при использовании для закачки пресной воды.	Пояснение. Требование пункта распространяется на пластовую воду.
346.	Раздел 6, п.6.4.1.6.5	«ЛУКОЙЛ- Инжиниринг»	Пункт дополнить ссылкой на нормативную документацию, указанную в задании на проектирование. Например, Заказчик указывает проектировать промысловые трубопроводы по СП 34-116, а проект ГОСТа устанавливает требование на ГОСТ 55990.	Отклонено. При экспертизе проекта документа Рабочей группой по техническому регулированию Минэнерго было принято решение исключить ссылки на СП 34-116, оставить ссылки на ГОСТ Р 55990-2014 ,в который внести изменения с учетом СП34-116 при актуализации.
347.	П.6.4.1.6.12	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Описка: «Для защиты трубопроводов от внутренней коррозии при т перекачке воды следует предусматривать некоторые из следующих мероприятий…»	Принято.
348.	Раздел 6, п.6.4.1.6.12	«ЛУКОЙЛ- Инжиниринг»	После фразы «при соответствующем технико- экономическом обосновании» дописать «или по согласованию с Заказчиком». Эту фразу рекомендуется дописать во всех случаях, где идет упоминание о ТЭО для исключения осложнений при прохождении экспертизы и выполнения этого ТЭО (методики сравнения отсутствуют). Перед проектированием предусматривается разработка и согласование с Заказчиком карточки согласования оборудования и материалов, в которой прописываются основные решения по трубам, материалам и оборудованию. Заказчик с учетом существующего фонда оборудования и труб согласовывает необходимый вариант.	Отклонено. Термин «при соответствующем технико-экономическом обосновании» применяется в проекте при предлагаемом выборе вариантов. В соответствии с Градостроительным Кодексом проект разрабатывается и представляется на ГГЭ Заказчиком (представителе Заказчика) и применение подобного термина нецелесообразно.
349.	Пп.6.4.1.6.12 (лист 111)	ТО «СургутНИПИнефть»	«.от внутренней коррозии при **т** перекачке воды.», убрать **«т».**	Принято. Исправление внесено.
350.	Пп.6.4.1.6.14 (лист 112)	ТО «СургутНИПИнефть»	Привести глубину заложения в/водоводов в данном документе, учитывая минерализацию.	Отклонено. Глубина заложения промысловых трубопроводов с пластовой водой определяется ссылкой п.6.4.1.6.14 на ГОСТ Р 55990-2014, в котором п.9.3.3 табл. 8 приведена

				информация по заглублению трубопроводов в грунтах в зависимости от плотности воды, зависящую в первую очередь от минерализации. Данная информация приводилась в п.3.85 ВНТП 3-85.
351.	Пп.6.4.1.6.17 (лист 112)	ТО «СургутНИПИнефть»	Данный пункт противоречит п.10.1.32 ГОСТ 32569-2013	Пояснение. П.6.4.1.6.17 дополняет требования ГОСТ Р55990 по ограничению прокладки в одной траншее не более трех высоконапорных водоводов, по которому и следует проектировать промысловые трубопроводы за пределами площадок. В пределах площадок условие «не более трёх» не противоречит требованию п.10.1.32 ГОСТ 32569, где оговариваются условие « двух и более» в одной траншее.
352.	Пп.6.4.1.22	Производственный отдел по добыче нефти и ППД	Изложить в новой редакции: «Кустовые насосные станции проектируются блочными заводского исполнения или в капитальном исполнении по заданию заказчика. Компоновки насосных станций решаются проектом.»	Принято в предложенной редакции.
353.	п.6.4.2.1.4	УПБЭ	В подпункте 6.4.2.1.4 целесообразно заменить ссылку на СНиП 3.05.05-84 ссылкой на его новый регистрационный номер СП 75.13330.2011.	Принято. Ссылка будет заменена на СП 75.13330.2011.
354.	6.4.2.1.4	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми	Ссылка одновременно на ГОСТ32569 и СНиП3.05.05 некорректна, т.к. требования, предъявляемые данными документами, к конструкции, монтажу, сварке, испытаниям и контролю качества сварных швов трубопроводов не всегда совпадают	Принято. Ссылка на СНИП 3.05.05 исключена.
355.	6.4.2.2. «Закачка в пласт теплоносителей»	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми	В разделе отсутствует необходимая для проектирования пунктов подготовки теплоносителя информация, не указаны: категория надежности водоснабжения; расчетный объем емкости запаса исходной воды; необходимость общего учета топлива (газа); требования к утилизации производственных и очищенных бытовых стоков	Принято частично. Надежность водоснабжения для проектируемых объектов не категорируется. Количество и тип источников определяется проектом (совместно проектировщиком и заказчиком) в зависимости от

				планируемого режима работы объекта. Емкость запаса исходной воды входит в комплект поставки парогенераторного комплекса, поэтому расчетный объем емкости запаса исходной воды определяется поставщиком оборудования исходя из параметров работы парогенератора. Раздел будет дополнен требованием обязательного учета потребляемого газа. В данном случае производственными стоками, подлежащими дальнейшей утилизации является минерализованный сток от установки подготовки воды. Для сбора данного стока предусмотрена специальная емкость (п.6.4.2.2.4.). Дальнейший вывоз и утилизация данных стоков осуществляется в соответствии с техническими условиями на прием стоков. Бытовая канализация не предусматривается.
356.	6.4.2.2. «Закачка в пласт теплоносителей»	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми	В разделе необходимо указать, какими нормами следует руководствоваться при проектировании газоснабжения, водоснабжения и канализации, наружного и внутреннего пожаротушения пунктов подготовки теплоносителя	Принято. Раздел будет дополнен соответствующими ссылками. Проектирование трубопроводов газоснабжения выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014. Трубопроводы пара и горячей воды проектируются в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением». Требования к пожаротушению представлены в п.6.6 настоящего документа, в том числе представлен перечень документов, в соответствии с которыми выполняется проектирование пожаротушения объектов

				обустройства месторождения. Требования к проектированию систем водоснабжения (в т.ч. водоводам) представлены в п.6.7 настоящего документа.
357.	6.4.2.2.3	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми	В составе парогенераторной установки необоснованно не указан газорегуляторный пункт (ГРП)	Пояснение. ГРП не входит в состав парогенераторной установки и может быть установлен дополнительно при необходимости, что не противоречит требованиям раздела
358.	6.4.2.2.4	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми	В составе блочной водогрейной установки необоснованно не указаны: блок водоподготовки, блок подготовки жидкого топлива, газорегуляторный пункт (ГРП)	Принято. Состав блочной водогрейной установки будет дополнен блоком водоподготовки и блоком подготовки жидкого топлива. ГРП не входит в состав водогрейной установки и может быть установлен дополнительно при необходимости, что не противоречит требованиям раздела.
359.	6.4.2.2.4	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми	Непонятно назначение отстойников, указанных в составе блочной водогрейной установки. Необходимо конкретизировать	Принято. Отстойники будут исключены из состава водогрейной установки (заменены на блок водоподготовки)
360.	П. 6.5.1.2	ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»	Изложить в редакции: Газоснабжение газлифтных систем следует предусматривать на основании технико-экономических расчетов: – централизованное при подаче газа от компрессорной станции или газовой залежи ***(газовой шапки при разработке нефтяной оторочки)*** на группы скважин (кусты); – локальное при подаче газа от компрессорной станции или газовой скважины ***(газовой шапки при разработке нефтяной оторочки)*** на скважину для газлифтной эксплуатации в пределах куста скважин.	Отклонено. «Газовая шапка» один из вариантов газовой залежи, нецелесообразно детализация.

361.	6.6 Пожаротушение	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени	Установить перечень конкретных условий, на основании которых на площадках кустов скважин необходимо устройство наружного противопожарного водоснабжения	Отклонено. перечень условий, на основании которых на площадках кустов скважин необходимо устройство наружного противопожарного водоснабжения установлен разделами 7.3 и 7.4 СП 231.1311500.2015 (Коновалов
362.	П.6.6.1.1	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Прописать необходимость тушения межсвайного пространства при расположении резервуара на свайном основании, указать интенсивность подачи огнетушащих средств	Отклонено. В п.6.6.1.1 разрабатываемого документа указаны общие требования к проектированию систем пожаротушения, установленные действующими нормативными документами по пожарной безопаснсоти и не разрабатываются дополнительные требования. В п. 6.6.1.1.5 указано, что пожаротушение и пожарную защиту резервуаров нефти следует проектировать в соответствии с СП 4.13130.2013 СП 155.13130.2014. В нормативных документах по пожарной безопасности (СП 4.13130.2013СП 155.13130.2014) отсутствует требование о необходимости учета горения в обваловании (в т.ч. в межсвайном пространстве) при определении характеристик систем противопожарной защиты резервуарного парка. Требования пожарной безопасности к объектам защиты (в т.ч. при разработке нормативных документов) устанавливаются уполномоченными организациями (МЧС РФ, ФГБУ ВНИИПО МЧС РФ). Разработчик данного СП не уполномочен устанавливать дополнительные требования пожарной безопасности, не регламентированные иными нормативными документами, принятыми в развитие ФЗ №123.
363.	Раздел 6.6, п. 6.6.1.1.1	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Добавить СП 155.13130.2014	Принято Добавлен СП 155.13130.2014.

364.	Раздел 6.6.1.1 п. 6.6.1.1.8	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Добавить. При этом **указанные** резервуары необходимо оборудовать автоматическими средствами обнаружения пожаров, стационарными пеногенераторами или системами подслойного пенопожаротушения, а также линейными вводами, выведенными за обвалование и оборудованными пожарными соединительными головками. При этом резервуары **объёмом от 1000 до 3000 м3 (включ.)** необходимо оборудовать автоматическими средствами обнаружения пожаров, стационарными пеногенераторами или системами подслойного пенопожаротушения, а также линейными вводами, выведенными за обвалование и оборудованными пожарными соединительными головками (п. 6.4.72 СП 4.13130.2013).	Принято. При этом резервуары объемом от 1000 до 3000 м3 (включ.) необходимо оборудовать автоматическими средствами обнаружения пожаров, стационарными пеногенераторами или системами подслойного пенопожаротушения, а также линейными вводами, выведенными за обвалование и оборудованными пожарными соединительными головками.
365.	Пп.6.6.1.1.5	Управление промышленной безопасности и охраны труда	Изложить в следующей редакции: «Пожаротушение и пожарную защиту резервуаров типа РВС следует проектировать по СП 4.13130.2013, СП «Склады нефти и нефтепродуктов». Для объектов Западной Сибири пожаротушение резервуаров ДНС проектировать в соответствия с ВНТП «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса». *Пояснение:* *Резервуары типа РВС не всегда относятся к складам нефти и нефтепродуктов в связи с этим п.6.39 ВНТП 3-85 было указано аналогичное требование и проектирование резервуары типа РВС, в том числе на ДНС производилось в соответствии с СНиП «Склады нефти и нефтепродуктов». Необходимо учитывать, что разделом 6.4 СП 4.13130.2013 устанавливаются требования к складам нефти и нефтепродуктов и другие НТД, устанавливающие требования к проектированию резервуаров типа РВС например для нефтегазоводяной смеси, отсутствуют. Кроме того п.5 проекта ГОСТ «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование» (далее - Проект ГОСТа) не отменяет требования при проектировании, указанные в ВНТП «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса», в связи с чем, указанные требованию остаются актуальными.*	Отклонено. ВНТП «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса» не является документом в области стандартизации (ФЗ №184-ФЗ от 27.12.2002 г. «О техническом регулировании»).
366.	п.6.6.1.1.5, п.6.6.1.1.6	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Дополнить ссылкой на СП155.13130 Дополнить	Принято, добавлено.

367.	Пп.6.6.1.1.6	Управление промышленной безопасности и охраны труда	Изложить в следующей редакции: «Категории резервуарных парков нефти в зависимости от их общей вместимости и максимального объема одного резервуара принимаются в соответствии с СП 4.13130.2013 и СП 155.13130. 2014.» *Пояснение:* *Аналогичные требования к складам нефти и нефтепродуктам установлены СП 155.13130.2014, разработанный на основе положений и требований Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (далее - Закон №123). При внесении изменений и дополнении в СП 4.13130.2013 возможно будут исключены дублирующие требования к складам нефти и нефтепродуктов, в связи с чем, возникнет необходимость актуализировать в связи с несоответствием действующему законодательству Проект ГОСТа.*	Принято. Изменения будут внесены.
368.	П. 6.6.1.1.7	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	В перечень объектов, на которых пожаротушение предусматривается первичными средствами, включить площадки одиночных скважин	Принято добавлено. В перечень объектов, на которых пожаротушение предусматривается первичными средствами, включены площадки одиночных скважин и кустов скважин.
369.	Пп.6.6.1.1.7	«СургутНИПИнефть»	Изложить в следующей редакции: «Пожаротушение только первичными средствами должно предусматриваться на объектах, размещаемых вне территории ЦПС, установок УПН, УПГ, КС в том числе: - измерительных и сепарационных установках; - ДНС (не имеющих резервуаров типа РВС); - установках предварительного сброса воды (УПСВ), расположенных на ДНС и отдельно стоящих (не имеющих нефтяных резервуаров типа РВС); - установках ввода химических реагентов и ингибиторов коррозии; - очистных сооружениях пластовых и производственно- дождевых вод; - **одиночных скважин, кустов скважин;** - **установках подготовки газа, газораспределительных станциях, пунктах очистки и замера газа;** - площадках пуска и приема очистных устройств и других подобных внеплощадочных объектах, располагаемых на территории месторождений нефти. Пожаротушение резервуаров типа РВС на ДНС следует	Принято в части требований к организации пожаротушения первичными средствами (СП 231.1311500.2015). Дополнительные требования пожарной безопасности к объектам защиты (в том числе, к огневым подогревателям) устанавливаются уполномоченными организациями (МЧС РФ, ФГБУ ВНИИПО МЧС РФ). Разработчик данного ГОСТ Р не уполномочен устанавливать дополнительные требования пожарной безопасности, не регламентированные иными нормативными документами, принятыми в развитие ФЗ №123.

			проектировать в соответствии с СП 4.13130.2013. Металлические огневые подогреватели нефти в блочном исполнении (в том числе зарубежного производства), входящие в состав ЦПС, должны быть оборудованы автоматическими стационарными пенными установками, а их пожаротушение должно осуществляться из двух пеногенераторов, устанавливаемых на площадке в противоположных концах аппарата. Струи пены направляются вдоль верхней поверхности подогревателя.»	
370.	п.6.6.1.1.7 п.6.6.2.8	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Привести к единым требованиям. Огневые подогреватели и трубчатые печи ПТБ являются оборудованием аналогичного типа. Откорректировать	Принято из пункта 6.6.1.1.7 исключен последний абзац.
371.	п.6.6.1.1.7 п.6.6.2.8	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Дополнить информацией о пожаротушении огневых подогревателей и печей, не входящих в состав ЦПС Дополнить	Отклонено. Пожаротушении огневых подогревателей и печей, не входящих в состав ЦПС указывается в п. 7.4.5 СП 231.1311500.2015.
372.	п.6.6.1.1.8	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Дополнить информацией об исполнении резервуаров – надземные/подземные Дополнить	Принято. Добавлено надземное и подземное исполнение.
373.	Пп.6.6.1.1.8	Управление промышленной безопасности и охраны труда	После слов «запасов огнетушащих веществ и МСП» дополнить словами «(пожарная мотопомпа)». *Пояснение:* *Согласно п.6.4.74 СП 4.13130.2013 и п.13.2.9 СП 155.13330.2014 на складах III категории с резервуарами объемом менее 5000 м3 допускается не устраивать противопожарный водопровод, а предусматривать подачу воды на охлаждение и тушение пожара мобильными средствами пожаротушения из противопожарных емкостей (резервуаров) или открытых искусственных и естественных водоемов. В соответствии со ст.44 Закона №123 к мобильными средствами пожаротушения относятся как транспортные или транспортируемые пожарные автомобили, предназначенные для использования личным составом подразделений пожарной охраны при тушении пожаров, так и пожарные мотопомпы. В связи с этим, предлагаемая редакция нормативного документа может трактоваться органами надзорной деятельности и*	Отклонено. Перечень мобильных средств пожаротушения установлен статьей 44 ФЗ №123, в связи с чем в проекте ГОСТ Р не требуется дополнительная расшифровка термина «МСП».

			государственной экспертизой неоднозначно и возможно может привести к необоснованным материальным затратам на выполнение необоснованных и завышенных требований.	
374.	п.6.6.1.	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Раздел дополнить требованиями к пожаротушению и охлаждению резервуаров объёмом менее 1000м^3 Дополнить	Отклонено. Раздел 6.6.1, а именно п.6.6.1.1.8 содержит требование к пожаротушению и охлаждению резервуаров объёмом менее 5000 м^3 в том числе и к резервуарам объёмом менее 1000м^3.
375.	п.6.6.1	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Раздел дополнить требованиями к пожаротушению сливо-наливных эстакад (автомобильных, железнодорожных) Дополнить	Отклонено. Требованиями к пожаротушению сливо-наливных эстакад (автомобильных, железнодорожных) установлены в нормативных документах по пожарной безопасности (СП 4.13130.2013 и СП155.13130.2014)
376.	п.6.6.1	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Раздел дополнить требованиями к времени тушения пожара Дополнить	Отклонено. Требованиями к времени тушения пожара установлены в нормативных документах по пожарной безопасности (СП 4.13130.2013 и СП155.13130.2014)
377.	п.6.6.1	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Раздел дополнить требованиями к трубопроводам Дополнить	Отклонено. Требованиями к трубопроводам установлены в нормативных документах по пожарной безопасности (СП 8.13130.2009, СП 5.13130.2009).
378.	Раздел 6, п.6.6.1.1.1, п.6.6.1.1.5	«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Нет ссылки на СП 155.13130. Добавить или исключить разночтения по требованию к пожаротушению РВСа	Принято.
379.	Подраздел 6.6 п. 6.6.1.1.5	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Дополнить СП 155.13130.2015 Пожаротушение и пожарную защиту резервуаров нефти следует проектировать в соответствии с СП 4.13130.2013, СП 155.13130.2015.	Принято. Пожаротушение и пожарную защиту резервуаров нефти следует проектировать в соответствии с СП

				4.13130.2013, СП 155.13130.2014.
380.	Подраздел 6.6 п. 6.6.1.1.6	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Дополнить СП 155.13130.2015 Категории резервуарных парков нефти в зависимости от их общей вместимости и максимального объема одного резервуара принимаются в соответствии с СП 4.13130.2013, СП 155.13130.2015.	Принято. Категории резервуарных парков нефти в зависимости от их общей вместимости и максимального объема одного резервуара принимаются в соответствии с СП 4.13130.2013, СП 155.13130.2014
381.	Подраздел 6.6 п. 6.6.1.1.7	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Дополнить СП 155.13130.2015 Пожаротушение резервуаров типа РВС на ДНС следует проектировать в соответствии с СП 4.13130.2013, СП 155.13130.2015.	Принято. Пожаротушение резервуаров типа РВС на ДНС следует проектировать в соответствии с СП 4.13130.2013, СП 155.13130.2014.
382.	Раздел 6, п.6.6.1.1.9	«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Пункт устанавливает требования к автоматическому пожаротушению и **автоматическому** водяному охлаждению. Согласно п.13.2.8 СП 155.13130 автоматическое водяное охлаждение РВСа не требуется. Перефразировать пункт, если автоматическое водяное охлаждение не требуется (удорожание строительства)	Принято.
383.	Подраздел 6.6 п. 6.6.1.1.12	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Дополнение по наименованию резервуарных парков - в резервуарном парке нефти и нефтепродуктов.	Принято, добавлено наименование «нефтепродуктов»
384.	п.6.6.1.1.13	УПБЭ	В подпункте 6.6.1.1.13 необходимо отредактировать реквизиты СП 8.13130.2009.	Принято. Исправление внесено.
385.	п.6.6.1.1.13	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Фразу «для резервуарных парков – расчётом в соответствии с СП 4.13130.2013» дополнить ссылкой на СП155.13130 Дополнить	Принято
386.	п.6.6.1.1.13	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Стандарт не распространяется на объекты газовых месторождений. Исключить требования для установок подготовки газа (УПГ)	Отклонено. Установки попутного нефтяного газа входят в

			Откорректировать	технологическую инфраструктуру обустройства месторождений нефти.
387.	Подраздел 6.6 п. 6.6.1.1.13	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Дополнить СП 155.13130.2015 - для резервуарных парков – расчетом в соответствии с СП 4.13130.2013, СП 155.13130.2015;	Принято, Добавлен СП 155.13130.2014.
388.	Подраздел 6.6 п. 6.6.1.1.14	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Заменить п. 6.6.1.1.14 на п. 6.6.1.1.13 6.6.1.1.14. Расход и запас воды из противопожарного водопровода высокого давления для пожарной защиты объектов, указанных в п.6.6.1.13 должны обеспечить тушение пожара и защиту оборудования стационарными установками и мобильной пожарной техникой за расчетное время тушения пожара.	Принято, Ссылка на пункт исправлена.
389.	6.6.1.1.14	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми	В пункте дана ссылка на п. 6.6.1.14, который отсутствует в проекте ГОСТ….	Принято.
390.	Пп.6.6.1.1.14	Управление промышленной безопасности и охраны труда	Заменить слова в тексте пункта «6.6.1.14» на слова «6.6.1.13». *Пояснение: опечатка.*	Принято. Исправление будет внесено.
391.	Раздел 6.6, п. 6.6.1.1.14	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Расход и запас воды из противопожарного водопровода высокого давления для пожарной защиты объектов, указанных в п.6.6.1.14 должны обеспечить тушение пожара и защиту оборудования стационарными установками и мобильной пожарной техникой за расчетное время тушения пожара. Внести изменения в формулировку пункта. Для тушения пожара мобильной пожарной техникой использовать гребенки резервуаров противопожарного запаса воды. Требование к учету суммарного расхода воды в противопожарном водопроводе для стационарных установок и мобильной пожарной техники приведет к значительному завышению диаметров наружных сетей противопожарного водопровода.	Принято. Текст следует читать в следующей редакции: 6.6.1.1.15 Расход и запас воды для пожарной защиты объектов, указанных в п.6.6.1.1.14, должны обеспечить тушение пожара и защиту оборудования стационарными установками и мобильной пожарной техникой за расчетное время тушения пожара.

			Подправить ссылку на пункт, нет п. 6.6.1.14.	
392.	Раздел 6.6.1.1 п. 6.6.1.1.15	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Добавить в текст Вода, используемая для целей пожаротушения, должна быть разгазированная и не иметь примесей нефтепродуктов.	Принято частично. В соответствии с СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений Требования пожарной безопасности» в качестве источника противопожарного водоснабжения допускается использование воды из систем ППД. А для системы ППД используется в том числе и очищенная пластовая вода содержание мехпримесей и нефтепродуктов в которой в зависимости от коллектроских свойств пласта в который осуществляется закачка могут быть до 40 мг/л. Требования к качеству воды для систем пожаротушения нефтяных месторождений приведеныв п.6.7.2.4. Предлагается в пункт 6.6.1.1.15 добавить ссылку на п.6.7.2.4 и изложить в следующей редакции: «Расход и запас воды из противопожарного водопровода высокого давления для пожарной защиты объектов, указанных в п.6.6.1.14, должны обеспечить тушение пожара и защиту оборудования стационарными установками и мобильной пожарной техникой за расчетное время тушения пожара. Требования к качеству воды используемой для пожаротушения приведены в п.6.7.2.4»
393.	6.6.1.1.16	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми	Пункт лучше изложить в редакции ВНТП 3-85: «Расчетное время тушения пожара и срок восстановления неприкосновенного пожарного запаса воды на производственных объектах принимаются по нормам СП 8.13130.2009; для резервуарных парков – СП 4.13130.2013». Редакция данного пункта в СП 8.13130.2009 (п.6.4) более конкретная для производственных объектов в зависимости от категорий по пожарной опасности, а так же позволяет увеличивать время восстановления противопожарного запаса воды при определенных условиях	Принято.
394.	п.6.6.1.1.19	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Предлагаю дополнить требованием: «Внутренний противопожарный водопровод в зданиях и помещениях, оборудованных установками автоматического пожаротушения, допускается не предусматривать»	Отклонено. Данное требование противоречит СП 10.13130.2009, СП

			Дополнить	4.13130.2013 и СП 155.13130.2014.
395.	Пп.6.6.1.1.20 (лист 125)	«СургутНИПИнефть»	Текст изложен не в полном объеме. Откорректировать предложение полностью.	Принято. Пункт 6.6.1.1.19 и пункт 6.6.1.1.20 будут объединены.
396.	Раздел 6.6.1.2	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Добавить пункт Резервуары противопожарного запаса воды надлежит размещать из условия обслуживания ими зданий защиты, находящиеся в радиусе 200 м. Для увеличения радиуса обслуживания допускается прокладка от резервуаров тупиковых трубопроводов длиной не более 200 м. (п. 9.11 СП 8.13130.2009)	Отклонено. Требование п.9.11 СП 8.13130.2009 достаточно для размещения пожарных резервуаров. Предусматривается дублирование пункта нормативного документа по пожарной безопасности.
397.	Подраздел 6.6 п. 6.6.1.2	ОАО «ТомскНИПИнефть»	В наименование дополнить «водоемы» 6.6.1.2 Резервуары и водоемы противопожарного запаса воды	Принято, Добавлено.
398.	Раздел 6, п.6.6.1.2, п.6.6.1.2.5, п.6.6.1.2.11	«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Рекомендуется перенести данные пункты в Раздел 6, п.6.17, так как они непосредственно касаются компоновки генерального плана.	Отклонено. П. 6.6.1.2 регламентирует требования к обеспечению пожарной безопасности.
399.	Пп.6.6.1.2.5	Управление промышленной безопасности и охраны труда	Изложить в следующей редакции: «При наличии открытых естественных водоисточников (реки, каналы, озера, водохранилища, моря) на территории объекта или расположенных на расстоянии не более 200 м от объекта и подходящие для постоянного и круглогодичного забора воды для целей пожаротушения, необходимо предусматривать пожарные пирсы или причалы с площадками с твердым покрытием размером не менее 12х12 м и с устройством подъездов для возможности забора воды мобильными средствами пожаротушения.» *Пояснение:* *На территориях лицензионных участков в Западной Сибири значительную часть занимают реки и озера. При этом по причинам заболоченности местности, не соответствие грунтов берега требованиям к устройству подъездных путей и пирса, незначительная глубина, сезонное обмеление и высыхание рек и озер, сезонное половодье, и т.д. не всегда возможно*	Отклонено. Требования к противопожарному водоснабжению указаны в соответствии с положениями СП 231.1311500.2015. Дополнительные требования пожарной безопасности к объектам защиты (в том числе к источникам наружного противопожарного водоснабжения) устанавливаются уполномоченными организациями (МЧС РФ, ФГБУ ВНИИПО МЧС РФ). Разработчик данного ГОСТ Р не уполномочен устанавливать дополнительные требования пожарной безопасности, не регламентированные иными нормативными документами, принятыми в развитие ФЗ №123.

			выполнить данное требование НТД. Предлагаемая редакция нормативного документа может трактоваться органами надзорной деятельности и государственной экспертизы неоднозначно и возможно может привести к необоснованным материальным затратам на выполнение необоснованных и избыточных требований.	
400.	6.6.1.2.8 6.6.1.2.10	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми	Оборудование резервуара противопожарного запаса воды устройством для опорожнения противоречит п.9.14 СП 8.13130.2009, согласно которому пожарные резервуары спускными трубопроводами оборудовать не требуется. Представляется более правильным дать ссылку на раздел 9 СП 8.13130.2009, в котором представлены все требования к оборудованию противопожарного резервуара	Принято.
401.	П.6.6.1.3	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Указать категорию насосной станции пожаротушения по степени обеспеченности подачи воды	Отклонено. См.п 405.
402.	П.6.6.1.3	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Указать необходимость устройства в насосной станции санузла.	Отклонено. Нет требований о необходимости устройства в насосной станции санузла.
403.	П.6.6.1.3.2	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Указать степень огнестойкости здания насосной станции в зависимости от категории по степени обеспеченности подачи воды	Отклонено. Смотри пункт 405
404.	Подраздел 6.6 п. 6.6.1.3.2	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Заменить степень огнестойкости, исключить: «водопровод»; «рассчитанное на минимальную температуру внутри не ниже +5 °С» (повторяется в п. 6.6.1.3.3) 6.6.1.3.2. Насосную станцию пожаротушения следует размещать в отдельном здании. Помещение или здание насосной должно быть I степени огнестойкости, иметь наружный дверной проем достаточной ширины для монтажа оборудования, канализацию, отопление,	Принято. Смотри п.405

			вентиляцию, электроосвещение и подъемно-транспортное устройство для ремонта оборудования.	
405.	Раздел 6.6.1.3 п. 6.6.1.3.2	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Изменить и добавить. Насосную станцию пожаротушения следует размещать в отдельном здании. **Помещение или** здание насосной должно быть **не ниже II** степени огнестойкости, …… Насосную станцию пожаротушения следует размещать в отдельном здании **не ниже I** степени огнестойкости **и относить к I категории по степени обеспеченности подачи воды. Допускается относить насосную станцию пожаротушения ко II категории и размещать в здании II степени огнестойкости при выполнении требований прим. 1 п. 4.1 СП 8.13130.2017** (п. 15.9 табл. 27 СП 31.13330.2012; п. 7.1 СП 8.13130.2009).	Отклонено. Требование к проектированию насосной станции пожаротушения указывается в п.6.6.1.3.1. Степень огнестойкости здания насосной станции выбирается в соответствии с п.15.9 и таблицы 27 СП 31.13330.2012 и п.7.1 СП 8.13130.2009. П.6.6.1.3.2 изложить в следующей редакции: Насосную станцию пожаротушения следует размещать в отдельном здании. Помещение насосной станции должно иметь наружный дверной проем достаточной ширины для монтажа оборудования, канализацию, отопление, вентиляцию, электроосвещение и подъемно-транспортное устройство для ремонта оборудования.
406.	Пп.6.6.1.3.5	Управление промышленной безопасности и охраны труда	Дополнить пункт следующим абзацем: «При наличии переносных телефонов у обслуживающего персонала пожарных насосных станций производственных объектов установку телефона в помещении пожарной насосной станции можно не предусматривать.» *Пояснение:* *Затруднена передача информации по телефону в связи с повышенным уровнем шума при работе насосных агрегатов в помещении пожарной насосной станции.*	Отклонено. Предлагаемая формулировка противоречит требованиям раздела 5.10 СП 5.13130.2009.
407.	Пп.6.6.1.3.6	Управление промышленной безопасности и охраны труда	Дополнить пункт следующим абзацем: «При наличии освещенности прилегающей территории пожарной насосной станции расположенной на территории производственных объектов допускается выполнять табло со светоотражающим покрытием.»	Отклонено. Предлагаемая редакция противоречит требованиям раздела 5.10 СП 5.13130.2009.

			Пояснение: *Предлагается не предъявлять одинаковые требования к пожарным насосным станциям населенных пунктов и производственных объектов. В связи с наличием освещенности территории производственных объектов, в том числе подъездов к зданиям и технологическим площадкам, знаков пожарной безопасности, в связи с наличием резервного источника электроэнергии на объектах не целесообразно изготавливать световое табло на станции пожарной насосной.*	
408.	6.6.1.3.10	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми	Требование предусматривать в насосной станции пожаротушения не менее двух резервных насосных агрегата противоречит п. 7.5 СП 8.13130.2009, согласно которому требуется установка одного резервного пожарного насоса	Принято.
409.	Подраздел 6.6 п. 6.6.1.3.10	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Изменить количество резервных агрегатов с двух на один. Обоснование: п. 7.5 СП 8.13130.2012 6.6.1.3.10. В насосной станции пожаротушения для каждой группы пожарных насосов должен предусматриваться один резервный агрегат.	Принято. В насосной станции пожаротушения для каждой группы насосов должно предусматриваться не менее одного резервного агрегата.
410.	П.6.6.1.3.10	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Рассмотреть возможность установки одного резервного насосного агрегата на основании п. 7.5 СП 8.13130 и п.10.3 СП 31.13330.	Принято
411.	Пп.6.6.1.3.10	«СургутНИПИнефть»	Изложить в следующей редакции: «В пожарных насосных станциях при установке только пожарных насосов следует предусматривать один резервный пожарный агрегат независимо от количества рабочих агрегатов». Пояснение: Предлагаемая редакция соответствует требованиям п.7.5 СП 8.13130.2009*,	Принято. Изменение будет внесено.
412.	Пп.6.6.1.3.10	«СургутНИПИнефть»	Согласно п.5.10.2 СП 5.13330.2009 рекомендуется один резервный агрегат.	Принято. Изменение будет внесено.

413.	Раздел 6.6, п. 6.6.1.3.10	ОАО «ТомскНИПИнефть»	В насосной станции пожаротушения для каждой группы насосов должно предусматриваться не менее двух резервных агрегатов. Необоснованное завышение количества резервных насосных агрегатов.	Принято. В насосной станции пожаротушения для каждой группы насосов должно предусматриваться не менее одного резервного агрегата.
414.	Раздел 6.6, п. 6.6.1.3.11	ОАО «ТомскНИПИнефть»	В соответствии с СП 31.13330.2012 п.10.15 Диаметр всасывающего трубопровода должен быть больше диаметра всасывающего патрубка насоса. Переходы для горизонтально расположенных всасывающих трубопроводов должны быть эксцентричными с прямой верхней частью во избежание образования в них воздушных полей. Всасывающий трубопровод должен иметь непрерывный подъем к насосу не менее 0,005. Предлагаем откорректировать пункт 6.6.1.3.11 с учетом требования п.10.15 СП 31.13330.2012	Отклонено. Предлагаемый экспертом текст никак не связан с текстом пункта 6.6.1.3.11 в котором идет речь о возможности размещения в машинном зале или смежном помещении насосной станции пожаротушения оборудование системы хранения, дозирования и смешения пенообразователя
415.	6.6.1.3.14	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми	Требование пункта к сети растворопроводов не совсем понятно. Видимо имеется в виду – для «кольцевой» сети растворопровода	Пояснение. В п.6.6.1.3.14 изложено требование к сети растворопровода автоматической установки пенного пожаротушения
416.	Подраздел 6.6 п. 6.6.1.4.1	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Предложение изменить, т.к. Пеногенераторные блоки предназначены для приготовления раствора пенообразователя, а инерционность системы обеспечивается не только пеногенераторным блоком (это время срабатывания датчика пожара, время включения насоса-водопитателя, время срабатывания узла управления - открытие задвижки с электроприводом, время прохождения раствора пенообразователя до очага пожара по трубопроводу). 6.6.1.4.1. Пеногенераторные блоки предназначены для приготовления водных растворов пенообразователя в заданной концентрации. Дополнить отдельным пунктом: **«Инерционность стационарных автоматических систем пожаротушения не должна превышать 3 мин.»**	Пояснение Требование по инерционности автоматических установок водяного охлаждения и пенного пожаротушения приведено в п.6.6.1.1.12

417.	Подраздел 6.6 п. 6.6.1.4.2	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Изменить формулировку предложения, т.к. раствор пенообразователя к очагу пожара поступает через узел управления (электроприводная задвижка с обводной линией). 6.6.1.4.2. В состав пеногенераторного блока входят: - емкости (емкость) для хранения товарного пенообразователя с системой дозирования пенообразователя; - узлы управления (электроприводная задвижка с обводной линией) по направлениям к каждому очагу пожара; - узел подключения к передвижной пожарной технике; - насосный агрегат для заправки и откачки пенообразователя из емкости; - стеллаж для хранения напорных пожарных рукавов, ручных пенных стволов, пеногенераторов, универсальных переносных лафетных стволов, огнетушителей и других первичных средств пожаротушения.	Принято. В п. 6.6.1.4.2 добавлен узел управления
418.	П.6.6.1.5.1	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	По тексту: «-количество укрытий с узлами наземных гидрантов и расстояние между ними на объекте следует определять, исходя из обслуживания территории радиусом не более 200 м и защиты каждого сооружения, здания или их частей от двух узлов». 1.Рассмотреть возможность защиты сооружений с расходом до 15л/с от одного блока гидрантов (п.8.6 СП8 13130). 2. Уточнить расстановку блоков: в зависимости от радиуса покрытия 200м или возможности прокладки рукавных линий длиной по дорогам не более 200м (п.8.6 СП8 13130).	Отклонено. 1. Данное требование уже прописано в нормативном документе по пожарной безопасности. 2. На объектах обустройства нефтяных и газовых месторождений расстояние между блоками следует определять, исходя из обслуживания территории радиусом не более 200 м на основании п.7.3.1 СП 231.13130.2009.
419.	п.6.6.1.6.1.2	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Объединить с п.6.6.1.6.1 Откорректировать	Принято, откорректировано
420.	П. 6.6.1.6.1, п.6.6.1.6.2	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Пункты объединить, т.к. идет перечисление объектов, которые защищаются лафетными установками.	Принято Откорректировано.
421.	Пп.6.6.2.1	«СургутНИПИнефть»	Изложить в следующей редакции: Здания компрессорных станций и электростанций, с приводом от	Принято.

			двигателей, работающих на жидком топливе, отсеки с маслобаками газоперекачивающих агрегатов, размещаемые в блок-контейнерах или малообъемных индивидуальных зданиях, газотурбинные агрегаты электростанций, подлежат обязательной защите автоматическими установками газового пожаротушения (АУГП) и автоматическими установками пожарной сигнализации (АУПС). Пояснение: газотурбинная электростанция не имеет привода от двигателя, работающего на жидком топливе.	Изменение будет внесено.
422.	п.6.6.2.6, п.6.6.2.7	ОАО «ТомскНИПИнефть»	«…имеющих взрывоопасные зоны по ПУЭ» Согласно требованиям ст.4 Федерального закона от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями), правовое регулирование в области промышленной безопасности осуществляется Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», другими федеральными законами, принимаемыми в соответствии с ними нормативными правовыми актами Президента РФ, нормативными правовыми актами Правительства РФ, а также федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности. ПУЭ утверждаются приказами Минэнерго, например от 20.06.2003 N 242 (изд. седьмое), т.е. является ведомственным документом, который не входит в перечень обязательных, утвержденных постановлением Правительства РФ N 1521 от 26.12.2014.	Отклонено. Да, ПУЭ не входит в перечень обязательных документов, утвержденных постановлением Правительства РФ N1521 от 26.12.2014, но ссылка на ПУЭ в п.6.6.2.6 и п.6.6.2.7 не противоречит и соответствует нормативному документу по пожарной безопасности – СП 5.13130.2009 п.8.5.1.
423.	Пп.6.6.2.10	Метрологический отдел	Изложить в редакции: «Модули, предназначенные для хранения сжатых газов (азот) должны содержать устройство контроля давления, обеспечивающее контроль протечки газового огнетушащего вещества (ГОТВ), не превышающий 5% от давления в модуле. Модуль должен содержать устройство контроля давления (манометр или индикатор давления), установленное со стороны газовой фазы баллона и имеющее класс точности не более 2,5. Конструкция модуля должна обеспечивать возможность удаления устройства контроля давления для его поверки».	Отклонено. Предлагаемая редакция противоречит требованиям пункта 5.6 ГОСТ Р 53281-2009.
424.	П.6.6.3	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	«Здания складов химреагентов подлежат защите автоматическими установками порошкового пожаротушения». При наличии на площадке пожводопровода, рассмотреть возможность пожаротушения здания склада химреагентов системой пенного пожаротушения.	Принято. Пункт 6.6.3.1 исключен. Так как в соответствии с пунктом А.3 Приложения А СП 5.13130.2009 тип автоматической установки тушения, способ тушения, вид огнетушащих средств, тип

				оборудования установок пожарной автоматики определяется организацией-проектировщиком в зависимости от технологических, конструктивных и объемно-планировочных особенностей защищаемых зданий и помещений.
425.	Раздел 6.6, п. 6.6.3.1	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Согласно СП 5.13130.2009 таблица А.3 п.1 – АУПТ оборудуются помещения складского назначения категории А и Б по взрывопожарной опасности, площадью 300 $м^2$ и более Предлагаем добавить критерий по площади помещений склада	Принято. Пункт 6.6.3.1 исключен. Так как в соответствии с пунктом А.3 Приложения А СП 5.13130.2009 тип автоматической установки тушения, способ тушения, вид огнетушащих средств, тип оборудования установок пожарной автоматики определяется организацией-проектировщиком в зависимости от технологических, конструктивных и объемно-планировочных особенностей защищаемых зданий и помещений.
426.	П.6.7.1.5 и далее по тексту	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	СП 30.13330.2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий. Актуализированная редакция СНиП 2.04.01-85*» заменить на СП 30.13330.2016 «Внутренний водопровод и канализация зданий. «СНиП 2.04.01-85*»	Принято.
427.	Подраздел 6.7.2	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Дополнить требования к качеству воды для приготовления раствора пенообразователя на пожаротушение. не должна содержать примеси нефти и нефтепродуктов. Обоснование: п. А.5 СП 155.13130.2014 6.7.2.5 Вода для приготовления раствора пенообразователя на пожаротушение не должна содержать примеси нефти и нефтепродуктов.	Отклонено. В соответствии с СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений Требования пожарной безопасности» в качестве источника противопожарного водоснабжения допускается использование воды из систем ППД. А для системы ППД используется в том числе и очищенная пластовая вода содержание мехпримесей и нефтепродуктов в которой в зависимости от коллектроских свойств пласта в который осуществляется закачка могут быть до 40 мг/л
428.	Пп.6.7.3.3	Управление капитального	Первый абзац изложить в редакции: «Для одиночных скважин, кустов скважин, ИУ, ДНС (не имеющих резервуаров типа РВС) и без административно- бытовых зданий, производственное, противопожарное и	Принято. Изложено в предложенной редакции: «...производственное, противопожарное и хозяйственно-

		строительства производственных объектов	хозяйственно-питьевое водоснабжение не предусматривается.»	питьевое...».
429.	п.6.7.3.3	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Исключить запятые в словосочетаниях: «..производственное, и хозяйственно-питьевое водоснабжение…»; «Для хозяйственно-питьевого водоснабжения, отдельно…» Откорректировать: «..производственное и хозяйственно-питьевое водоснабжение…»; «Для хозяйственно-питьевого водоснабжения отдельно…»	Принято. Откорректировано
430.	Пп.6.7.4.1	Управление экологической безопасности и природопользования	В абзац 6.7.4.1. внести следующие изменения: Во второе предложение после слов «О недрах» дополнить «предоставление недр в пользование оформляется специальным государственным разрешением в виде лицензии или» и далее по тексту. Второй абзац «На основании утвержденного технического проекта на добычу подземных вод разрабатывается проектная документация на строительство водозабора» исключить. *Обоснование: Проектная документация на строительство водозабора разрабатывается на основании задания на проектирование и исходной информации - гидрогеологического заключения о возможности использования подземных вод для испрашиваемых целей на конкретном участке недр и т.д. Стадия проектирования является планируемой деятельностью предприятий и предшествует стадиям получения лицензий и разработке технического проекта.*	Принято. Внесены предложенные изменения.
431.	п.6.7.6.10	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Дополнить требованиями к стали для трубопроводов, покрытию (внешнему и внутреннему) Дополнить	Отклонено. Рекомендации по материальному исполнению трубопроводов приведены в СП 31.13330.2012 (ссылка в п.6.7.6.10) и в разделах 6.16 «Защита от коррозии» и 6.19 «Материальное исполнение и прочностные расчеты».
432.	п.6.8.1.1, п.6.8.1.2	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Дополнить поверхностными сточными водами Дополнить	Отклонено. При включении в перечень «поверхностных сточных вод» потребуется осуществлять их сбор со всей

				территории площадок ЦПС, УПСВ , кустов. Потребуется проектировать самотечную сеть дождевой канализации со сбором поверхностного стока с дорог с твердым покрытием с установкой на них перехватывающих дождеприемных колодцев, что приведет к значительному удорожанию стоимости строительства.
433.	п.6.8.2.7	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Дополнить требованиями к стали для трубопроводов Дополнить	Отклонено. Рекомендации по материальному исполнению трубопроводов приведены в СП 31.13330.2012 (ссылка в п.6.7.6.10) и в разделах 6.16 «Защита от коррозии» и 6.19 «Материальное исполнение и прочностные расчеты».
434.	п.6.8.3	УПБЭ	В подпункте 6.8.3 термин «сеноманская скважина» рекомендуется заменить на более общий термин «водозаборная скважина».	Принято частично. Замена термина «сеноманская скважина» на «водозаборная скважина» не соответствует технологическому смыслу абзаца. Предлагается заменить «сеноманская скважина» на «водозаборная скважина для подъема пластовой воды из сеноманского горизонта».
435.	п.6.8.3.2	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Для сбора разлившейся жидкости и атмосферных осадков необходимо предусматривать различные системы и ёмкости (см. письмо АО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ» № исх-0807-17 от 11.05.2017г.). Предложение: исключить абзац: «Сброс дождевого стока и разлившейся жидкости от площадок наружных технологических установок с емкостным оборудованием должен осуществляться в емкость сбора стоков, откуда атмосферные осадки откачиваются в канализацию, а ЛВЖ, ГЖ – в емкости технологических систем», оставить решение следующего абзаца. Откорректировать как: «Сток с площадок наружных технологических установок с емкостным оборудованием, с обвалованных (ограждённых стенами) резервуаров с ЛВЖ, ГЖ, токсичными жидкостями, надлежит предусматривать через распределительный узел с задвижками (нормально закрытыми), позволяющими направлять проливы продукта в специальные технологические ёмкости, либо, при нормальных условиях, дождевые стоки в систему производственно-дождевой канализации»	Отклонено.

436.	п.6.8.3.3	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Дополнить информацией о слое осадков для площадок скважин Дополнить	Пояснение. При необходимости сбора промливневых стоков с площадок устьев скважин принимать соответственно рекомендациям п.6.8.3.3 :»…..площадок технологического оборудования и других объектов , принимается равным суточному слою осадков от малоинтенсивных , часто повторяющихся дождей, с период однократного превышения расчетной интенсивности 0.0500.1 года в пределах 5-10 мм с учетом коэффициента стока.
437.				
438.				
439.	Раздел 6.8, п. 6.8.1.5	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Так как содержание нефти и механических примесей в очищенной воде для заводнения нефтяных пластов определяется в зависимости от коллекторских свойств и породы пласта, считаем что п.6.8.1.5 (Очищенные производственные и дождевые сточные воды месторождений нефти, используемые для заводнения нефтяных пластов, могут содержать растворенную нефть не более 3 мг/л) – предъявляет завышенные требования к очистке сточных вод. Предлагаем изложить в редакции: Очищенные производственные и дождевые сточные воды месторождений нефти, используемые для заводнения нефтяных пластов, могут содержать растворенную нефть не более параметров определенных согласно п.6.3.4.5	Принимается частично. Данный абзац пункта предлагается изложить в следующей редакции: «Очищенные производственные и дождевые сточные воды месторождений нефти, сбрасываемые в водоемы, могут содержать растворенных нефтепродуктов не более 3 мг/л» Далее текст пункта сохраняется неизменным.
440.	6.8.1.5	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми	Ограничение содержания нефти «не более 3 мг/л» в очищенных производственных и дождевых стоках, используемых для заводнения нефтяных пластов, не обосновано. Требования к степени очистки в данном случае должно определяться требованиями к закачиваемой в пласт воде, в зависимости от проницаемости пористой среды коллектора	Принято. Данный абзац пункта предлагается изложить в следующей редакции: «Очищенные производственные и дождевые сточные воды месторождений нефти следует использовать для заводнения нефтяных пластов.» Далее текст пункта сохраняется неизменным. Требования очистки пластовой воды в зависимости от

				свойств пласта приведены в п.6.3.4.5.
441.	Пп.6.8.1.5	Управление по организации обслуживания производства	Изложить первый абзац в следующей редакции: «Очищенные производственные и дождевые сточные воды месторождений нефти, используемые для заводнения нефтяных пластов должны соответствовать пункту 6.3.4.5». *Обоснование: Указание допустимого содержания растворенной нефти не более 3 мг/л в очищенных производственных и дождевых сточных водах месторождений нефти, используемых для заводнения нефтяных пластов не корректно. Согласно п.6.3.4.5. содержание нефти и механических примесей в очищенной воде определяется в зависимости от коллекторских свойств и пород пласта (от 3 мг/л до 40 мг/л). Физико-химические свойства закачиваемой в пласт воды определяются в проекте разработки с учетом геолого-физических характеристик продуктивных пластов.*	Принимается частично. Данный абзац пункта предлагается изложить в следующей редакции: «Очищенные производственные и дождевые сточные воды месторождений нефти следует использовать для заводнения нефтяных пластов.» Далее текст пункта сохраняется неизменным.
442.	6.8.2.7	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми	В последнем абзаце: «На углах поворота самотечных и напорных трубопроводов бытовой канализации следует устанавливать прочистки» необходимо конкретизировать, что это относится к трубопроводам надземной прокладки	Принято.
443.	Раздел 6, п.6.8.3.1	«ЛУКОЙЛ- Инжиниринг»	Следует ли трактовать абзац 3 данного пункта, касающийся сбора и канализования дождевых стоков на кустовых площадках и площадках одиночных скважин, как разрешение на выпуск неканализованных дождевых стоков с территории обвалованных площадок кустов и скважин на рельеф за пределы обвалования (например, через трубу с задвижкой)? В настоящее время органы экспертизы запрещают применять такие проектные решения при отсутствии данных о допустимом количестве загрязняющих веществ в дождевых стоках с кустовых площадок. А при размещении кустовых площадок и площадок скважин на особо охраняемых природных территориях сброс таких стоков на рельеф запрещён в принципе.	Пояснение. Означает неорганизованный отвод дождевых вод с площадок скважин и отсутствие промышленных стоков при эксплуатации скважин, при ремонтных работах сбор промышленных утечек выполняется дополнительными средствами.
444.	Пп.6.8.3.5	Управление по организации обслуживания производства	Изложить второй абзац п.6.8.3.5.в следующей редакции: «Проектирование и изготовление установки должно выполняться в соответствии проектной документацией и разделом 9 СП 32.13330.2012 «Канализация. Наружные сети и сооружения» Актуализированная редакция СНиП 2.04.03-85». Степень очистки стоков определяется в зависимости от способа их	Принято. П.6.8.3.5 изложен в предложенной редакции.Проектирование и изготовление установки должно выполняться в соответствии с проектной

			утилизации. При закачке в систему заводнения физико-химические свойства очищенных стоков должны соответствовать пункту 6.3.4.5., при сбросе в водные объекты, должна отвечать требованиям действующего законодательства в области охраны окружающей среды». *Обоснование: Указание в п.6.8.3.5. ГОСТ Р ПДК для нефти 0,5 мг/л и мехпримесей не более 3 мг/л при сбросе в водоемы не корректно и не может быть принято в качестве норматива при проектировании, поскольку действующим законодательством Российской Федерации установлен порядок утверждения нормативов допустимого сброса загрязняющих веществ и микроорганизмов в водные объекты для водопользователей.*	документацией и разделом 9 СП 32.13330.2012 «Канализация. Наружные сети и сооружения. Актуализированная редакция СНиП 2.04.03-85». Степень очистки стоков определяется в зависимости от способа их утилизации. При закачке в систему заводнения физико-химические свойства очищенных стоков должны соответствовать пункту 6.3.4.5., при сбросе в водные объекты, должна отвечать требованиям действующего законодательства в области охраны окружающей среды.
445.	П. 6.8.3.6	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Указать требуется ли предусматривать гидравлический затвор на выпуске от дождеприемника.	Пояснение В п.6.8.3.6 предусмотрено , что гидравлическиезатворы высотой не менее 0,25 м следует предусматривать в том числе и на выпуске «от открытых технологических площадок». Отвод дождевого стока с открытых технологических площадок в самотечную сеть канализации может быть осуществлен только через дождеприемный колодец
446.	п.6.8.3.7	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Перечень материалов труб привести в соответствие с требованием о несгораемости материалов Откорректировать	Отклонено. Считаем текст п.6.8.3.7. корректным.
447.	6.8.3.7	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми	Последний абзац: «На углах поворота самотечных и напорных трубопроводов колодцах производственно-дождевой канализации следует устанавливать прочистки» необходимо сформулировать правильно. См. замечания к п. 6.8.2.7.	Принято.
448.	Раздел 1, Раздел 6.9.	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Не приведена информация по проектированию и требования по Пунктам управления. Операторным. Диспетчерским. Вспомогательным сооружениям. Требуется дополнить требование по размещению сооружений, обеспечению санитарно-бытовыми помещениями согласно требований ПП №87. Не приведена информация по определению и расчету численности персонала информация о которая должна приводиться в разделе технологические решения, согласно требований ПП №87.	Отклонено. Операторная (диспетчерская, термин не используется в данном документе) представляет здания, включающие помещения с основным оборудованием (центры обработки данных, оборудование связи, системы оповещения и управления эвакуацией, пожарная и охранная сигнализация, видеонаблюдение, системы

			Предлагаем дополнить ГОСТ. ВНТП 3-85 включала данную информацию.	контроля доступа и охранного освещения) и вспомогательные помещения.) Все перечисленные системы, а также АБК(помещения с постоянным пребыванием персонала) прокатегорированы по надежности электроснабжения. Требования к техническим средствам АСУТП первого и второго уровня, а также рекомендуемые помещения для размещения, приведены в разделе 6.9. Требования к помещениям с постоянным пребыванием персонала определяется ,включая санитарно-бытовые помещения, действующими строительными СП, СаНиП. и т.п. Штатное расписание данным документом не регламентируется(определяется внутренними документами Добывающей Компании).
449.	п.6.9	ПАО «ЛУКОЙЛ», Департамент ИТО	Добавить пункт (возможно в 6.9.15 или после него) «Приборы и средства автоматизации должны выбираться с поддержкой цифровых интерфейсов для максимальной реализации диагностических способностей и возможности использования дополнительных функций контроля и управления. При наличии выбора цифровых интерфейсов, предпочтение должно отдаваться стандартным открытым протоколам для снижения зависимости от одного производителя и для сокращения затрат на ремонт и обслуживание.»	Отклонено. Данное требование не должно входить в национальный стандарт (т.к. необоснованно снижает возможность выбора оборудования), а должно при необходимости являться требованием отдельных заказчиков. Это требование, даже принимая во внимание возможность диагностики средств автоматизации, не влияет на безопасность ОПО, которая может быть достигнута другими средствами.
450.	п.6.9.2	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	Изложить: «…включающей в себя функционально независимые подсистемы управления…»	Принято. Слово «*системы*» будет заменено на слово «*подсистемы*»
451.	п.6.9.2	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	Добавить абзац об обязательном наличии в составе АСУТП подсистемы ПАЗ, обеспечивающей перевод технологического процесса (объекта) в безопасное состояние в случае аварийной ситуации.	Отклонено. Наличие и объём выделенной высоконадёжной независимой системы ПАЗ должно обосновываться расчётами в соответствии с ГОСТ Р МЭК 61508-2012 и корпоративными стандартами, не противоречащими вышеуказанному национальному стандарту РФ.

452.	П. 6.9.2. (Новый)	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	6.9.2. Создание АСУТП необходимо выполнять в соответствии с требованиями ГОСТ 34.601–90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания», ГОСТ 34.602–89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы», ГОСТ 34.603–92 «Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем».	Отклонено. Не корректно ссылаться только на часть стандартов, устанавливающих требования к созданию АСУТП. Также не корректно ссылаться на ГОСТ 34.602-89, устанавливающий только требования к содержанию документа «Технического задания на создание АСУТП».
453.	П.6.9.3	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Прошу пояснить каким образом АСУТП будет повышать **общую культуру эксплуатации** и обслуживания основного и вспомогательного оборудования Предлагаю исключить данный подпункт: – повышение общей культуры эксплуатации и обслуживания основного и вспомогательного оборудования;	Принято. Исключен подпункт в соответствии предложением.
454.	П. 6.9.4 (бывший 6.9.3)	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Добавить: - обеспечение безопасности производства и персонала, обеспечение благоприятной экологической обстановки в нефтегазодобывающем регионе;	Принято частично. Принимается с переформулированием. В перечисление будут добавлены пункты: *- обеспечение безопасности производства и персонала;* *- предотвращение событий, негативно влияющих на экологическую обстановку в нефтегазодобывающем регионе.*
455.	п.6.9.4	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	В последнем предложении уточнить, о каком свободном 20% пространстве идет речь и где именно оно должно быть предусмотрено.	Принято. Предложение будет переформулировано: *«6.9.4. Во всех шкафах, панелях, шасси контроллеров необходимо предусматривать не менее 15% свободно места для размещения дополнительного оборудования и также необходимо предусматривать для последующего расширения 20% свободного пространства для прокладки дополнительных многожильных кабелей, для размещения дополнительных внутренних клеммников и т.д.»*

456.	п.6.9.5	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	Исправить опечатку в слове «реализует».	Принято.
457.	п.6.9.6	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	Изложить: «Первый уровень АСУТП реализует функции контроля, автоматического и ручного управления и регулирования параметров технологического процесса по заданным алгоритмам, и функции противоаварийной автоматической защиты посредством программируемых логических контроллеров (ПЛК).»	Принято. Абзац будет изложен в виде: «*Первый уровень АСУТП реализует функции контроля, автоматического и ручного управления и регулирования параметров технологического процесса по заданным алгоритмам, и функции противоаварийной автоматической защиты посредством программируемых логических контроллеров (ПЛК).*»
458.	п.п.6.9.5-6.9.9	ПАО «ЛУКОЙЛ», Департамент ИТО	Принять соглашение по терминам об уровнях иерархии согласно ГОСТ Р МЭК 62264-1-2010. «ISA 95. Интеграция систем управления предприятием. Часть 1. Модели и терминология» (Приложение D). Уровень 0 – технологическое оборудование. Уровень 1 – КИПиА. Уровень 2 – контроллеры РСУ, СПАЗ, ПЛК, и операторские рабочие станции, системы технического и коммерческого учета сырья, продукции и энергии (СИКН, АСТУЭ, АСКУЭ), системы непрерывной диагностики приборов, механического, динамического и энергетического оборудования. Уровень 3 – системы диспетчерского управления производством (АСУП, АСОДУ), Уровень 4 – системы управления ресурсами предприятия (ERP)	Отклонено. В разделе 6.9 даётся классификация по уровням для АСУТП. Технологическое оборудование, также как и АСУП, АСОДУ и ERP не является частью АСУТП. Необходимость создания АСУП, АСОДУ и ERP должна определяться корпоративными стандартами и техническими условиями заказчика и не должно являться обязательным. При необходимости необязательные требования к созданию этих систем (АСУП, АСОДУ и ERP) и дальнейшую их последовательную нумерацию по уровням следует вынести в отдельный раздел.
459.	п.6.9.7	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	Исправить опечатку в слове «массивов».	Принято.
460.	п. 6.9.8	ПАО «ЛУКОЙЛ», Департамент ИТО	Данный пункт дублирует информацию и противоречит пункту 6.9.6. Предлагается объединить в 6.9.6.	Принято. Разделы 6.9.6 и 6.9.8 будут объединены.
461.	п.6.9.8	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	Предпоследний абзац изложить: «- приём от вышестоящего уровня команд управления;»	Принято. Предпоследний абзац будет изложен в виде:

				«- приём от вышестоящего уровня команд управления;»
462.	п.6.9.8	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	Последний абзац (выдача значений параметров…) перенести в п. 6.9.9	Принято. Абзац будет перенесён в п. 6.9.9
463.	п.6.9.8	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	В конце добавить абзац: « - локальное управление оборудованием (при необходимости)»	Принято. Абзац будет добавлен: *« - локальное управление оборудованием (при необходимости)»*
464.	п.6.9.9	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	Девятый абзац (- архивирование данных…) второе предложение изложить «Хранение данных должно быть энергонезависимым, то есть должна обеспечиваться сохранность архивных данных при исчезновении электропитания.»	Принято. Абзац будет изложен в виде: – *архивирование данных о пользователях, управляющих воздействиях, измерительных коэффициентов, настроечных параметров и шкал со сроком хранения не менее 30-ти дней. Хранение данных должно быть энергонезависимым, то есть должна обеспечиваться сохранность архивных данных при исчезновении электропитания;*
465.	п.6.9.9	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	Двенадцатый абзац изложить: «- обеспечение разграничения доступа к системе в соответствии с установленными полномочиями;».	Принято. Абзац будет изложен в виде: *- обеспечение разграничения доступа к системе в соответствии с установленными полномочиями;*
466.	п.6.9.9	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	Последний абзац: уточнить выражение «алгоритмы взаимосвязанных параметров» или удалить.	Принято. Абзац будет уточнён в виде: - алгоритмы вычисления отдельных косвенных (зависящих от других параметров) параметров и алгоритмы управления оборудованием.
467.	п.6.9.9	ПАО «ЛУКОЙЛ»,	Данный пункт расширяет информацию пункта 6.9.7. Предлагается	Принято.

		Департамент ИТО	объединить с 6.9.7.	Разделы 6.9.7 и 6.9.9 будут объединены.
468.	Пп.6.9.9 (лист 151)	«СургутНИПИнефть»	подпункт «-архивирование данных.» Переформулировать предложение: «Хранение данных должно быть при снятии электропитания». на«Хранение данных должно быть обеспечено при снятии электропитания».	Принято. Внесена следующая формулировка: «Хранение данных должно быть энергонезависимым, т.е. должна обеспечиваться сохранность архивных данных при исчезновении электропитания»
469.	п.6.9.10	ПАО «ЛУКОЙЛ», Департамент ИТО	Данный пункт дублирует информацию и противоречит пункту 6.9.4. Предлагается удалить пункт полностью.	Принято. Пункт 6.9.10 будет удалён.
470.	п.6.9.10	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	Данная формулировка должна быть вынесена в начало раздела 6.9 и не должна дублировать или противоречить пунктам 6.9.2 и 6.9.4	Принято. Пункт 6.9.10 будет удалён, т.к. вся необходимая информация уже есть в пункте 6.9.4.
471.	п.6.9.11	ПАО «ЛУКОЙЛ», Департамент ИТО	Данный пункт не несет значимого смысла. Предлагается удалить пункт полностью	Принято. Пункт 6.9.11 будет удалён.
472.	п.6.9.12	ПАО «ЛУКОЙЛ», Департамент ИТО	В данном пункте смешаны понятия управления и противоаварийной автоматической защиты. Предлагается разделить на два пункта и выделить функцию ПАЗ как отдельную и самостоятельную подсистему АСУТП.	Отклонено. Данный пункт описывает все виды управлений в АСУТП.
473.	п.6.9.12	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	Второй абзац (- ручное управление…): нулевой уровень системы состоит из КИП и исполнительных механизмов, соответственно в данном случае речь может идти только о ручном управлении исполнительными механизмами (а не оборудованием). Необходимо уточнение.	Принято. Абзац будет изменён на: – *ручное управление с кнопочных постов, расположенных по месту, оборудованием, останов которого требует выполнения алгоритма останова;*
474.	п.6.9.12	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	Последний абзац: уточнить «безопасность технологических процессов…»	Принято. Последний абзац пункта будет записан в виде:

				– *безопасность технологических процессов.*
475.	П.6.9.13	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	П.6.9.2 Система должна круглосуточно обеспечивать непрерывную работу объекта (**предлагается исключить слова:** *автоматизации в автоматическом режиме)* без постоянного присутствия обслуживающего персонала в зоне расположения технологического оборудования. или Предлагается вариант текста: *Системы автоматизации технологических процессов должны обеспечивать:* *- управление технологическим оборудованием из операторной;* *-предоставление достоверной информации в реальном масштабе времени о состоянии технологического оборудования (технологического процесса) оператору в объемах и формах, необходимых и максимально приспособленных для принятия им правильных и своевременных решений по управлению;* *-автоматическую защиту и блокировку управления технологическим оборудованием;* *-освобождать оператора от необходимости выполнять действия по управлению в ситуациях, требующих безошибочного реагирования при дефиците времени (например, в случаях аварийных ситуаций), и/или от выполнения повторяющихся трудоемких операций (например, по регулированию отдельных технологических переменных);* *-регистрацию, архивирование и отображение информации о работе технологического оборудования;* *-связь с другими системами автоматизации и информационными системами.*	Принято. Пункт будет переформулирован в виде: «*Система должна круглосуточно обеспечивать непрерывную работу объекта без постоянного присутствия обслуживающего персонала в зоне расположения технологического оборудования.*». Цели, задачи и функции системы управления изложены в пунктах 6.9.3 и далее.
476.	п.6.9.14	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	Первое предложение изложить: «В Системе должна быть предусмотрена функция безопасного останова технологического процесса при возникновении внештатных ситуаций на технологическом оборудовании, реализуемая автоматически и по команде оператора (вручную).»	Принято. Пункт будет переформулирован в виде: «*В Системе должна быть предусмотрена функция безопасного останова технологического процесса при возникновении внештатных ситуаций на технологическом оборудовании, реализуемая автоматически и по команде оператора (вручную).*»

477.	п.6.9.15	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	Добавить абзац: «- резервирование технических средств АСУТП».	Принято. Будет добавлен абзац: *- резервирование технических средств АСУТП*
478.	п.6.9.16	ПАО «ЛУКОЙЛ», Департамент ИТО	Данный пункт дублирует информацию и противоречит пункту 6.9.21. Предлагается удалить пункт полностью.	Принято. Пункт будет удалён.
479.	п.6.9.16	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	Заменить слово «автоматического» на «автоматизированного».	Пояснение. Пункт 9.16 в соответствии с предложениями других компаний удалён, т.к. дублирует информацию и противоречит другим пунктам.
480.	Пп. 6.9.16 – 6.9.19 (новая нумерация)	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	6.9.16. Реализация функции безаварийного останова технологического процесса должно реализовываться системой противоаварийной защиты (ПАЗ). Система ПАЗ должна быть выделенной и самостоятельной частью АСУТП, согласно требованиям «Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств". Утв. Ростехнадзором 11.03.2013, № 96». 6.9.17. Требования к уровню функциональной безопасности (SIL) системы ПАЗ должен быть определён согласно требований ГОСТ Р МЭК 61511-2011 «Безопасность функциональная. Системы безопасности приборные для промышленных процессов» (Части 1-3), на основе результатов исследования HAZOP. 6.9.18. Системы ПАЗ функционируют независимо от системы управления технологическим процессом. Нарушение работы системы управления не должно влиять на работу системы ПАЗ. 6.9.19. Система ПАЗ должны реализовывать следующие функции: - автоматическое обнаружение потенциально опасных изменений состояния технологического объекта или системы его автоматизации; - автоматическое измерение технологических переменных, важных для безопасного ведения технологического процесса (например, измерение	Отклонено. По п. 6.9.16 предложения ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»: Безаварийный останов не обязательно должен быть реализован выделенной системой ПАЗ. Необходимость и объём системы ПАЗ должен определяться по результатам расчётов SIL. Отклонено. По п. 6.9.17 предложения ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»: Проведение процедуры HAZOP и определение SIL в соответствии с требованиями документов Компании. Принято.по п. 6.9.18 предложения ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». Принято по п. 6.9.19 предложения ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» с небольшой переформулировкой по 1-му абзацу: *- автоматическое обнаружение опасных изменений состояния технологического объекта;*

			переменных, значения которых характеризуют близость объекта к границам режима безопасного ведения процесса); - автоматическая (в режиме on-line) диагностика отказов, возникающих в системе ПАЗ и (или) в используемых ею средствах технического и программного обеспечения; - автоматическая предаварийная сигнализация, информирующая оператора технологического процесса о потенциально опасных изменениях, произошедших в объекте или в системе ПАЗ; - автоматический безаварийный останов технологического процесса и перевод его в безопасное состояние, если действия операторов и / или системы автоматического управления не смогли предотвратить наступление опасных ситуаций; - автоматическая защита от несанкционированного доступа к параметрам настройки и (или) выбора режима работы системы ПАЗ.	Второй абзац практически повторяет первый, также «близость объекта к границам режима безопасного ведения процесса» не должна являться объектом СПАЗ. Третий абзац принимается: - *автоматическая (в режиме on-line) диагностика отказов, возникающих в системе ПАЗ и (или) в используемых ею средствах технического и программного обеспечения;* Четвёртый абзац не принимается, т.к. предаварийная ситуация не должна являться объектом ПАЗ. Пятый абзац принимается. Шестой абзац не принимается, т.к. дублирует предыдущий пункт (см. пункт 155 данного свода замечаний).
481.	П.6.9.17	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	При проектировании систем управления технологическими комплексами (*должны решаться* –**исключить)** вопросы автоматического сбора, обработки и передачи технологической информации с диспетчерских и операторных пунктов на уровень предприятия (**добавить**: *определяется техническим заданием*)	Принято. Пункт будет переформулирован: *6.9.17. При проектировании систем управления технологическими комплексами вопросы автоматического сбора, обработки и передачи технологической информации с диспетчерских и операторных пунктов на уровень предприятия определяются техническим заданием* ***заказчика****.*
482.	п.6.9.19	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	Первое предложение изложить: «Для реализации надежного выполнения особо ответственных функций контроля и управления, в АСУТП необходимо предусматривать резервные аппаратные средства.»	Принято. Первое предложение п. 6.9.19 будет изложено в виде: «*Для реализации надежного выполнения особо ответственных функций контроля и управления, в АСУТП необходимо предусматривать резервные аппаратные средства.*»
483.	п.6.9.20	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	В конце пункта изложить «… не возникало аварийной ситуации».	Приня\то. Пункт 6.9.20 будет изложен в виде: «*Система автоматического управления должна*

				проектироваться так, чтобы при повреждении системы управления, отсутствии электроэнергии или сжатого воздуха в цепях автоматики на управляемом оборудовании не возникало аварийной ситуации.».
484.	6.9.23 (новой нумерации)	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Добавить: должны предупреждать образование взрывоопасной и/или пожароопасной среды и другие аварийные ситуации, связанные с отклонениями процесса от предусмотренных регламентом предельно допустимых значений параметров во всех режимах работы объекта, и обеспечивать перевод объекта в безопасное состояние.	Отклонено. Не понятно к какому пункту относится замечание. В п.6.9.10 сообщается о функции безопасного останова при возникновении внештатных ситуаций на технологическом объекте, реализуемой автоматически или по команде оператора. Контроль за образованием взрывоопасных концентраций газов рассмотрен в технологических разделах и общей части.
485.	п.6.9.26	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	Второй абзац удалить, т.к. дублируется смысл первого абзаца.	Принято. Второе предложение пункта 6.9.26 будет удалено.
486.	п.6.9.26	ПАО «ЛУКОЙЛ», Департамент ИТО	Второй абзац полностью дублирует первый. Предлагается удалить второй абзац.	Принято. Второе предложение пункта 6.9.26 будет удалено.
487.	п.6.9.26	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Приборы и средства автоматизации, устанавливаемые в помещениях и на площадках, имеющих взрывоопасные зоны, должны соответствовать требованиям технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" (ТР ТС 012/2011) и положениям ГОСТ 30852.13-2002 (МЭК 60079-14:1996) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)». Технические средства АСУТП, размещаемые во взрыво- и пожароопасных установках, должны отвечать требованиям технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" (ТР ТС 012/2011) и положениям ГОСТ 30852.13-2002 (МЭК 60079-14:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)	Принято. Откорректировано.

			ГОСТ 30852.13-2002 (МЭК 60079-14:1996) включен в: Перечень стандартов, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" (ТР ТС 012/2011), утвержденный Решением Комиссии Таможенного союза от 18 октября 2011 года N 825. Откорректировать ГОСТ. Привести текст к виду: «Приборы и средства автоматизации, устанавливаемые в помещениях и на площадках, имеющих взрывоопасные зоны, должны соответствовать требованиям технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" (ТР ТС 012/2011) и ГОСТ 30852.13-2002 (МЭК 60079-14:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок). Технические средства АСУТП, размещаемые во взрыво- и пожароопасных установках, должны отвечать требованиям технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" (ТР ТС 012/2011) и ГОСТ 30852.13-2002 (МЭК 60079-14:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)	
488.	п.6.9.27	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	Уточнить: «… **попутного** нефтяного газа…».	Принято. Пункт 6.9.27 будет уточнён в виде: «*Использование природного и попутного нефтяного газа в качестве рабочего агента для пневматических систем автоматического регулирования не допускается.*».
489.	п.6.9.28	ОАО «ТомскНИПИнефть»	ГОСТ 34603-92 указан некорректно ГОСТ 34.603-92	Принято. Исправлено.
490.	п.6.9.28	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	Изложить пункт в следующей редакции: «Рабочая документация на АСУТП должна разрабатываться на основе утвержденного заказчиком технического задания, оформленного в соответствии с ГОСТ 34.602-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы» и соответствовать ГОСТ 21.408-	Отклонено. Не всегда необходима разработка ТЗ на создание АСУТП. Также в замечании приведён далеко не полный перечень нормативных документов для разработки АСУТП. Также есть ещё корпоративные стандарты. Некоторые ГОСТы на АСУТП не следует бездумно

			2013 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов», ГОСТ 34.201-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем», ГОСТ 34.603-92 «Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем», ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания», РД 50-34.698-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов».	использовать, например кас. стадий разработки документации (что частично противоречит Постановлению 87 Правительства РФ – для стадии ПД) и также из-за устаревания некоторых положений ГОСТов.
491.	п.6.9.29	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	Перед словами «допускается размещение» добавить «при соблюдении электромагнитной совместимости».	Принято. Пункт 6.9.29 будет переформулирован в виде: «*Технические средства АСУТП первого уровня месторождения нефти должны размещаться в отдельностоящих пунктах контроля и управления, аппаратурных блоках; при соблюдении электромагнитной совместимости допускается размещение в смежных с электротехническими объектами помещениях или в отдельно стоящих шкафах.*».
492.	п.6.9.29	ПАО «ЛУКОЙЛ», Департамент ИТО	Данный пункт дублирует информацию п.6.9.30. Предлагается удалить пункт.	Принято частично. Пункт 6.9.29 относится к месторождению нефти, пункт 6.9.30 – к площадному объекту. Пункты объединены с корректировкой текста.
493.	6.9.29 6.9.30	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в г. Тюмени	Дублируют друг друга	. Принято частично. Пункт 6.9.29 относится к месторождению нефти, пункт 6.9.30 – к площадному объекту. Пункты объединены с корректировкой текста.
494.	п.6.9.30	ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»	Перед словами «допускается размещение» добавить «при соблюдении электромагнитной совместимости».	Принято. Пункт 6.9.30 будет переформулиро*ван* в виде:

				«*Технические средства АСУТП первого уровня на технологических объектах должны размещаться в отдельно стоящих местных пунктах управления, аппаратурных блоках, помещениях аппаратных зданий операторных; при соблюдении электромагнитной совместимости допускается размещение в смежных с электротехническими объектами помещениях или отдельностоящих шкафах.*».
495.	П.6.9.31	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Дополнить пункт 6.9.31 фразой о возможности размещения технических средств АСУ ТП второго уровня в местных пунктах управления, аппаратурных блоках (например АРМ оператора на кустовых площадках)	Отклонено. Кустовые площадки как правило проектируются с уровнем автоматизации позволяющим функционировать технологическому процессу без постоянного присутствия диспетчерского – операторского персонала. В случае если Заказчик планирует размещать на кусте скважин постоянно действующий операторский персонал, то для этого должны проектом предусмотрены специализированные здания для персонала с круглосуточным присутствием – Операторные, которые будут запроектированы и размещены на генеральном плане в соответствии с требование по размещению сооружений, исполнение которых будет соответствовать требованиям по обеспечения санитарно-бытовыми помещениями.
496.	П.6.9.31	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	Технические средства АСУТП второго уровня на технологических объекта (*должны*-**исключить)** размещаются в зданиях операторных/ **добавить** - *блок-боксах*. Предлагается **добавить фразу**: *Места размещения технических средств АСУТП в помещениях здания определяются на этапе разработки проектной документации.*	Принято. В данном документе текст должен излагаться в виде требований, т.е. с использованием слов «должны», «требуется» Пункт 6.9.31 будет переформулиро*ван в виде:* «*Технические средства АСУТП второго уровня на технологических объектах должны размещаться в зданиях операторных или блок-боксах, предназначенных для оперативного контроля за объектом. Места размещения технических средств АСУТП определяются на этапе разработки проектной документации.*».

497.	Пп.6.9.31	«СургутНИПИнефть»	Предлагается изменить предложение, т.к. не на всех технологических объектах присутствуют здания операторных.	Принято. Внесены изменения.
498.	Раздел 6.10. «Электро-снабжение и электро-оборудование »	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми	В разделе нет упоминания о сетях напряжением 6кВ. Использование напряжения 6 кВ рационально для предприятий, где устанавливается значительное количество двигателей 6 кВ, а также в случае реконструкции или расширения действующего производства, ранее запроектированного на напряжение 6 кВ.	Принято. Добавлено в редакции 10(6) кВ.
499.	п.6.10	ПАО «ЛУКОЙЛ», Департамент ИТО	После п.6.10.14 добавить пункт «Пускорегулирующие устройства необходимо выбирать с поддержкой цифровых интерфейсов для эффективной интеграции с АСУТП, для максимальной реализации диагностических способностей и возможности использования дополнительных функций контроля и управления. При наличии выбора цифровых интерфейсов предпочтение должно отдаваться стандартным открытым протоколам для снижения зависимости от одного производителя и для сокращения затрат на ремонт и обслуживание.»	Отклонено. Довольно затратно, особой необходимости в этом нет. Определяется при проектировании в соответствии Техническим Заданием..На необходимость создать полностью автоматизированную систему электроснабжения или хотя бы часть этой системы – запрета нет, но нет и обязательного требования.
500.	Раздел 6.10 п.6.10.1	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Первый абзац п.6.10.1 дублирует информацию, приведенную в первом абзаце п.6.10.3. Предлагаем исключить первый абзац п.6.10.1	Принято частично. В п.6.10.1 основой является перечень объектов. В п.6.10.3 основой является категорирование объектов. П.6.10.1 откорректирован.
501.	6.10.3.	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Откорректировать требования в части определения категории электроснабжения кустовых площадок 6.10.1. Надёжность электроснабжения объектов определяется требованиями, приведенными в «Правилах устройства электроустановок». Категории электроприёмников объектов обустройства месторождений нефти по надёжности электроснабжения в районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним, и для других районов добычи нефти приведены в таблице 13. ~~Определение~~ Категория электроснабжения кустов скважин с механизированной (насосной) добычей (2 или 3 категория), а также повышение категории ~~допускается~~ определяется при конкретном	Отклонено. Определение категорий электроснабжения кустов скважин рассматривались с представителями департаментов энергетики Роснефти, Сургутнефтегаза, Газпромнефти, Татнефти и Лукойла. На заседании рабочей группы по техническому регулированию Минэнерго 21.02 2017г. данный вопрос обсуждался отдельно.

			проектировании, в том числе по требованию заявителя (потребителя электрической энергии), технического заказчика (застройщика) в зависимости от реологических свойств нефти и условий района размещения месторождения нефти. При необходимости обосновывается технико-экономическим расчетом, учитывающим затраты на строительство и эксплуатацию объектов электроснабжения, аварийные и плановые потери в добыче при прекращении электроснабжения и прочие затраты.	
502.	Раздел 6.10 п.6.10.4	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Предлагаем дополнить пункт указанием трансформаторных подстанций 10(6)/0,4 кВ. Загрузка каждого трансформатора на двухтрансформаторных подстанциях 10(6) кВ, 35 кВ, 110 кВ месторождений …	Принято.
503.	П.6.10.5	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Требование о необходимости проводить секционирование шин **во всех звеньях** системы распределения электроэнергии является избыточным. Наличие секционирования на шинах низшего напряжения 0,4 кВ двухтрансформаторных КТП полностью удовлетворяет требования п. 1.2.19 ПУЭ. Необходимость дополнительно предусматривать АВР на стороне 6/10 кВ трансформаторных подстанций приведет к значительному удорожания конструкции РУВН, габаритных размеров 2КТП, площади застройки. При построении схемы электроснабжения месторождения нефти, для электроприемников требующих резервирования питания, должно проводиться секционирование шин низшего напряжения 0,4 кВ двухтрансформаторных КТП или щитов НКУ.	Пояснение. П.6.10.5 : «При построении схемы электроснабжения месторождения нефти, для электроприемников которого требуется резервирование питания, должно проводиться секционирование шин во всех звеньях системы распределения электроэнергии, включая шины низшего напряжения 0,4 кВ двухтрансформаторных КТП.» Распределительные устройства всех напряжений, осуществляющие прием и распределение электрической энергии, выполняются со сборными шинами. Сборными шинами называются короткие участки шин жесткой или гибкой конструкции, обладающие малым электрическим сопротивлением, предназначенные для подключения присоединений. Если эти сборные шины имеют два независимых ввода, а на отходящих присоединениях имеются потребители требующие резервирования, в этом случае эта сборная система шин секционируется. Распределительные устройства ВН трансформаторных подстанций, предназначенные только для приема электрической энергии (без ее распределения), выполняются без сборных шин только с вводными устройствами. Вводные устройства трансформаторов КТП ничего не распределяют, поэтому секционировать нечего.

504.	6.10.7	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	6.10.7. При питании обустройства месторождений нефти от сетей энергосистемы следует осуществлять электроснабжение с классом напряжения **6 (добавить),** 10, 20, 35, 110 или 220 кВ.	Принято. Добавлено в редакции 10(6) кВ.
505.	Пп.6.10.7.	Управление энергетики	По тексту пункта класс напряжения 10 кВ заменить на 6(10) кВ.	Принято. В редакции 10(6)кВ.
506.	Раздел 6.10 п.6.10.7, 6.10.8 и др.	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Документ исключает применение на месторождениях напряжение 6 кВ. В настоящее время в стране на большом количестве месторождений имеются развитые распределительные сети 6 кВ. Подключение вновь вводимых сооружений этих месторождений на класс напряжения 10 кВ нецелесообразно. В п.6.10.7 и везде по тексту: При питании обустройства месторождений нефти от сетей энергосистемы следует осуществлять электроснабжение с классом напряжения 10 (6), 20, 35, 110 или 220 кВ.	Принято. В предыдущих редакциях СП в разделе 6.10 в пунктах 7,8,9,11,14 напряжение 6 кВ было внесено. Упоминание о напряжении 6 кВ исключено по замечаниям управления энергоснабжения департамента энергетики АО «Роснефть». Повторно внесено в редакции 10(6) кВ.
507.	п.6.10.7, 6.10.8, 6.10.9, 6.10.11, 6.10.14	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Не оправдано, исключен класс напряжения 6 кВ. Многие энергосистемы являются существующими и выполнение данного требования будет не возможным. Установка повышающих подстанций 6/10 кВ должна проводиться только на основании технико-экономического обоснования, а не на основании директивных требований данного ГОСТ. Рекомендуется указать, что при выборе класса напряжения при строительстве источников электроэнергии необходимо отдавать предпочтение классу напряжения 10 кВ.	Принято. Подобный текст изменен по замечаниям управления электроснабжения департамента энергетики АО «Роснефть». Первоначальный текст учитывал напряжение 10(6) кВ. Предлагаем п.6.10.9. в редакции: «Распределительную сеть внутри одной площадки месторождения (от пункта приема электроэнергии до распределительных и трансформаторных подстанций) рекомендуется выполнять на напряжении 10 кВ. Применение напряжения 6 кВ в качестве распределительного следует ограничивать. Использование напряжения 6 кВ рационально для предприятий, где устанавливается значительное количество двигателей 6 кВ небольшой мощности (до 500 кВт), а также в случае реконструкции или расширения действующего производства, ранее

				запроектированного на напряжение 6 кВ.»
508.	Пп.6.10.8.	Управление энергетики	По тексту пункта класс напряжения 10 кВ заменить на 6(10) кВ.	Принято. В редакции 10(6) кВ.
509.	6.10.9	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	6.10.9. Распределительную сеть внутри одной площадки месторождения (от пункта приема электроэнергии до распределительных и трансформаторных подстанций) выполнять на напряжении **6 (добавить),** 10 кВ.	Принято. Пункт 6.10.9 в редакции: «Распределительную сеть внутри одной площадки месторождения (от пункта приема электроэнергии до распределительных и трансформаторных подстанций) рекомендуется выполнять на напряжении 10 кВ. Применение напряжения 6 кВ в качестве распределительного следует ограничивать. Использование напряжения 6 кВ рационально для предприятий, где устанавливается значительное количество двигателей 6 кВ небольшой мощности (до 500 кВт), а также в случае реконструкции или расширения действующего производства».
510.	Пп.6.10.9.	Управление энергетики	По тексту пункта класс напряжения 10 кВ заменить на 6(10) кВ.	Принято. В редакции: «Распределительную сеть внутри одной площадки месторождения (от пункта приема электроэнергии до распределительных и трансформаторных подстанций) рекомендуется выполнять на напряжении 10 кВ. Применение напряжения 6 кВ в качестве распределительного следует ограничивать. Использование напряжения 6 кВ рационально для предприятий, где устанавливается значительное количество двигателей 6 кВ небольшой мощности (до 500 кВт), а также в случае реконструкции или расширения действующего производства, ранее запроектированного на напряжение 6 кВ.»
511.	6.10.9	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Необходимо кроме уровня напряжения 10 кВ также добавить уровень напряжения 6 кВ и далее по тексту. Распределительную сеть внутри одной площадки месторождения (от	Принято. Подобный текст изменен по замечаниям управления электроснабжения департамента энергетики АО

			пункта приема электроэнергии до распределительных и трансформаторных подстанций) выполнять на напряжении 10 кВ или 6 кВ в зависимости от технических требований добывающей компании.	«Роснефть». Первоначальный текст учитывал напряжение 10(6) кВ. Предлагается в редакции: «Распределительную сеть внутри одной площадки месторождения (от пункта приема электроэнергии до распределительных и трансформаторных подстанций) рекомендуется выполнять на напряжении 10 кВ. Применение напряжения 6 кВ в качестве распределительного следует ограничивать. Использование напряжения 6 кВ рационально для предприятий, где устанавливается значительное количество двигателей 6 кВ небольшой мощности (до 500 кВт), а также в случае реконструкции или расширения действующего производства, ранее запроектированного на напряжение 6 кВ.»
512.	6.10.11	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	Компенсацию реактивной мощности рекомендуется выполнять максимально близко к источнику реактивной мощности или в месте распределения электроэнергии.	Пояснение. Рекомендуется в распределительных устройствах устанавливать компенсирующие устройства. Учитывая, что среда взрывоопасная, а площадь, как правило, ограничена ставить непосредственно у электроприёмника затратно. Определяется проектом.
513.	Пп.6.10.11.	Управление энергетики	По тексту пункта класс напряжения 10 кВ заменить на 6(10) кВ.	Принято. В редакции 10(6) кВ.
514.	6.10.12	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в г. Тюмени	Рекомендуется продолжить фразу «…в соответствии с ПУЭ и требованиями ЗД 34.21.122-87 и СО 153-34.21.122-2003.», рекомендуется добавить «Обеспечение электробезопасности обслуживающего персонала и пожарной безопасности должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 12.1019-2009, ГОСТ Р 50571.17.2000, ГОСТ Р 50571.3-2009, ПУЭ, приказу 328н «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».	Отклонено. В предыдущих редакциях СП были перечислены все РД по молниезащите и ГОСТы по защитному заземлению. В результате замечаний при экспертизе в Минэнерго все эти ссылки были убраны. Но правила по технике безопасности при эксплуатации электроустановок не имеют к этому документу никакого отношения и нецелесообразно загружать излишней информацией.

515.	Раздел 6.10 п.6.10.14	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Либо исключить применение аббревиатуры УПП (нигде не приведена расшифровка) либо где-то привести расшифровку (например в разделе 4 или в первом абзаце п.6.10.14: «…рекомендуется применять устройства плавного пуска (УПП)…»	Принято. В текст пункта внесены изменения: вместо УПП – управление плавного пуска.
516.	6.10.14	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Необходимо учесть уровень напряжения 6 кВ. Устройство плавного пуска для электродвигателей 200 (6 кВ) и более. Для электродвигателей 200 кВт (6 кВ), 400 кВт (10 кВ) и более мощных рекомендуется применять устройства плавного пуска, особенно такие устройства необходимы в случае недостаточной мощности источника электроснабжения, когда прямой пусковой ток электродвигателя требует принятия дополнительных технических мер.	Принято.
517.	Пп.6.10.14.	Управление энергетики	Первый абзац изложить в редакции: «Для электродвигателей 400 кВт и более мощных, когда прямой пусковой ток электродвигателя требует принятия дополнительных технических мер, рекомендуется применять устройства плавного пуска.»	Принято частично. С учетом также замечания №129 от Роснефть от 01.09.2017 предлагается изложить первый абзац пункта в следующей редакции: «Для электродвигателей 200 кВт (6 кВ), 400 кВт (10 кВ) и более мощных рекомендуется применять устройства плавного пуска, особенно такие устройства необходимы в случае недостаточной мощности источника электроснабжения, когда прямой пусковой ток электродвигателя требует принятия дополнительных технических мер». Недостаточная мощность источника электроснабжения основная причина затруднённого пуска электродвигателя. При достаточной мощности источника и не совсем корректных параметрах линии электропередачи можно получить очень тяжёлый прямой пуск электродвигателя. Но даже применив УПП при недостаточной мощности источника вы всё равно должны обеспечить пусть тяжёлый, но необходимый прямой пуск соответствующими параметрами электропередачи при выходе из строя УПП.
518.	6.10.15 Таблица 13	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	Добавить ПСП – (приёмо сдаточные пункты) с категорией надёжности 1.	Отклонено. ПСП представлена в табл.13 под п.12 с категорией 3 в соответствии положениям категорирования. Поднять категорию до 1 возможно при конкретном

				проектировании , а с 1 на 3 только через разработку и согласование в установленном Законом порядке СТУ.
			Категорию надёжности целесообразно применять к типу оборудования, а не к объекту в целом. Например на УПН есть резервуары подготовленной нефти с 3 категорией, насосная перекачки с 2, есть установки пожаротушения с 1 категорией и т.д.	Категория надежности электроснабжения объектов определяется требованиями , приведенными в ПУЭ. В табл.13 приведены объекты с индивидуальным электроснабжением. УПН(установка подготовки нефти)-технологический объект для обезвоживания, обессоливания нефти до….с индивидуальным электроснабжением приведена в п.6. табл.13..Резервуары подготовленной нефти приведены в п.8 , сооружения пожаротушения в п.16.
			Не полный перечень оборудования – например нет насосной внутрипарковой перекачки.	Насосная перекачки нефтегазоводяной смеси в п.9.
			Необходимо четко описать исполнение третьего источника электроснабжения, т.к. есть непонимание у представителей АК Транснефть – они не принимают АКБ с инвертором, а только дизельную электростанцию.	В данной таблице указаны ИБП для оборудования АСУ и оборудования связи, которые не терпят никакого перерыва питания (можно потерять всю информацию). В силу этого ни о каком дизельном резервировании речи не идёт. Для этого оборудования, пока оно дождётся питания от дизельной установки, всё будет кончено.
			Уровень напряжения электроснабжения электродвигателей принять – до 160 кВт – 0.4 кВ, свыше 160 кВт – 6,10 кВ.	В данном ГОСТе (Обустройство месторождений нефти) нельзя резко ограничить применение электродвигателей на 0,4 кВ мощностью только до 160 кВт. Промышленность выпускает на 0,4 кВ электродвигатели до 400 кВт. Потребители сами определяют какие электродвигатели по мощности и на какое напряжение им выгоднее приобрести.
519.	Таблица 13	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Не учтены узлы запорной аппаратуры и СОД для внутрипромысловых нефтепрводов	Отклонено. Критерии надежности электроснабжения приведены в ПУЭ. Узлы запорной арматуры, установленные на пересечении с естественными и искусственными

				препятствиями, могут требовать 1 или 2 категорию в соответствии ТУ владельца или расчетом ущерба от последствий прекращения электроснабжения и т.п. Узлы СОД могут относиться к 3 категории. Вследствие сложности унификации категорирования узлов запорной арматуры промысловых трубопроводов предполагается категорирование проводить в проекте.
520.	Таблица 13	ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"	Не учтены вертолетные посадочные площадки 2 категория электроснабжения для районов Крайнего севера и местностях, приравненных к ним	Отклонено. Вертолетные площадки не регламентируются рассматриваемым документом. В настоящее время вертодромы, вертолетные площадки и вертопалубы проектируются в соответствии с требованиями «Федеральных авиационных правил» и стандартов Международной организации гражданской авиации (ИКАО). Смотри приказ Министерства транспорта Российской Федерации от 13.03.2017 г. № 91 "Об утверждении Федеральных авиационных правил "Требования, предъявляемые к вертодромам, предназначенным для взлета, посадки, руления и стоянки гражданских воздушных судов" В этих требованиях электроснабжение всего электрооборудования вертолётной площадки осуществляется по 1-ой категории. Что касается вертолетных посадочных площадок , используемых нефтяниками в дневное время , требования к ним следует определять по условиям и согласованию организации, оказывающей услуги по вертолетным перевозкам.
521.	Раздел 6.10, Таблица 13	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Добавить категории электроснабжения электроприёмников для ряда сооружений. Требуется дополнить таблицу 13:	1. Отклонено. В соответствии с п.6.3.1.1 настоящего проекта документа : «Проектируемые сооружения подготовки нефти,попутного нефтяного газа (ПНГ) и воды , транспортирование подготовленной нефти и ПНГ,как правило, должны формироваться в единый технологический комплекс центральный пункт сбора (ЦПС) или установку подготовки нефти (УПН).

Наименование электроприемников	Категория в районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним	Категории в других районах добычи нефти
Центральный пункт сбора (ЦПС), приемо-сдаточный пункт (ПСП)	1	1
Установки инертного газа (азотные станции)	2	2
Операторные, контрольно-пропускные пункты (КПП)	1	1
Лаборатории химического анализа	2	2
Противорадиационные укрытия (ПРУ)	1	1
Линейные потребители промысловых и магистральных трубопроводов (узлы пуска и приема СОД, узлы запорной арматуры, узлы сбора конденсата и т.д.): – I-II класса опасности согласно ст. 48_1 Градостроительного Кодекса РФ и ч. 3 ст. 2 Федерального закона от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;	2	2

ЦПС состоит из ряда технологических объектов, основным из которых является УПН. В таблице 13 с п.6 по п.29 приведены объекты,как правило, входящие в состав ЦПС, имеющие разные категории..

2. Отклонено.

Установки инертного газа (азотные станции) используются для различных технологических процессов от продувки при ремонтных работах до подачи в нагреватели для предотвращения аварий ной ситуации, и категорию надежности электроснабжения целесообразней принимать в проекте.

3. Отклонено.

.Операторные,контрольно-пропускные пункты(КПП).

Операторная и КПП представляют здания,включающие помещения с основным оборудованием (центры обработки данных,оборудование связи,системы оповещения и управления эвакуацией,пожарная и охранная сигнализация,видеонаблюдение,системы контроля доступа и охранного освещения) и вспомогательные помещения.)

Все перечисленные системы, а также помещения с постоянным присутствием персонала (АБК) прокатегорированы в табл.13.

4. Принято.

Испытательная лаборатория (лаборатория химического анализа) будет включена в перечень табл. 13 с рекомендуемой категорией.

5.Отклонено.

Противорадиационные укрытия (ПРУ). Защитные сооружения гражданской обороны проектируются в соответствие с СП 88.13330.2014 «Защитные сооружения гражданской обороны» и не регламентируются данным документом.

<table>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>
<table>
<tr><td>– III-IV класса опасности согласно ст. 48_1 Градостроительного Кодекса РФ и ч. 3 ст. 2 Федерального закона от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».</td><td>3</td><td>3</td></tr>
</table>
</td>
<td>Отклонено.

ФЗ№116 опасные производственные объекты не категорирует по надежности электроснабжения в зависимости от класса опасности.

Критерии надежности электроснабжения приведены в ПУЭ.

Промысловые трубопроводы (магистральные трубопроводы в данном документе не рассматриваются) ,как правило, относятся к ||| -|V классам опасности, но в соответствии с критериями надежности узлы запорной арматуры,установленные на пересечении с естественными и искусственными препятствиями, могут требовать 1 или 2 категорию в соответствии ТУ владельца или расчетом ущерба от последствий прекращения электроснабжения и т.п.

Вследствии сложности унификации категорирования узлов запорной арматуры промысловых трубопроводов предполагается категорирование проводить в проекте.</td>
</tr>
<tr>
<td>522.</td>
<td>Таблица 13 (п.6.10.15)</td>
<td>ОАО «ТомскНИПИнефть»</td>
<td>Откорректировать требования в части определения категории электроснабжения кустовых площадок
<table>
<tr><th>Наименование электроприемников</th><th>Категория в районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним</th><th>Категории в других районах добычи нефти</th></tr>
<tr><td>3.Кусты добывающих скважин с механизированной (насосной и газлифтной)</td><td>2**; 3</td><td>2**; 3</td></tr>
</table>
</td>
<td>Отклонено.

Категорирование кустов скважин обсуждалось Департаментами энергетики Роснефть, Сургутнефть, Газпромнефть, Татнефть и Лукойл и обсуждалось на Рабочей группе по техническому регулированию Минэнерго.</td>
</tr>
</table>

			добычей нефти	
523.	6.10.15. Таблица 13, п.14	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми	3-я категория по надежности электроснабжения Парогенераторных станций для закачки пара в пласт при категории электроснабжения кустов добывающих скважин 1, 2, 3 принята необоснованно. Необходимо указать не ниже 2, 3	Отклонено. Останов закачки пара в пласт приведет к экономическому ущербу,который следует определять при проектировании. При значительном ущербе категорию можно повысить до 1,2 при соответствующем технико-экономическом обосновании. Но при изменении с 2 на 3 необходимо разрабатывать СТУ.
524.	Пп.6.10.15, таблица №13, номер п/п13	Управление энергетики	Предусмотреть 1 категорию надёжности электро-снабжения кустовой насосной станции (КНС) для заводнения нефтяных пластов, насосных станций перекачки сточных вод в районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним.	Принято.
525.	Пп.6.10.15, таблица №13, номер п/п29	Управление энергетики	Для размещения во всех районах добычи нефти для вахтового посёлка, АБК предусмотреть 2 или 3 категорию надёжности электроснабжения, дополнив таблицу примечанием: *** Категорию надёжности отдельных зданий (сооружений) определить проектной документацией в соответствии с требованиями нормативной документации. Питание потребителей предусмотреть от двухтрансформаторной подстанции с секционированием шин низшего напряжения 0,4 кВ.	Принято частично. Категория 3 для других районов добычи нефти, для районов Крайнего Севера оставлено 2 категория.
526.	п.6.11.1, 6.11.2	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Требование к обязательному наличию системы автоматического включения/отключения по датчику установленной температуры перекачиваемой среды в конце трубопровода является избыточным. При применении кабелей постоянной мощности всегда применяются датчики температуры стенки трубопровода. Саморегулирующиеся кабели благодаря своей конструкции сами регулируют отдачу тепла в зависимости от температуры стенки трубопроводов. Данное требование необходимо для трубопроводов, перекачиваемая среда которых максимально чувствительна к колебаниям температуры: изменение физических свойств среды при превышении/ снижении температуры (в узком диапазоне).	Принято. Предлагаемая формулировка для п.6.11.1 и 6.11.2 принимается: п. 6.11.1 «Электрообогрев трубопроводов и оборудования рекомендуется осуществлять с применением саморегулирующих греющих кабелей, кабелей постоянной тепловой мощности и СКИН систем, с обязательным наличием системы автоматического включения/отключения **по датчику установленной температуры перекачиваемой среды и/или по датчику температуры наружного воздуха.**

			Во всех случаях установка датчиков в конце трубопровода приведет к необходимости выполнения сопроводительной кабельной сети или передачи сигналов от датчиков температуры через систему АСУТП и т.п., что приводит к значительному увеличению стоимости системы электрообогрева. Разницы температур в начале и в конце трубопровода при наличии электрообогрева не будет (не значительна), т.к. электрообогрев рассчитывается на компенсацию всех тепловых потерь при самых суровых условиях. При отказе в работе системы электрообогрева - данную информацию передаст датчик, установленный в начале трубопровода. Предлагаем следующую редакцию: п. 6.11.1 «Электрообогрев трубопроводов и оборудования рекомендуется осуществлять с применением саморегулирующих греющих кабелей, кабелей постоянной тепловой мощности и СКИН систем, с обязательным наличием системы автоматического включения/отключения **по датчику установленной температуры перекачиваемой среды и/или по датчику температуры наружного воздуха. Тип системы управления должен определяться при проектировании.** При этом должна быть выполнена максимально эффективная теплоизоляция трубопровода для минимизации нагрузки на электрообогрев или его отключения в резерв при нормальном режиме перекачки по трубопроводу.» п.6.11.2 «Параметры поддержания электрообогревом требуемых температур устанавливаются по результатам расчетов материального и теплового балансов технологического процесса. При этом требуемая температура перекачиваемой среды определяется в конечной точке».	**Тип системы управления должен определяться при проектировании.** При этом должна быть выполнена максимально эффективная теплоизоляция трубопровода для минимизации нагрузки на электрообогрев или его отключения в резерв при нормальном режиме перекачки по трубопроводу.» п.6.11.2 «Параметры поддержания электрообогревом требуемых температур устанавливаются по результатам расчетов материального и теплового балансов технологического процесса. При этом требуемая температура перекачиваемой среды определяется в конечной точке». Тип системы управления (по температуре стенки обогреваемого трубопровода, по температуре окружающего воздуха либо комбинированное управление) необходимо определять при проектировании. В некоторых случаях (например, защита от замерзания – плюс 5 °С, разветвленная сеть трубопроводов) управление только по температуре поверхности трубопровода бывает затруднено, т.к. имеется большое количество тупиковых зон (при установке датчиков там может быть недогрев проточных участков с большим расходом; при установке датчиков на проточных участках – возможен перегрев застойных участков). При необходимости, в случае если имеется жесткое ограничение по превышению максимальной технологической температуры, в систему может быть включен регулятор для контроля перегрева поверхности трубопровода.
527.	п.6.11.4	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Требование о применении концевых и соединительных коробок со светодиодной индикацией во всех случаях является избыточным. Физически данное требование можно обеспечить только при использовании кабелей параллельного сопротивления (саморегулирующиеся). Наличие данного пункта потребует применение всех соединительных коробок (в т. ч. в недоступных для обзора и обслуживания местах) со светодиодной индикацией, что не целесообразно для систем с применением автоматического регулирования при этом	Принято. Редакция п.6.11.4 «Концевые коробки **при применении саморегулирующих греющих кабелей рекомендуется** предусматривать со светодиодной индикацией.»

			увеличивает стоимость системы и снижает надежность за счет применения дополнительного электронного компонента – светодиода. Концевые коробки **при применении саморегулирующих греющих кабелей рекомендуется** предусматривать со светодиодной индикацией.	
528.	Пп.6.11.4.	Управление энергетики	Подпункт исключить.	Отклонено. В соответствии с предложением ОАО «ТомскНИПИнефть» п.6.11.4 сформулирован следующим образом: «Концевые коробки при применении саморегулирующих греющих кабелей рекомендуется предусматривать со светодиодной индикацией». Наличие светодиодной индикации решается проектировщиком индивидуально с учетом требований (внутренний локальный документ, официальное письмо и т.д.) и пожеланий конкретного заказчика.
529.	п.п.6.11, 6.13, 6.14, 6.15, 6.16	ПАО «ЛУКОЙЛ», Департамент ИТО	В каждый из разделов предлагается добавить пункт «Устройства контроля и управления необходимо выбирать с поддержкой сетевых (цифровых) интерфейсов для возможности дальнейшей интеграции в выделенную информационно-управляющую сеть класса “промышленный интернет вещей” с целью снижения ручных операций, повышения безопасности персонала и повышения надежности и эффективности системы».	Отклонено. Нецелесообразно применять данное требование, ведущее к удорожанию. Определяется при проектировании.
530.	6.13.10	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в г. Тюмени	Не указаны требования к помещению, в котором размещаются приборы приемно-контрольные в соответствии с СП5.13130.2009.	Принято. В п. 6.13.10 будет добавлена фраза: «*Помещения, в которых устанавливаются приборы приёмно-контрольные пожарной сигнализации должны соответствовать требованиям п. 14.14 СП 5.13130-2009.*».
531.	6.13.12	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в	Не соответствует примечанию 2 (**) таблицы 13	Принято. Пункт 6.13.12 и примечание 2 (**) таблицы 13 будут приведены к виду: «*Электропитание приборов системы автоматической*

		г. Тюмени		*пожарной сигнализации должно быть предусмотрено по 1 категории надежности электроснабжения (согласно ПУЭ). В соответствии с п. 15.3 СП 5.13130-2009 при наличии одного источника электропитания (на объектах III категории надежности электроснабжения) допускается использовать в качестве резервного источника питания, аккумуляторные батареи или блоки бесперебойного питания, которые должны обеспечивать питание указанных электроприёмников в дежурном режиме в течение 24 ч плюс 1 ч работы системы пожарной автоматики в тревожном режиме.».*
532.	6.15.1 «Отопление». Таблица 16 «Расход тепла на инфильтрацию наружного воздуха в процентах от теплопотерь ***здания***»	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми	Вызывает сомнение то, что ориентировочный расход тепла на инфильтрацию через элемент ограждающей конструкции (окно, ворота) должен рассчитываться от общих теплопотерь здания, а не элемента ограждающей конструкции (окно, ворота), через который происходит инфильтрация	Пояснение. В таблице 16 приведены расходы тепла в процентах от теплопотерь здания для ориентировочных расчетов, которые допускается принимать для определения предварительных тепловых нагрузок на здания, например, на стадии ОПР. Данное пояснение приведено в тексте п. 6.15.1.13.
533.	Пункт 6.15.1.4	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	1) Необоснованно рекомендовать использование воздушного отопления, совмещенного с приточной вентиляцией в помещениях, имеющих приточную вентиляцию. Например, п.6.2.6 СП 60.13330.2012 и п.2.2 ВСН 21-77 рекомендуют использовать такой способ отопления для помещений категорий А и Б, а также в электропомещениях и помещениях КИП (п.2.8 ВСН 21-77). Зачастую, использование локальных отопительных приборов менее энергозатратно, чем подогрев приточного воздуха. Кроме того, при мультизональном использовании приточных установок, воздушное отопление трудноприменимо и вентиляция обычно дополняется местными отопительными приборами. 2) Согласно п.7.2.7 СП 60.13330.2012 100% резервирования приточных установок систем воздушного отопления, совмещенных с приточной вентиляцией, можно частично избежать, используя резервные циркуляционные насосы воздухонагревателей, резервные вентиляторы (или электродвигатели) и воздухоподогреватели.	Принято. Добавлено уточнение, что рекомендовано использовать воздушное отопление совмещенное с приточной вентиляцией для помещений категорий А. Б, что соответствует требованиям п.6.2.6 СП 60.13330.2012 и п.2.2 ВСН 21-77.

			Рекомендуется заменить содержание п.6.15.1.4 следующим: «Решения по применению воздушного отопления, совмещенного с приточной вентиляцией следует принимать согласно рекомендациям соответствующих разделов СП 60.13330.2012, ВСН 21-77, ВНТП 01/87/04-84.»	
534.	Пункт 6.15.1.9	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Рекомендация предусматривать электроотопление в электропомещениях и помещениях щитов и пультов управления КИПиА противоречит п.6.15.1.6, а также п.2.8 ВСН 21-77, который рекомендует использовать в данных помещения воздушное отопление, совмещенное с приточной вентиляцией, а электрическое отопление применять в электропомещениях, удаленных от тепловых сетей, где не требуется приточная вентиляция для подпора. Следует исключить вариант применение инфракрасных нагревательных приборов для отопления блок-боксов с периодическим пребыванием людей, так как использование таких приборов без постоянного пребывания небезопасно. Рекомендуется руководствоваться указаниями соответствующих разделов ВСН 21-77 и ВНТП 01/87/04-84 при проектировании таких блок-боксов.	Принято. В текст п. 6.15.1.9 внесено уточнение о применении электроотопления при проектировании системы отопления местными нагревательными приборами. Текс в части рекомендации применения инфракрасных нагревательных приборов удален.
535.	Раздел 6, п.6.15.2.7	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Данный пункт противоречит п.7.6.6 СП 60.13330.2012	Отклонено. Указанные в Раздел 6, п.6.15.2.7схемы по организации общеобменной приточной или вытяжной вентиляции приямков и каналов, расположенных в помещениях категорий А, Б не противоречат требованиям СП по возмещению расхода воздуха, удаляемого аварийной вентиляцией
536.	Раздел 6, п.6.15.2.13	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Таблицу 17 предлагается дополнить веществом «Неочищенные пластовые и сточные воды»	Отклонено. «Неочищенные пластовые и сточные воды» приравниваются к нефти
537.	6.15.2.26	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Исключить требование к забору наружного воздуха с высоты 15 м. Необоснованно регламентировать это условие применительно к любым случаям. Место и высота воздухозабора должны, в первую очередь, определяться из условия их безопасного расположения, которое зависит от объемно-планировочных решений, преобладающего направления ветра, плотности взрывоопасных и токсичных газов и результатов данных расчета	Пояснение. Высота воздухозабора не регламентируется 15 м, а в п. 6.15.2.26 говорится, что забор наружного воздуха именно системами подпорной приточной вентиляции должен осуществляться в местах, где исключено образование взрывоопасных смесей на высоте не менее

			по их рассеиванию (Gas Dispersion Study).	15 м от уровня земли. Данный пункт соответствует и ВСН 21-77 п. 11.26, ГОСТ 31610.13-2014 п. 5.1.
538.	6.15.2.26	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени	Забор наружного воздуха ... должен осуществляться … на высоте не менее **2** м от уровня земли. (по тексту – 15 м)	Пояснение. В данном пункте приведены не общие требования к высоте воздухозабора, а требования к высоте воздухозабора для подпорной приточной вентиляции в электропомещения и помещения щитов и пультов управления КИПиА
539.	Раздел 6.16 Защита от коррозии	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Предлагаем дополнить информацию в п.6.16.1 по антикоррозионной защите строительных конструкций согласно СП 28.13330.	Пояснение. п.6.16 данного ГОСТа Р рассматривает требования к защите от коррозии следующих элементов технологической инфраструктуры с которыми непосредственно происходит контакт с транспортируемой средой (технологическое оборудование, резервуары, трубопроводы, арматура и металлоконструкций (опоры под трубопровод)). Требования к строительным конструкциям в данном ГОСТе Р не разрабатываются и должны определяться в соответствии с требованиями СП 16.13330 «Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81*». Для исключения разногласий в понимании документа уточнения внесены в п. 6.16.1 п. 6.16.1 При обустройстве месторождений нефти всё применяемое технологическое оборудование, резервуары, трубопроводы, арматура и металлоконструкции (опоры под трубопровод), контактирующие с агрессивной средой, должны иметь защиту от коррозии внутренней и наружной поверхностей и быть выполнены с применением материалов, стойких к данному виду агрессивного воздействия. Срок службы и надежность работы оборудования, трубопроводов и других металлических конструкций во многом определяется степенью противокоррозионной защиты от разрушения при контакте с окружающей средой.

540.	п.6.16.2 и 6.19.5	УПБЭ	В подпунктах 6.16.2 и 6.19.5 требуется откорректировать ссылки на нормативные документы, с учетом замечаний по главе 2 «Нормативные ссылки»	Принято. Ссылки будут откорректированы. См. так же п.19.
541.	П. 6.16.8.	ДОДНГ ПАО «ЛУКОЙЛ» ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть»	Изложить: применение материалов стойких к коррозионному воздействию, *в том числе, альтернативных стали.*	Принято. Будет дополнено: • применение труб из сталей повышенной коррозионной стойкости и надежности; • применение труб и оборудования из легированных коррозионностойких сталей и сплавов; • применение неметаллических материалов (полимерные, стеклопластиковые трубы, полимерно-армированные трубы и т.п.); • применение футерованных труб
542.	6.17 Генеральный план	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени	В примечаниях к таблицам 22, 23 пункта 6.17 есть фраза «+++ расстояния принимаются в соответствии с требованием ГОСТ 31610.10-2012, ГОСТ Р 12.3.047-2012 ССБТ, ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ и определяются проектной организацией». В вышеуказанных документах нет конкретных расстояний от трансформаторных подстанций, операторных, отдельно стоящих шкафов и блоков управления КиА до многих зданий и сооружений. В СП 231.1311500.2015 по аналогичным расстояниям ссылка дается на ПУЭ, в котором есть таблица 7.3.13 с указанием расстояний от вышеперечисленных объектов в зависимости от плотности газа и принадлежности к ЛВЖ. Просим Вас дополнить, актуализировать и объединить в настоящем стандарте требования к противопожарным расстояниям для вышеперечисленных объектов обустройства месторождения нефти.	Отклонено. В таблице № 22, №23 расстояние, указанное «+++» принято по аналогии с Приложением №6 к Федеральным нормам и правилам (в редакции, введенной в действие с 10 марта 2015 года приказом Ростехнадзора от 12 января 2015 года №1). ПУЭ не является документом в области стандартизации (ФЗ №184-ФЗ от 27.12.2002 г. «О техническом регулировании»).
543.	6.17	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми	В разделе отсутствует информация (или ссылка на соответствующий НТД) о расстоянии между трубопроводами технологического пара и горячей воды и зданиями, сооружениями, инженерными сетями	Пояснение. В пункте 6.17.21 указан СП 18.13330.2011, где в таблице №6, №7 даны все расстояния между трубопроводами, расстояния до зданий и сооружений. Расстояния до теплопроводов смотри пункт 5 таблицы №6.

544.	6.17.3	ОАО «ТомскНИПИнефть»	В связи с тем, что в п.6.17.3. из зон ограниченного пользования упомянуты только санитарно-защитные и водоохранные зоны, без упоминания зон санитарной охраны водозаборов, при этом мероприятия п.6.20.5. предполагают «организацию и эксплуатацию санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения», дополнить п.6.17.3 необходимостью отображения зон ограниченного пользования, с целью их учета при размещении объектов нефтегазодобычи и производственной инфраструктуры. Дополнить «На ситуационном плане (топографическая карта-схема) района строительства отображаются объекты инфраструктуры месторождения нефти на местности и устанавливаются рациональные внешние инженерные, транспортные, производственные и хозяйственные связи проектируемого предприятия с другими предприятиями, а так же с общей сетью дорог, границы санитарно-защитных, водоохранных и других зон ограниченного пользования, возможное развитие на перспективу, рациональное размещение объектов капитального строительства»	Принято. П.6.17.3 дополнен предлагаемым абзацем.
545.	6.17.12 Расстояния в таблицах настоящего раздела определяются: -между производственными, подсобными и вспомогательными зданиями, установками, резервуарами и оборудованием в свету между крайними точками наружных	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Привести в соответствие с требованиями таблицы 3 (примечание) СП 4.13130.2013 Расстояния в таблицах настоящего раздела определяются: - Наименьшим расстоянием между зданиями считается расстояние в свету между наружными стенами или конструкциями. При наличии конструкций зданий, выступающих более чем на 1 м и выполненных из материалов группы Г1-Г4, наименьшим расстоянием считается расстояние между этими конструкциями.	Принято. Добавлено «из материалов группы Г1-Г4»

	стен или выступающих конструкций сооружений без учета металлических лестниц;			
546.	Раздел 6.17 п. 6.17.14	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Заменить п. 6.17.14. Нормативное требование **п. 6.10.5.24 СП 4.13130.2013** распространяется на объекты защиты **нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий**. п. 6.17.14 **Расстояние от производственных зданий и сооружений до аварийных и дренажных ёмкостей принимаются по таблице № 22 настоящего национального стандарта**.	Принято.
547.	Раздел 6.17 п. 6.17.15	ОАО «ТомскНИПИнефть»	п. 6.17.15 **повторяет** требования п. 6.3.1.27 настоящего национального стандарта.	Пояснение. Повторяется только первый абзац п.6.3.1.27 подраздела 6.3.1 «Общая часть» раздела 6.3 «Подготовка нефти ,газа и воды» и первый абзац п.6.17.5 раздела 6.17 «Генеральный план», остальные абзацы дополняют пункты.
548.	Раздел 6.17 п. 6.17.22	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Добавить. Расстояние от места забора воды (приёмных колодцев) из водоёма …… Расстояние от места забора воды (приёмных колодцев) из водоёма **и резервуаров хранения пожарного запаса воды** должно быть не менее …….	Принято.
549.	Раздел 6.17 п. 6.17.22	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Разночтение в нормативных требованиях. Расстояние **от места забора воды** до зданий III степени огнестойкости с категории А, Б, В (**повышенная взрывопожароопасность**) должно быть не менее **20 м**. Расстояние от места забора воды до зданий III степени огнестойкости с категории Г, Д (**пониженная пожароопасность**) должно быть не менее **30 м**., т. е. чем опасней тем ближе - до зданий, сооружений и наружных установок с категорией А, Б, В по	Отклонено. Расстояния определены не по пожарной опасности здания, а по степени огнестойкости здания в соответствии с СП 231.1311500.2015 п.6.1.16 и СП 8.13130.2009 п.9.11

			пожарной опасности III, IV, V степени огнестойкости - 30 м; - до зданий, сооружений и наружных установок с категорией А, Б, В по пожарной опасности I и II степени огнестойкости - 20 м; - до зданий, сооружений и наружных установок с категорией Г, Д по пожарной опасности III, IV, V степени огнестойкости - 20 м; - до зданий, сооружений и наружных установок с категорией Г, Д по пожарной опасности I и II степени огнестойкости - 10 м	
550.	Раздел 6.17 п. 6.17.23	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Добавить. К месту забора воды из водоёмов …. К месту забора воды из водоёмов **и резервуаров хранения пожарного запаса воды ….**	Принято. Откорректировано
551.	Раздел 6 п.6.17.26	ОАО «ТомскНИПИнефть»	минимальную ширину проезжей части не менее 3,75 м минимальную ширину проезжей части не менее 4,5 м (В соответствии с требованием п.7.5.2 СП 37.13330.2012)	Принято. «Внутриплощадочные автомобильные дороги к объектам, зданиям и сооружениям следует проектировать в соответствии с требованиями СП 37.13330.2012 2012 «Промышленный транспорт. Актуализированная редакция СНиП 2.05.07.91».
552.	Раздел 6 п.6.17.26	ОАО «ТомскНИПИнефть»	минимальные радиусы поворота для грузовых автомобилей не менее 11,5м, для автопоездов с прицепом - не менее 12,5 м минимальные радиусы кривых на пересечениях и примыканиях по оси дорог не менее 15 м. (В соответствии с требованием п.7.6.2 СП 37.13330.2012)	Принято.
553.	П.6.18.1 (лист 198)	«СургутНИПИнефть»	Дополнить документом: СП 243.1326000.2015 «Проектирование и строительство автомобильных дорог с низкой интенсивностью движения».	Отклонено. Документ СП 243.1326000.2015 отменяет нормы и правила проектирования и строительства, приведенные в СП 34.13330.2012, СП 35.13330.2011 и СП 78.13330.2012. В связи с этим появится разночтение и нестыковка приведенных норм.

554.	Раздел 6 п.6.18.2	ОАО «ТомскНИПИнефть»	внутриплощадочные автомобильные дороги к зданиям и сооружениям, расположенным на территории площадок ЦПС, УПН, УПГ, ДНС, УПСВ, КС, ПС, КНС; внутриплощадочные автомобильные дороги к зданиям и сооружениям, расположенным на территории площадок ЦПС, УПН, УПГ, ДНС, УПСВ, КС, КНС; (В данном документе отсутствует расшифровка наименование площадки «ПС»)	Принято. Пс исправлено на ПСП (приёмо-сдаточный пункт).
555.	Раздел 6 п.6.18.2	ОАО «ТомскНИПИнефть»	основные, соединяющие площадки ЦПС, УПН, УПГ, ДНС, УПСВ, КС, ПС, КНС между собой и с внешними транспортными магистралями; основные, соединяющие площадки ЦПС, УПН, УПГ, ДНС, УПСВ, КС, КНС между собой и с внешними транспортными магистралями; (В данном документе отсутствует расшифровка наименование площадки «ПС»)	Принято. ПС исправлено на ПСП (приёмо-сдаточный пункт).
556.	П.6.18.5 (лист 198)	«СургутНИПИнефть»	Дополнить: «При интенсивности движения ниже 400 авт/сут руководствоваться нормами СП 243.1326000.2015» «Проектирование и строительство автомобильных дорог с низкой интенсивностью движения».	Отклонено. Разрабатываемый ГОСТ Р содержит ссылку на СП 37.13330.2012, который регламентирует более безопасные параметры элементов плана, продольного и поперечных профилей. Уменьшение значений параметров не позволит снизить затраты на строительство и эксплуатацию автодорог, но приведет к большей аварийности
557.	Раздел 6, п.6.18.7	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	Откуда такое решение? На участках, проложенных через лесные массивы, высоту насыпей назначают равной расчётной высоте снежного покрова.	Принято дополнением: «Высоту насыпи следует определять в соответствии с основными положениями СП 34.13330.2012 и условия возвышения поверхности покрытия над уровнем грунтовых и длительно стоящих или уровнем кратковременно стоящих поверхностных вод»

558.	П.6.18.7 (лист 199)	«СургутНИПИнефть»	Изложить в редакции: «Высоту насыпи следует определять в соответствии с СП 34.13330.2012».	Принято дополнением: «Высоту насыпи следует определять в соответствии с основными положениями СП 34.13330.2012 и условия возвышения поверхности покрытия над уровнем грунтовых и длительно стоящих или уровнем кратковременно стоящих поверхностных вод»
559.	Раздел 6.18 п.6.18.7	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Высота насыпи автодорог назначается не только в зависимости от высоты снежного покрова. Руководящие отметки насыпи автодорог назначаются по участкам в соответствии с ограничениями СП 34.13330.2012 в зависимости от вида грунта рабочего слоя, геологических, гидрогеологических, гидрологических, геокриологических условий и по условию снегонезаносимости во время метелей. Так как условия меняются вдоль трассы, то и руководящих отметок может быть несколько. Упругие колебания насыпей на торфяных основаниях при движении транспортных средств не должны превышать величины, допустимой для данного типа дорожной одежды. Высоту насыпей на поймах назначают с таким расчетом, чтобы бровка земляного полотна возвышалась не менее чем на 0,5 м над расчетным горизонтом воды с учетом подпора и высоты волны с набегом ее на откос. Минимальное возвышение поверхности покрытия в дорожно-климатической зоне I устанавливают на основе теплотехнических расчетов, но не менее норм для дорожно-климатической зоны II. На участках дорог, проходящих по открытой местности, возвышение бровки насыпи следует определять по условию снегонезаносимости в соответствии с СП 34.13330.2012, ОДМ 218.5.001-2008.	Принято. П.6.18.7. изложен в редакции: «Руководящие отметки насыпи автодорог назначаются по участкам в соответствии с ограничениями СП 34.13330.2012 в зависимости от вида грунта рабочего слоя, геологических, гидрогеологических, гидрологических, геокриологических условий и по условию снегонезаносимости во время метелей. Так как условия меняются вдоль трассы, то и руководящих отметок может быть несколько. Упругие колебания насыпей на торфяных основаниях при движении транспортных средств не должны превышать величины, допустимой для данного типа дорожной одежды. Высоту насыпей на поймах назначают с таким расчетом, чтобы бровка земляного полотна возвышалась не менее чем на 0,5 м над расчетным горизонтом воды с учетом подпора и высоты волны с набегом ее на откос. Минимальное возвышение поверхности покрытия в дорожно-климатической зоне I устанавливают на основе теплотехнических расчетов, но не менее норм для дорожно-климатической зоны II. На участках дорог, проходящих по открытой местности, возвышение бровки насыпи следует определять по условию снегонезаносимости в соответствии с СП 34.13330.2012 и ОДМ 218.5.001-2008.» ОДМ 218.5.001-2009» Методические рекомендации по применению геосеток и плоских георешеток для армирования асфальтобетонных слоев усовершенствованных видов покрытий при капитальном ремонте и ремонте автомобильных дорог» внести в

				раздел «Библиография».
560.	Раздел 6.18 п.6.18.8	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Водопропускными сооружениями, кроме труб, являются также мосты, лотки, дренажи, фильтрующие насыпи и т.д. Для предохранения земляного полотна от переувлажнения поверхностными водами и размыва, а также для обеспечения производства работ по сооружению земляного полотна предусматривают системы поверхностного водоотвода (планировку территории, устройство канав, лотков, быстротоков, испарительных бассейнов, поглощающих колодцев и т.д.). (В соответствии с требованием п.7.59 СП 34.13330.2012)	Принято. П.6.18.8. изложен в предложенной редакции: «Для предохранения земляного полотна от переувлажнения поверхностными водами и размыва, а также для обеспечения производства работ по сооружению земляного полотна предусматривают системы поверхностного водоотвода (планировку территории, устройство канав, лотков, быстротоков, испарительных бассейнов, поглощающих колодцев и т.д.)»
561.	Раздел 6.18 п.6.18.9, абзац 1	ОАО «ТомскНИПИнефть»	В отличие от ВСН 26-90, - в ГОСТ 32871-2014 и СП 35.13330.2011 (табл. 5.1) отсутствуют сведения о металлических электросварных водопропускных трубах. Предлагается исключить перечисление конкретных материалов. (Замечания о недопустимости применения электросварных труб по трассам межплощадочных автодорог выдает ГГЭ со ссылкой на ГОСТ 32871-2014)	Принято частично. Электросварные трубы внесены на стадии рассмотрения с представителями Компаний. Предлагагаем включить в пункт 6.18.9. и в раздел «Библиография» ссылку на ВСН 26-90 ««Изыскания, проектирование и строительство автомобильных дорог в районах распространения вечной мерзлоты».
562.	П.6.18.9	«СургутНИПИнефть»	После фразы «.из гофрированных элементов трубы.» дополнить: «.также, трубы металлические гладкостенные».	Принято частично Предлагается изложить в следующем виде: «В качестве водопропускных сооружений используют железобетонные, металлические электросварные, гладкостенные и из гофрированных элементов трубы...» далее по тексту
563.	Раздел 6.18 п.6.18.11, последний абзац	ОАО «ТомскНИПИнефть»	В части установки барьерного ограждения имеется противоречие между ГОСТ Р 52289-2004 и СП 37.13330.2012. Согласно СП 37.13330.2012 (п.7.10.3) - удерживающие ограждения капитального типа не устанавливаются на участках автодорог (предназначенных для эксплуатации автомобилей с осевой нагрузкой более 115 кН) категории IV-в. В связи с тем, что у филиалов ГГЭ нет единого подхода по данному вопросу, – предлагается дополнить текст ГОСТа ссылкой также и на СП	Принято. Последний абзац п.6.18.11. дополнен ссылкой на СП 37.13330.2012.

			37.13330.2012. Дорожные ограждения применяются разрешенные для эксплуатации в установленном порядке. Расстановка их предусмотрена в соответствии с ГОСТ Р 52289-2004, СП 37.13330.2012.	
564.	Раздел 6.19. Материальное исполнение и прочностные расчеты.	ОАО «ТомскНИПИнефть»	В п.6.19.1 дан перечень труб рекомендованных к применению. Предлагаем дополнить информацию об области применения перечисленных металлических труб - только для трубопроводов или также для строительных конструкций.	Принято частично. п.6.19 данного ГОСТа Р рассматривает требования к материальному исполнению и прочностным расчетам только для трубопроводов, как неотъемлемой части технологической инфраструктуры нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений. Строительные конструкции в состав трубопровода не входят и требования к ним должны определяться в соответствии с требованиями СП 16.13330 «Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81*». Требования к строительным конструкциям в данном ГОСТе Р не разрабатываются. Для исключения разногласий в понимании документа уточнения внесены в п.п. 6.19.6, 6.19.8, 6.19.9, 6.19. п. 6.19.6 Для изготовления стальных металлоконструкций и опор под трубопроводы применяются углеродистые или низколегированные хладостойкие стали. Материальное исполнение опор, привариваемых к трубопроводу, должно соответствовать материалу трубопровода. п. 6.19.8 Материальное исполнение опор, привариваемых к трубопроводу, должно соответствовать материалу трубопровода Материалы для изготовления стальных металлоконструкций (площадки обслуживания, лестницы, ограждения, нетиповые изделия) и должны выбираться в соответствии с СП 16.13330 «Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81*». п. 6.19.9 При изготовлении, монтаже и ремонте трубопроводов и металлоконструкций и их элементов допускаются к применению все промышленные методы сварки, обеспечивающие необходимую эксплуатационную надежность сварных соединений. п. 6.19.13 Сварка металлоконструкций, сборочных узлов

				опор под трубопровод должна производиться в соответствии с СП 16.13330 «Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81*». п. 6.19.16 Увеличение расчетной толщины стенки труб на компенсацию коррозионного износа должно обосновываться расчетами быть обосновано.
565.	п.6.20	УПБЭ	Содержание пункта 6.20 «Экологическая безопасность» рекомендуется привести в соответствие разделу 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (постановление Правительства РФ от 18.02.2008 № 87). При этом в рамках пункта следует указать, в соответствии с требованиями каких конкретно нормативных документов должны разрабатываться те или иные мероприятия по охране окружающей среды при строительства и эксплуатации объектов обустройства месторождений нефти на суше (или перечислить эти требования).	Отклонено. Содержание раздела 6.20 первой редакции проекта ГОСТ Р не является повторением достаточно неудачного содержания разделов 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» и раздела 7 «Мероприятия по охране окружающей среды» нормативного правового акта РФ «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», а включает весь обобщенный перечень мероприятий по обеспечению экологической безопасности при обустройстве месторождений нефти на суше. При этом в разделе «Библиография» представлены более 40 основных конкретных нормативных документов, прямо связанных с обеспечением экологической безопасности объектов обустройства месторождений нефти на суше. Всего нормативная правовая и методическая база, применяемая в проектировании для обеспечения экологической безопасности объектов обустройства месторождений нефти на суше, может включать в себя порядка тысячи документов.
566.	П.6.20	Управление капитального строительства производственных объектов	Принятые в разделе нормы дублируют действующее законодательство РФ в области охраны окружающей среды, земли и недр. При этом допущены отклонение в части изменения формулировок и ужесточения требований при организации экологического контроля.	Отклонено. В пункте 6.20 перечислены в самом общем виде все необходимые мероприятия по охране окружающей среды, направленные на сохранение и восстановление природной среды, рациональное использование и воспроизводство природных ресурсов, предотвращение негативного воздействия деятельности, связанной с нефтегазодобычей, на окружающую среду и ликвидацию ее последствий, и которые должны быть отражены при проектировании обустройства месторождений нефти на суше.

567.	Пп.6.20.1	Управление экологической безопасности и природопользования	В соответствии с Федеральным законом от 21.07.2014 №219- ФЗ с 01.01.2018 вступает в силу требование следующего содержания: «На объектах I категории стационарные источники, перечень которых устанавливается Правительством РФ, должны быть оснащены автоматическими средствами измерения и учета объема или массы выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ и концентрации загрязняющих веществ, а также техническими средствами фиксации и передачи информации об объеме и (или) о массе выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ и о концентрации загрязняющих веществ в государственный фонд данных государственного экологического мониторинга (далее - Средства». Согласно Постановлению Правительства РФ от 28.09.2015 №1029 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III И IV категорий» объекты по добыче сырой нефти относятся к объектам I категории. Учитывая изложенное Свод правил необходимо дополнить указанными требованиями. Предложение ОАО «Сургутнефтегаз» по дополнению Свода правил требованиями по оснащению стационарных источников было направлено ранее к третьей редакции Свода правил, АО «Гипровостокнефть» оно принято, однако в четвертой редакции и рассматриваемом ГОСТ Р не учтено. ДОПОЛНИТЬ ТЕКСТОМ СЛЕДУЮЩЕГО СОДЕРЖАНИЯ: «На объектах I категории стационарные источники, перечень которых устанавливается Правительством Российской Федерации, должны быть оснащены автоматическими средствами измерения и учета объема или массы выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ и концентрации загрязняющих веществ, а также техническими средствами фиксации и передачи информации об объеме и (или) о массе выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ и о концентрации загрязняющих веществ в государственный фонд данных государственного экологического мониторинга (требования вступают в силу с 1 января 2018 года)».	Принято. В новой редакции разрабатываемого ГОСТ Р пункт 6.20.1 будет изложен в редакции, предложенной Управлением экологической безопасности и природопользования.
568.	п.6.20.1	УПБЭ	В подпункте 6.20.1 предлагается: – формулировку «меры по сбору, утилизации, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» заменить на «меры по сбору, накоплению, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов» (ст. 1 Федерального закона от 24.06.1998 №	Принято. Подпункт 6.20.1 будет откорректирован в новой редакции проекта ГОСТ Р в соответствии с предложениями Управления промбезопасности и экологии ПАО «Лукойл».

			89-ФЗ); – формулировку «установленных экологическим законодательством России» заменить на «установленных законодательством в области охраны окружающей среды Российской Федерации» (ст. 2 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ); – формулировку третьего абзаца привести в соответствие требованиям пункта 9 ст. 67 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ, а при упоминании объектов 1 категории указать в соответствии, с каким нормативным правовым актом объекту присваивается эта категория.	
569.	Пп.6.20.2, первый абзац	Управление экологической безопасности и природопользования	Поскольку объекты проектирования при обустройстве месторождений весьма разнообразны, располагаются на разных типах природных комплексов и потенциально могут оказывать (либо не оказывать) различное по типу и уровню воздействие на окружающую среду, то комплекс мероприятий по предотвращению (снижению) воздействия не может быть обязателен и/или одинаков для всех объектов обустройства месторождений. Поэтому выбор необходимых мероприятий должен осуществляться исходя из состава объектов проектирования, а также с учетом природных условий их расположения на местности. ПЕРВЫЙ АБЗАЦ ИЗЛОЖИТЬ В РЕДАКЦИИ: «В проектной документации на обустройство месторождений нефти положения настоящего национального стандарта по экологической безопасности технологических процессов, объектов нефтегазодобычи и сопутствующей инфраструктуры обеспечиваются разработкой экологического раздела, предусматривающего нижеперечисленные рекомендуемые мероприятия»	Принято. Пункт 6.20.2 будет отредактирован в соответствии с рекомендациями Управления экологической безопасности и природопользования. При этом текст «мероприятия по охране и рациональному использованию недр, включают в себя: …» размещен во втором абзаце пункта 6.20.2.
570.	6.20.3	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Для определения нормативного размера СЗЗ необходимо ввести критерий высокого содержания летучих углеводородов нормативный размера СЗЗ определяется уровнем содержания летучих углеводородов и сероводорода, так высокий уровень летучих углеводородов составляет XXX	Отклонено. В нормативных правовых актах Российской Федерации, включая основной документ по определению размеров границ санитарно-защитных зон (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03), и нормативно-технических документах Федеральных органов исполнительной власти отсутствуют какие-либо критерии отнесения летучих углеводородов с высоким и малым содержанием летучих углеводородов. Определение уровня содержания летучих углеводородов (высокое и малое) не относится к технологическому проектированию и определяется за рамками настоящего разрабатываемого ГОСТ Р.

571.	6.20.4	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Инициирование (в случае необходимости) организации особо охраняемых природных территорий (памятников природы, биологических станций, микро заповедников и др.) в районах распространения редких и реликтовых видов растительности, занесенных в Красную книгу; исключить	Принято. Приведенный абзац пункта 6.20.6 исключен из новой редакции разрабатываемого ГОСТ Р.
572.	6.20.5	ОАО «ТомскНИПИнефть»	Инициирование (в случае необходимости) организации особо охраняемых природных территорий (памятников природы, биологических станций, биосферных микрозаповедников и др.) в районах распространения редких и реликтовых видов животного мира занесенных в Красную книгу; исключить	Принято. Приведенный абзац пункта 6.20.7 исключен из новой редакции разрабатываемого ГОСТ Р.
573.	Раздел 6, п.6.20.6	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	1. Дополнить мероприятием по охране лесов: «на участках с IV и V классом природной пожарной опасности лесов проведение оценки пожарного риска с целью сокращения противопожарного разрыва и уменьшения площади вырубаемых лесов вокруг нефтяных и газовых скважин». 2. Конкретизировать понятие (дать определение) «неудобные земли».	Замечание 1 отклонено.. Проведение оценки пожарного риска на участках с IV и V классами природной пожарной опасности лесов не может являться основанием для сокращения противопожарного разрыва и уменьшения площади вырубаемых лесов вокруг нефтяных и газовых скважин, указанных в Правилах пожарной безопасности в лесах (утв. Постановлением Правительства РФ от 30 июня 2007г №417 в редакции, актуальной с 1 марта 2017 года), где, в том числе, указано, что в лесах требуется полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе – в радиусе 25 метров) Замечание 2 принято. В новой редакции ГОСТ Р в раздел 3 будет внесен термин «неудобные земли» включающие в себя земли непригодные использования в сельском хозяйстве и не покрытые лесом (к ним относятся сыпучие пески, овраги, солончаки, болота, скалы, ледники)
574.	Пп.6.20.6,	Управление экологической	В законодательстве РФ отсутствуют требования по ведению мониторинга воспроизводства лесов и иной растительности природопользователем.	Принято.

	седьмой абзац	безопасности и природопользования	ИСКЛЮЧИТЬ ТЕКСТ: «организацию (расширение, техническое перевооружение) производственного экологического контроля (мониторинга) за воспроизводством лесов и иной растительности» ИЛИ ИЗЛОЖИТЬ В РЕДАКЦИИ: «организацию (расширение, техническое перевооружение) производственного экологического контроля (мониторинга) за состоянием растительности в случае значимого воздействия со стороны проектируемых объектов обустройства (по результатам проведения ОВОС)»	Седьмой абзац пункта 6.20.6 будет изложен в новой редакции ГОСТ Р в следующей редакции: «организацию (расширение, технологическое перевооружение) производственного экологического контроля (мониторинга за состоянием растительности в случае значимого воздействия со стороны проектируемых объектов обустройства (по результатам проведения ОВОС)».
575.	п.6.20.6	УПБЭ	В подпункте 6.20.6 формулировку «с учетом требований по охране окружающей природной среды» следует заменить на «с учетом требований в области охраны окружающей среды» (ст. 1 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ).	Принято. Подпункт 6.20.6 будет откорректирован в новой редакции проекта ГОСТ Р в соответствии с замечанием ПАО «Лукойл».
576.	Пп.6.20.6, девятый абзац	Управление экологической безопасности и природопользования	Организация особо охраняемых природных территорий (ООПТ) находится в ведении уполномоченного государственными органами исполнительной власти. В законодательстве отсутствуют нормы и требования по инициированию создания ООПТ природопользователем. ИСКЛЮЧИТЬ ТЕКСТ: «инициирование (в случае необходимости) организации особо охраняемых природных территорий (памятников природы, биологических станций, биосферных микрозаповедников и др.) в районах распространения редких и реликтовых видов животного мира занесенных в Красную книгу;»	Принято. Девятый абзац пункта 6.20.6 будет исключен из новой редакции ГОСТ Р в соответствии с замечанием Управления экологической безопасности и природопользования.
577.	Пп.6.20.6, четырнадцатый абзац	Управление экологической безопасности и природопользования	ИЗЛОЖИТЬ В РЕДАКЦИИ: «организацию (расширение, техническое перевооружение) производственного экологического контроля (мониторинга) объектов животного мира в случае значимого воздействия со стороны проектируемых объектов обустройства (по результатам проведения ОВОС)»	Принято. Четырнадцатый абзац пункта 6.20.7 будет изложен в новой редакции ГОСТ Р в соответствии с замечанием Управления экологической безопасности и природопользования.
578.	Раздел 7	ПАО «ЛУКОЙЛ», Департамент ИТО	Добавить пункт 7.9 «Рекомендуется применять открытые международные стандарты информационного моделирования и кодирования: ISO/IEC 19505-1:2012 «Информационные технологии. Унифицированный	Принято частично. Будет дополнено:

			язык моделирования группы по управлению объектами (OMG UML). Часть 1. Инфраструктура», ISO 29481-1:2016 «Информационное моделирование в строительстве. Справочник по доставке информации. Часть 1. Методология и формат», ГОСТ Р ИСО 15926 «Промышленные автоматизированные системы и интеграция. Интеграция данных жизненного цикла для перерабатывающих предприятий, включая нефтяные и газовые производственные предприятия», ISO 81346 «Промышленные системы, установки, оборудование и промышленная продукция. Принципы структурирования и коды».	7.9 Применение технологий информационного моделирования регламентируется стандартами (международными, национальными, отраслевыми, организаций или проектов). При разработке стандартов рекомендуется применять ГОСТ Р 57563-2017/ISO/TS 12911:2012 «Моделирование информационное в строительстве. Основные положения по разработке стандартов информационного моделирования зданий и сооружений».
579.	Раздел 7	Управление капитального строительства производственных объектов	Исключить полностью раздел. Предложенный процесс поддержания актуальной модели 3D необоснованно предусмотрен как обязательный.	Отклонено. На уровне правительства принят ряд документов, направленных на регламентирование процессов информатизации и внедрения информационного моделирования. 28 июля 2017 года распоряжением Правительства РФ от 28.07.2017 № 1632-р была утверждена программа «Цифровая экономика Российской Федерации». В Программе цифровой экономики (п.1.18) на этот счет предусмотрен комплекс мер по совершенствованию механизмов стандартизации для обеспечения соответствия системы технического регулирования целям развития цифровой экономики; в том числе работа в партнерстве с отраслевыми, корпоративными, международными и иностранными системами стандартизации; ускоренное принятие национальных стандартов на основе отраслевых (корпоративных) и международных (иностранных) документов; формирование библиотеки национальных стандартов по приоритетным направлениям в машиночитаемом формате. В апреле 2017 года принята Дорожная карта по BIM, на утверждении вторая редакция 4-х СП по ИМ (СП «Информационное моделирование в строительстве. Правила формирования информационной модели объектов на различных стадиях жизненного цикла», СП «Информационное моделирование в строительстве. Правила описания компонентов информационной модели», СП «Информационное моделирование в строительстве. Правила обмена между информационными моделями

				объектов и моделями, используемыми в программных комплексах», СП «Информационное моделирование в строительстве. Правила организации работ производственно-техническими отделами»). В данном разделе приведена интерпретация требований приведенных документов на технологическую инфраструктуру обустройства месторождений нефти.
580.	6.20.1	ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина	Второе перечисление (предпоследний абзац) изложить в следующей редакции: «- обустройство (строительство и эксплуатация) месторождений нефти допускается при наличии положительного заключения государственной экспертизы проектной документации, а в случаях, установленных экологическим законодательством России и положительного заключения государственной экологической экспертизы;» Наличие отдельных «проектов восстановления загрязнённых земель в зонах временного и(или) постоянного использования земель» не требуется, так как в составе проектной документации в разделе 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» присутствуют «мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов и почвенного покрова, в том числе мероприятия по рекультивации нарушенных или загрязненных земельных участков и почвенного покрова» (подпункт «б» пункта 25 и подпункт «б» пункта 40 «Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденного постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87).	Предложение по редакции второго перечисления (последнего абзаца) пункта 6.20.1 отклонено. В пункте 3 статьи 46 «Требования в области охраны окружающей среды при размещении, проектировании, строительстве, реконструкции, вводе в эксплуатацию и эксплуатации объектов нефтегазодобывающих производств, объектов переработки, транспортировки, хранения и реализации нефти, газа и продуктов их переработки» Федерального закона № 7-ФЗ от 10.01.2002 г. «Об охране окружающей среды» указано, что строительство и эксплуатация объектов нефтегазодобывающих производств, объектов переработки, транспортировки, хранения и реализации нефти, газа и продуктов их переработки допускаются при наличии проектов восстановления загрязненных земель в зонах временного и (или) постоянного использования земель, положительного заключения государственной экспертизы проектной документации
581.	6.20.2	ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина	Исключить перечисления: «- соблюдение порядка представления недр в пользование для добычи углеводородного сырья, подземных вод и недопущение самовольного пользования недрами; - обеспечение полноты геологического изучения, рационального комплексного использования и охраны недр; - обеспечение наиболее эффективного и полного извлечения из недр запасов основных (нефть, газ) и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов; - проведение опережающего геологического изучения участка недр, обеспечивающего достоверную оценку недр, обеспечивающего	Принято. Из новой редакции пункта разрабатываемого ГОСТ Р исключены перечисления указанные в пункте 6.20.2 в соответствии с замечанием ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

			достоверную оценку свойств участка недр, предоставленного в пользование в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых; - соблюдение установленного порядка консервации и ликвидации подземных сооружений; - предупреждение самовольной застройки площадей залегания полезных ископаемых (углеводородного сырья) и соблюдение установленного порядка использования этих площадей в иных целях;» Данные мероприятия не относятся к строительному проектированию, так как оно осуществляется путем подготовки проектной документации применительно к зданиям и сооружениям в границах принадлежащего застройщику земельного участка или применительно к линейному объекту в том числе в границах не принадлежащего застройщику земельного участка (часть 1 статьи 48 Градостроительного кодекса Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ). Земельные участки, необходимые для ведения работ, связанных с пользованием недрами, предоставляются пользователям недр после получения лицензии на пользование недрами (которая содержит основные условия пользования недрами, в том числе условия выполнения требований по охране окружающей среды) и оформления геологического отвода и (или) горного отвода, а также после утверждения проектной документации для проведения указанных работ – технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых (включающих в себя разделы по охране окружающей среды), согласованных с комиссией Роснедра (статья 11, 12, 23.2, 25.1 Закона Российской Федерации от 21.02.1992 № 2395-I «О недрах»). Пользователь недр имеет исключительное право осуществлять в его границах пользование недрами в соответствии с предоставленной лицензией (статья 7 закона «О недрах»).	
582.	6.20.5	ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина	Восьмое перечисление (девятый абзац) изложить в следующей редакции: «- соблюдение требований санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения;» Мероприятия по охране водных объектов не могут включать «организацию и эксплуатацию» санитарной охраны источников водоснабжения. Санитарная охрана от загрязнения источников водоснабжения и водопроводных сооружений осуществляется на территории их зон санитарной охраны (ЗСО) и санитарно-защитных полос, границы которых устанавливаются проектом зон санитарной охраны.	Принято. В новой редакции пункта 6.20.5 разрабатываемого ГОСТ Р восьмое перечисление (девятый абзац) будет изложен в соответствии с замечанием ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина в следующей редакции: « - соблюдение требований санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения».

			Проект ЗСО должен быть составной частью проекта хозяйственно-питьевого водоснабжения и разрабатываться одновременно с последним. (СанПиН 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения»). В соответствии с п. 1.15 СанПиН 2.1.4.1110-02 владельцами объектов, оказывающих (или могущих оказать) отрицательное влияние на качество воды источников водоснабжения в пределах ЗСО, должны выполняться санитарные мероприятия	
583.	6.20.10	ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина	Исключить последнее предложение «При этом в проекте рассматриваются и учитываются санитарно-эпидемиологическое состояние намечаемой деятельности» Не предусмотрено Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденным постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87	Принято. В новой редакции пункта 6.20.10 разрабатываемого ГОСТ Р последнее предложение будет исключено в соответствии с замечанием ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
584.	Раздел 8	ДОДНГ ПАО «ЛУКОЙЛ»	Дополнить Раздел 8 разделом Интегрированное моделирование. См. приложение №1	Отклонено. Раздел 8 «Управление изменениями» не может быть дополнен подразделом «интегрированное моделирование» так как он абсолютно не актуален и излишен.
585.	Библиографи я	УПБЭ	В главе «Библиография» необходимо: – в реквизитах Федерального закона Российской Федерации от 21.12.2004, № 68-ФЗ «О защите населений и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» откорректировать дату принятия документа с 21.12.2004 на 21.12.1994;	Принято. В главе «Библиография» дата принятия документа будет исправлена с 21.12.2004 на 21.12.1994.
586.	Библиографи я		– в реквизитах постановления Правительства РФ от 25.05.2012, № 458 «Об утверждении Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса» откорректировать дату принятия документа с 25.05.2012 на 05.05.2012;	Принято. Дата принятия будет исправлена на 05.05.2012.
587.	Библиографи		– учесть, что в соответствии с приказом Минстроя России от	Принято.

	я		16.12.2016 N 964/пр СНиП 2.06.15-85 «Инженерная защита территории от затопления и подтопления» признаны не подлежащими применению (вместо них необходимо руководствоваться СП 104.13330.2016 «Инженерная защита территории от затопления и подтопления». Актуализированная редакция СНиП 2.06.15-85);	С 17.06.2017 действует СП 104.13330.2016. Будет исправлено.
588.	Библиографи я		– учесть, что приказом Минстроя России от 16.12.2016 N 965/пр СНиП 3.04.03-85 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии» признаны не подлежащими применению (вместо них необходимо руководствоваться СП 72.13330.2016 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии». Актуализированная редакция СНиП 3.04.03-85);	Принято. С 17.06.2017 действует СП 72.13330.2016. Будет исправлено.
589.	Библиографи я		– учесть, что в соответствии с приказом Минстроя России от 16.12.2016 N 955/пр СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства» признаны не подлежащими применению (вместо них необходимо руководствоваться СП 76.13330.2016 «Электротехнические устройства». Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85);	Принято. С 17.06.2017 действует СП 76.13330.2016. Будет исправлено.
590.	Библиографи я		– учесть, что в соответствии с информацией, изложенной в письме Главного управления вневедомственной охраны МВД России от 10.07.2014 N 36/2307, РД 78.36.003-2002 «Инженерно-техническая укрепленность. Технические средства охраны. Требования и нормы проектирования по защите объектов от преступных посягательств» не подлежит применению;	Принято. Ссылка исключена.
591.	Библиографи я		– учесть, что согласно приказу Ростехнадзора от 15.11.2013 N 543 РД БТ 39-0147171-003-88 «Требования к установке датчиков стационарных газосигнализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности» признан утратившим силу;	Пояснение. Разрешено использовать в качестве рекомендательного документа письмом от 20 октября 2003 года № 10-12/1114. Ссылка на документ только в разделе Библиография.
592.	Библиографи я		– учесть, что РД 39-0004-90 «Руководство по проектированию и эксплуатации сепарационных узлов нефтяных месторождений,	Пояснение. РД 39-0004-90 не отменен – утратил силу. Используется

			выбору и компоновке сепарационного оборудования» отменен;	как справочный материал. Ссылка на документ – только в разделе Библиография.
593.	Библиографи я		– подтвердить разрешение на использование сторонними организациями СТО Газпром 2-3.5-043-2005 «Защита от шума технологического оборудования ОАО «Газпром» и СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия».	Пояснение. Ссылки – только в разделе Библиография.
594.	5, 82, 179, 181	ПАО «Газпромнефть» Королев А.П.	ГОСТ 9.602-2005 с 01.06.2017 не действует, заменить на ГОСТ 9.602-2016	Принято.
595.	82, 178	ПАО «Газпромнефть» Королев А.П.	" п.6.3.73.23. и п.6.16.7 однообразны. Предложение: п.6.3.73.23 исключить, п. 6.16.7 в следующей редакции: 6.16.7. Защита резервуаров от коррозии разрабатывается на основании анализа условий эксплуатации, климатических факторов, атмосферных и иных воздействий на наружные поверхности резервуаров, а также вида и степени агрессивного воздействия хранимого продукта и его паров на внутренние поверхности. Защиту от коррозии осуществляют применением систем лакокрасочных или металлизационно-лакокрасочных покрытий, а при соответствующем обосновании – применением электрохимических способов защиты конструкций. Тип лакокрасочных материалов назначают согласно ГОСТ 31385-2016, ГОСТ 9.602-2016, ГОСТ 55990-2014, СП 28.13330.2012. Электрохимическая защита конструкций резервуара должна осуществляться с применением установок протекторной или катодной защиты. Выбор метода защиты должен обосновываться технико-экономическими расчетами."	Принято частично. 1. пункт №6.3.7.23 удален. 2. П 6.16.7оставить без изменения так как:: 2.1. В пункте 5.4.7 ГОСТ 31385 есть указание о применении катодной или протекторной защиты для РВС. и нет необходимости для дополнительного внесения; уточнения в данный стандарт. 2.2. Требования к разработке ЭХЗ более подробно указаны в пункте 6.16.14 данного стандарта 2.3. Выбор типа лакокрасочных материалов должны выбираться по стандартам, указанным в пункте .16.6 данного стандарта.

596.	4, 80, 81, 82, 200	ПАО «Газпромнефть» Королев А.П.	Разночтения: на л.4, 82, 200 ГОСТ 31385-2008; на л.80, 81 ГОСТ 31385-2016. Привести в соответстви с учетом следующего: ГОСТ 31385-2008 не действует с 01.03.2017, заменен на ГОСТ 31385-2016.	Принято.
597.	218	ПАО «Газпромнефть» Королев А.П.	Предложение добавить : [...] РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. Обоснование - см. письмо 10-03-04/182 Управление по надзору в электроэнергетике Ростехнадзора от 01.12.2004г.	Пояснение. Предложенный документ в рассматриваемой редакции в разделе «Библиография» под №142.
598.	31	ПАО «Газпромнефть» Королев А.П.	Написано: Идентификация проектируемых зданий и сооружений по уровню ответственности принимается в соответствии со ст.4 Федерального Закона от 30.12.09. №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» и главой VIII.II. ФНиП «Правила безопасности в нефтяной газовой промышленности». Предложение: добавить ГОСТ 27751-2014.	Отклонено. Достаточно ссылки на приведенные документы.
599.	189	ПАО «Газпромнефть» Королев А.П.	В табл. №22 для РУ, ТП внести примечание с ссылкой на ПУЭ (при расположении данных объектов необходимо учитывать с учетом плотности горючего газа по отношению к плотности воздуха). Обоснование: см ПУЭ табл.7.3.13, ГОСТ 30852.13-2002 приложение Г.	Отклонено. В таблице № 22, №23 расстояние, указанное «+++» принято по аналогии с Приложением №6 к Федеральным нормам и правилам (в редакции, введенной в действие с 10 марта 2015 года приказом Ростехнадзора от 12 января 2015 года №1). ПУЭ не является документом в области стандартизации (ФЗ №184-ФЗ от 27.12.2002 г. «О техническом регулировании»).
600.	30	ПАО «Газпромнефть» Королев А.П.	Написано предложение, заканчивающее вопросами: 5.26 Расстояния между технологическим оборудованием и другим оборудованием, расположенными внутри границ технологической установки, следует принимать исходя из условий монтажа, ремонта оборудования, обслуживания и требований безопасности.??? Предложение конкретизировать.	Пояснение. Пункт 5.26. исключен в связи с наличием уточненных рекомендаций в п.5.29.

601.	21	ПАО «Газпромнефть» Королев А.П.	Написано: ВЛ - Воздушные линии электропередачи. Заменить на следующее: ВЛ - воздушная линия электропередачи. Обоснование: аналогично КЛ - кабельная линия (см. ниже по тексту).	Принято.
602.	31	ПАО «Газпромнефть» Королев А.П.	Написано: 5.31. ….Для регулирования производительности насосного агрегата предпочтительно применение частотно-регулируемого привода (ЧРП). Предложение: 5.31. ….Для регулирования производительности насосного агрегата предпочтительно применение частотно-регулируемого привода (ЧРП). Необходимость применения ЧРП должна решаться проектом и обосновываться технико-экономическими расчетами.	Принято частично. Добавлено в следующей редакции: «Необходимость применения ЧРП определяется при проектировании.» Не всегда можно и нужно выполнять технико-экономические расчеты, а ГГЭ будет требовать.
603.	158	ПАО «Газпромнефть» Королев А.П.	В радел 6.11 Электрообогрев трубопроводов и оборудования предложение добавить следующее: Для электрообогрева подземных ёмкостей рекомендуется применение встроенных трубчатых электронагревателей (или других аналогичных устройств, обслуживание и ремонт которых можно осуществлять без «откапывания» ёмкости).	Принято. Новый пункт 6.11.5 изложить в следующей редакции: «6.11.5 Для электрообогрева подземных ёмкостей, если иное не указано в задании на проектирование, рекомендуется применение внутреннего электронагревателя, монтаж/демонтаж которого выполняется без освобождения поверхности емкости от грунта.»
604.	47	ПАО «Газпромнефть» Королев А.П.	указано: "- прожекторные мачты". Предложение в части снижения капитальных затрат: "- прожекторная мачта (консольные светильники, устанавливаемые на стойках кабельной эстакады и ограждении площадок электрооборудования)".	Отклонено. Прожекторная мачта-сооружение, устанавливаемое на объекте при необходимости. Совместно с прожекторной мачтой или без прожекторной мачты могут использоваться консольные светильники или подобное оборудование.
605.	155	ПАО «Газпромнефть» Королев А.П.	Написано: Повышение категории объектов, приведенных в таблице 13, допускается при проектировании, в том числе по требованию заявителя (потребителя электрической энергии), технического заказчика (застройщика). Предложение далее добавить следующее: Рациональный уровень надежности электроснабжения, по отношению к потребителям, необходимо приводить в соответствие с уровнем надежности бесперебойной работы технологического процесса с учетом требований к	Отклонено. Первое предложение п.6.10.3 «Категорирование надежности электроснабжения объектов определяется по ПУЭ.» В ПУЭ расписаны требования и критерии по категорированию.

			опасным производственным объектам, а также уровнем технологического резервирования.	В п.6.10.3 дается возможность повышения категории при проектировании, а не понижении.
606.	155	ПАО «Газпромнефть» Королев А.П.	Написано: 6.10.6. Классификация взрывоопасных зон для выбора электрооборудования и устройства электроустановок, эксплуатация которых в присутствии данной смеси должна быть безопасной, осуществляется в соответствии с Федеральным законом от 22 июля 2008 года N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности, ГОСТ 30852.13-2002. Предложение добавить … и главы 7.3 ПУЭ.	Принято частично. Ссылка на ПУЭ исключена из предыдущих версий по замечаниям . Предлагаем заменить ссылкой на ГОСТ 30852.13-2002 Приложение Г.
607.	45, 47	ПАО «Газпромнефть» Королев А.П.	Написано: в п.6.2.2 и п.6.2.3 написано: - площадка под передвижную ДЭС. Необходимо указать в каких случаях.	Пояснение. Площадка под передвижную ДЭС при необходимости, которая определяется при проектировании. Вносить подобную информацию в ГОСТ Р нецелесообразно.
608.	189	ПАО «Газпромнефть» Королев А.П.	Табл. 22 п.18 по горизонтали и п.22 по вертикали (в пересечении) указана в числителе 9, а в знаменателе отсутствует значение. Необходимо откорректировать	Принято. Ошибочное подчеркивание убрано.

Руководитель разработки*	Главные технолог АО «Гипровостокнефть»		С.И. Аграфенин
	должность и наименование организации разработчика стандарта	личная подпись	ФИО
Составитель сводки отзывов	Ведущий инженер	Полян	Ю.А. Полянская
	должность	личная подпись	ФИО