



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ  
В СФЕРЕ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ

**СЕВЕРО-УРАЛЬСКОЕ  
МЕЖРЕГИОНАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ  
ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЛУЖБЫ  
ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ  
ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ**

(Северо-Уральское межрегиональное  
управление Росприроднадзора)

ул. Республики, д.55, г. Тюмень, 625000  
т. (3452) 39-09-40, т./факс 39-07-99  
E-mail: rpn72@rpn.gov.ru

07.10.2021 № 06/2-20228  
на № \_\_\_\_\_

Начальнику управления охраны  
окуржающей среды и  
природоохранных технологий ООО  
«СамараНИПИнефть»

А.С. Губа

GubaAS1@samnipi.rosneft.ru

О рассмотрении заявки на получение КЭР

Северо-Уральское межрегиональное управление Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (далее – Управление) в соответствии с пунктом 9.1 статьи 31.1 Федерального закона «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ по результатам рассмотрения Управлением и органами исполнительной власти заявки на получение комплексного экологического разрешения (далее – КЭР) по объекту, оказывающему негативное воздействие на окружающую среду 71-0186-002432-П, Объекты нефтегазодобычи Юганского региона (системы учета ЦППН-1) Общества с ограниченной ответственностью «РН-Юганскнефтегаз», отказывает в выдаче комплексного экологического разрешения, в связи с несоответствием представленной ООО «РН-Юганскнефтегаз», информации и документов установленным требованиям, указанным в письме Управления о направлении замечаний по результатам рассмотрения заявки на получение КЭР, а именно:

1. В соответствии с письмом Минпромторга России от 06.10.2021 исх.№УА-86027/12:

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 31.12.2020 № 2398 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий» Объекты нефтегазодобычи Юганского региона (системы учета ЦППН-1) ООО «РН-Юганскнефтегаз» относятся к объектам I категории, код объекта 71-0186-002432-П (далее - объект ОНВ).

В соответствии с приказом Минприроды России от 18.04.2018 № 154 «Об утверждении перечня объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, относящихся к I категории, вклад которых в суммарные выбросы, сбросы загрязняющих веществ в Российской Федерации составляет не менее чем 60 процентов» объект ОНВ находится в перечне объектов, вклад которых в суммарные выбросы, сбросы загрязняющих веществ и Российской Федерации составляет не менее чем 60 процентов.



Согласно статье 31.1 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» ООО «РН-Юганскнефтегаз», осуществляющему хозяйственную и (или) иную деятельность на объекте ОНВ, необходимо получить комплексное экологическое разрешение (далее - КЭР).

#### Раздел I «Общие сведения»

В административном отношении объект ОНВ расположен на территории Нефтеюганского и Сургутского районах, г. Нефтеюганска ХМАО-Югры Тюменской области.

В состав объекта ОНВ входят: Южно-Сургутское, Усть-Балыкское, Омбинское, Солкинское, Восточно-Сургутское и Фаинское месторождения.

Основным видом деятельности, осуществляемым ООО «РН-Юганскнефтегаз» согласно ОКВЭД 2, является предоставление услуг в области добычи нефти и природного газа (код основного вида экономической деятельности - 09.10).

Основным видом производимой продукции согласно таблице 1.1. Заявки являются:

товарная нефть (код продукции - 06.10) с максимальным объемом производства - 9093,204 тыс. тонн;

попутный нефтяной газ (код продукции - 06.20) с максимальным объемом производства - 681,439 млн м<sup>3</sup>.

В период 2021-2027 гг. отмечается увеличение добычи углеводородной продукции (товара) в 1,3-1,6 раза. Для обеспечения производственных процессов в добыче используется сырая нефть, количество которой к 2027 году увеличивается в 1,2 раза. Использование воды в зависимости от источника водоснабжения увеличивается в 1,1-2 раза или уменьшается в 7 раз. Потребление электрической и тепловой энергии в рассматриваемый период увеличивается в 1,2-1,4 раза.

За период 2014-2020 гг. произошла 1 авария и 1943 инцидента, повлекших негативное воздействие окружающую среду. В результате внутренней коррозии нефтепроводов и водопроводов на объекте ОНВ имели место разливы водно-нефтяной эмульсии и нефтесодержащей жидкости, в результате которых произошло загрязнение почв. Основные мероприятия по устранению технических неисправностей и ликвидации разливов (рекультивация) проведены своевременно (таблицы 1.6.1-1.6.2).

Раздел II «Расчет технологических нормативов» Оценка применения наилучших доступных технологий

Отраслевой информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям (далее - ИТС НДТ), описывающий деятельность на объекте ОНВ, выбран корректно (ИТС НДТ 28-2017 «Добыча нефти», утвержденный приказом Росстандарта 15.12.2017 № 2838 «Об утверждении информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям «Добыча нефти»).

Согласно таблице 2.1 Заявки из 20 НДТ, определенных в ИТС НДТ 28-2017, на ОНВ применяются 9 НДТ:

НДТ 1. Установка предварительного сброса пластовой воды;

НДТ 2. Промысловая подготовка нефтегазовой жидкости;

НДТ 3. Повышение энергоэффективности насосного оборудования;

НДТ 4. Уменьшение выбросов резервуарных парков;



НДТ 7. Применение воздушной системы охлаждения;

НДТ 8. Утилизация попутного нефтяного газа;

НДТ 16. Применение труб повышенной надежности;

НДТ 17. Ингибиторная защита;

НДТ 19. Закачка пластовой воды в нагнетательные скважины.

Дополнительно в Заявку (таблица 2.1) включены сведения о НДТ, применяемых на объекте ОНВ и описанных в межотраслевых ИТС.

К ним отнесены следующие ИТС НДТ и НДТ:

ИТС НДТ 50-2017 «Переработка природного и попутного газа» - НДТ 16.

Технология компримирования ПНГ;

ИТС 46-2019 «Сокращение выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ при хранении и складировании товаров (грузов)»:

НДТ А-1-1. Внедрение и постоянная поддержка Принципов экологического менеджмента;

НДТ А-1-2. Повышение квалификации персонала;

НДТ А-4-3. Использование элементов оборудования с высокими требованиями к надежности.

Перспективные технологии на объекте ОНВ не применяются.

Технологии, реализуемые на объекте ОНВ, являются распространенными решениями, применяемыми на предприятиях нефтегазодобывающего комплекса, которые по отдельности или в различных комбинациях позволяют минимизировать негативное воздействие на окружающую среду и повысить ресурсную эффективность производства.

Расчет технологических нормативов

Разработка технологических нормативов для объектов ОНВ проводится согласно приказу Минприроды России от 14.02.2019 № 89 «Об утверждении Правил разработки технологических нормативов».

Приказом Минприроды России от 13.06.2019 № 376 «Об утверждении нормативного документа в области охраны окружающей среды «Технологические показатели наилучших доступных технологий добычи нефти» (далее - Приказ) утверждены технологические показатели выбросов, соответствующие НДТ. Приказ Минприроды России для проведения расчетов технологических нормативов выбран корректно и является действующим в настоящее время.

Дополнительно для расчета технологических нормативов выбросов загрязняющих (маркерных) веществ использованы технологические показатели выбросов, утвержденные Приказом Минприроды России от 21.05.2019 № 319 «Технологические показатели наилучших доступных технологий переработки природного и попутного газа» (таблица 1).

Таблица 1 - Технологические показатели выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, соответствующие наилучшим доступным технологиям

Производственный процесс	Наименование загрязняющего вещества*	Единица измерения	Величина
Добыча нефти			
Резервуарное хранение нефти и/или нефтепродуктов	Метан	кг/т н.э** продукции	≤5,8
	Сероводород		≤ 0,002



	Углеводороды предельные C1-C5 (исключая метан)		≤ 2,5
	Углеводороды предельные C6-C10		≤ 1,1
Утилизация попутного нефтяного газа	Метан		≤ 110
	Сероводород		≤ 0,6
	Углеводороды предельные C1-C5 (исключая метан)		≤ 11
	Углеводороды предельные C6-C10		≤ 2,0
	Углерода оксид		≤ 0,004
Переработка природного и попутного газа			
Компримирование ПН Г с электроприводом компрессоров	Азота диоксид Азота оксид	г/тыс. м <sup>3</sup> ПНГ	суммарно ≤ 16
	Углерода оксид		≤ 22
	Метан		≤ 28
	Углеводороды предельные C1-C5 (исключая метан)		≤ 28
<p>* В соответствии с перечнем загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды, утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации от 8 июля 2015 г. № 1316-р,</p> <p>**т н.э. - тонна нефтяного эквивалент (1 т конденсата/нефти соответствуют 1 т н. э, 1 тыс. м<sup>3</sup> природного газа соответствует 0,8 т н.э.).</p>			

Согласно таблице 2.1 Заявки, ООО «РН-Юганскнефтегаз» определило 5 объектов технологического нормирования:

Нефтеюганский район, Юганский регион, Южно-Сургутское месторождение, включающий 69 стационарных источников выбросов 2 загрязняющих (маркерных) веществ;

Нефтеюганский район, Юганский регион, Усть-Балыкское месторождение, включающий 67 стационарных источника выбросов 2 загрязняющих (маркерных) веществ;

Нефтеюганский район, Юганский регион, Омбинское месторождение, включающий 40 стационарных источника выбросов 1 загрязняющего (маркерного) вещества;

Нефтеюганский район, Юганский регион, Солкинское месторождение - не включает стационарные источники выброса, подлежащие расчету технологических показателей и нормативов;

Сургутский район, Юганский регион, Восточно-Сургутское месторождение не включает стационарные источники выброса, подлежащие расчету технологических показателей и нормативов;

Сургутский район, Юганский регион, Фаинское месторождение, включающий 75 стационарных источника выбросов 2 загрязняющих (маркерных) веществ.

Обосновывающие материалы для анализа стационарных источников выбросов загрязняющих (маркерных) веществ, включенных в расчет технологических показателей, представлены в Приложениях № 1-2.

Заявителем в таблице 2.2.2 Заявки представлен расчет технологических показателей совокупности стационарных источников и определены технологические



нормативы выбросов. Обосновывающие материалы к расчету представлены в Приложении № 4.

Расчет технологических показателей и технологических нормативов выбросов загрязняющих (маркерных) веществ по объектам технологического нормирования и объекту ОНВ в целом проведен некорректно.

Расчет технологических показателей и нормативов проведен не по всем выбрасываемым веществам, для которых установлены технологические показатели НДТ. Согласно Приложениям №1-2 в выбросах стационарных источников, для которых проводится расчет, дополнительно содержатся этан, пропан, бутан, пентан, которые составляют группу веществ «Углеводороды предельные C1-C5»;

Исходя из анализа стационарных источников по объектам технологического нормирования Нефтеюганский район, Юганский регион, Южно-Сургутское месторождение (строки 1-3), Нефтеюганский район, Юганский регион, Усть-Балыкское месторождение (строки 1-8), Нефтеюганский район, Юганский регион, Омбинское месторождение (строки 1-3), Сургутский район, Юганский регион, Фаинское месторождение (строки 1-3), рассматриваемый технологический процесс вероятно относится к НДТ 8 «Утилизация попутного нефтяного газа» ИТС НДТ 28-2017. Минпромторг России рекомендует провести дополнительный анализ применяемых НДТ на объекте ОНВ, производственная деятельность которого связана с добычей, разделением нефтегазоводяной смеси на нефть, подтоварную воду и попутный нефтяной газ, а также подготовкой попутного нефтяного газа к дальнейшей транспортировке и на этом основании выполнить расчет технологических показателей и нормативов выбросов.

Расчет технологических показателей и нормативов выбросов для объекта технологического нормирования Нефтеюганский район, Юганский регион, Усть-Балыкское месторождение (строки 9-20) ошибочно выполнен с использованием величины годового выпуска продукции товарной нефти, вместо объема полезной утилизации попутного нефтяного газа.

Заявитель некорректно использует в расчетах величины годового выпуска продукции объекта ОНВ в целом для каждого стационарного источника (их совокупности), что приводит к занижению технологических показателей.

Для расчета технологических показателей и нормативов выбросов загрязняющих веществ в соответствии с Приложением № 4 (таблица 6.1) использованы данные о товарной нефти. Рекомендуется уточнить выбор этого параметра, так как основные операции, производимые на объекте ОНВ проводятся в отношении сырой нефти.

Для расчета технологических показателей и нормативов выбросов на объектах технологического нормирования должны использоваться количественные характеристики выбросов загрязняющих (маркерных) веществ и данные о годовом выпуске продукции за идентичный отчетный период. В обосновывающих материалах Заявки указанная информация отсутствует.

Расчет технологических нормативов для каждого объекта технологического нормирования не проведен.

Исходя из вышеперечисленного, не представляется возможным сделать выводы об отсутствии необходимости разработки программы повышения экологической эффективности для объекта ОНВ.



Дополнительно Заявителем в Приложении № 5 представлены обосновывающие материалы о допустимых физических воздействиях объекта ОНВ, показатели физического воздействия внесены в таблицы 2.4.1 - 2.4.2 Заявки. Технологические показатели для физического воздействия Приказами не установлены.

Технологические показатели сбросов Приказом не установлены. Сбросы загрязняющих веществ на объекте ОНВ отсутствуют (разделы IV и IV.1 Заявки).

Согласно Приложению № 3 на объекте ОНВ к самостоятельно эксплуатируемым (собственным) объектам размещения отходов относится полигон по сбору и утилизации промышленных и бытовых отходов на Малобалыкском месторождении в районе 585 куста. На полигоне осуществляется накопление и обезвреживание нефтесодержащих отходов на установках УЗГ-1М (10 шт.) методом термодесорбции.

Установки УЗГ-1М не являются балансовым имуществом ООО «РН-Юганскнефтегаз», не входят в состав объекта ОНВ, сведения о стационарных источниках выбросов в расчете не используются.

#### Заключение

Анализ представленных документов (Заявка и обосновывающие материалы) в части соответствия технологических процессов, оборудования, технических способов и методов, применяемых на объекте, наилучшим доступным технологиям, описанным в ИТС НДТ, позволяет сделать следующие выводы.

На объекте ОНВ применяются:

9 из 20 НДТ, приведенных в отраслевом ИТС НДТ 28-2017 «Добыча нефти», который описывает основной вид деятельности рассматриваемого объекта ОНВ;

3 из 67 НДТ, приведенных в межотраслевом ИТС НДТ 46-2019 «Сокращение выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ при хранении и складировании товаров (грузов)».

Действующий ИТС НДТ в части основного вида деятельности - ИТС НДТ 28-2017 и соответствующий ему нормативный документ в области охраны окружающей среды «Технологические показатели наилучших доступных технологий» в Заявке выбраны верно.

Расчет технологических показателей и технологических нормативов выбросов загрязняющих (маркерных) веществ по объектам технологического нормирования и объекту ОНВ в целом проведен некорректно.

На основании вышеизложенного Минпромторг России сообщает, что подтвердить соответствие НДТ технологических процессов, оборудования, технических способов и методов, применяемых на объекте ОНВ, а также отсутствие необходимости разработки программы повышения экологической эффективности не представляется возможным. Заявка требует корректировки и доработки.

Дополнительно Минпромторгом России направляются комментарии к пояснениям ООО «РН-Юганскнефтегаз» об отсутствии необходимости корректировки расчетов технологических показателей и технологических нормативов выбросов загрязняющих веществ стационарных источников (их совокупности) (прилагается).

## 2. В соответствии с письмом Нижнеобского территориального управления



Федерального агентства по рыболовству от 24.09.2021 исх.№14-11/9069:

Объекту негативного воздействия на окружающую среду «Объекты нефтегазодобычи Юганского региона (системы учета ЦППН-1)» (далее - ОНВ) присвоен код 71-0186-002432-11 и первая категория негативного воздействия на окружающую среду.

ООО «РН-Юганскнефтегаз» является предприятием нефтегазодобывающей отрасли, ключевым добывающим активом ПАО «НК «Роснефть». К основным видам деятельности относится добыча нефти и газа, геологоразведка, разработка и эксплуатация месторождений углеводородов. ООО «РН-Юганскнефтегаз» ведет геологоразведку и разработку месторождений на 38 лицензионных участках, общей площадью свыше 21 тысячи квадратных километров.

Производственные объекты, входящие в состав ОНВ, расположены в Нефтеюганском районе (Южно-Сургутское, Усть-Балыкское, Омбинское, Солкинское месторождения), в Сургутском районе (Восточно-Сургутское, Фаинское месторождения), в г. Нефтеюганск (Усть-Балыкское месторождение) ХМАО - Югры.

В состав ОНВ входят следующие производственные площадки:

Производственная площадка № 1 расположена на территории Нефтеюганского района ХМАО - Югры (Юганский регион, Южно-Сургутское месторождение). Расстояние от границ промплощадок Южно-Сургутского месторождения до вахтового поселка Юганская Обь составляет 100 м (восточнее куста скважин № 98). Производственные объекты Южно-Сургутского месторождения на территории Нефтеюганского района включают в себя:

- цех добычи нефти и газа (ЦДНГ-1);
- цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН-1);
- цех теплоснабжения (ЦТВС-1);
- цех сбора, подготовки и транспортировки газа (ЦСПТГ-1);
- цех поддержания пластового давления (ЦППД-2);
- управление охраны окружающей среды (УООС).

Цех добычи нефти и газа (ЦДНГ-1) предназначен для добычи углеводородного сырья (нефть, попутный нефтяной газ) на территории месторождения. ЦДНГ-1 Южно-Сургутского месторождения располагается в двух районах: в Нефтеюганском (площадка № 1) и в Сургутском (условно площадка № 8) районах ХМАО — Югры. Производственные объекты Сургутского района Южно-Сургутского месторождения включают в себя цех добычи нефти и газа (ЦДНГ-1). На территории производственной площадки №1 (цех теплоснабжения (ЦТВС-1) на УПН-4 Южно-Сургутского месторождение) расположены канализационные очистные сооружения КОС-40 производительностью 40 м<sup>3</sup>/сут. для очистки хозяйственно-бытовых сточных вод методом интенсивной аэрации в двухсекционном аэротенке, а также для обеззараживания очищенных сточных вод. Капитальный ремонт, модернизация КОС не проводились. В состав КОС-40 входят: приемная камера, механическая решетка, песколовки, усреднитель, аэротенк, вторичный отстойник. Выпуск очищенных сточных вод после КОС-40 осуществляется в систему поддержания пластового давления (ППД).

Производственная площадка № 2 расположена на территории Нефтеюганского района ХМАО - Югры (Юганский регион, Усть-Балыкское месторождение). Город Нефтеюганск находится в 200 м в северном направлении от куста скважин № 29а и



№ 42, п. Сингапай - в 700 м в юго-восточном направлении от ЦППН-1, п. Чеускино - в 6,1 км в северо-восточном направлении от куста скважин № 13. п. Каркатеевский - в 4,5 км в западном направлении от куста скважин № 38а. Производственные объекты Нефтеюганского района Усть-Балыкского месторождения включают в себя:

- цех добычи нефти и газа (ЦДНГ-3);
- цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН-1);
- цех тепловодоснабжения (ЦТВС-1);
- цех сбора, подготовки и транспортировки газа (ЦСПТГ-1);
- цех поддержания пластового давления (ЦППД-2).

Цех добычи нефти и газа (ЦДНГ-3) предназначен, для добычи углеводородного сырья (нефть, попутный нефтяной газ) на территории месторождения.

Производственная площадка № 3 расположена на территории Нефтеюганского района ХМАО - Югры (Юганский регион, Омбинское месторождение). Расстояние до п. Усть-Юган составляет 800 м в юго-восточном направлении от куста скважин № 79, г. Нефтеюганск находится в 4,5 км в северо-западном направлении от границ площадки предприятия. Производственные объекты Нефтеюганского района Омбинского месторождения включают в себя:

- цех добычи нефти и газа (ЦДНГ-3);
- цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН-1);
- цех тепловодоснабжения (ЦТВС-1);
- цех сбора, подготовки и транспортировки газа (ЦСПТГ-1);
- цех поддержания пластового давления (ЦППД-2).

Цех добычи нефти и газа (ЦДНГ-3) предназначен, для добычи углеводородного сырья (нефть, попутный нефтяной газ) на территории месторождения.

Производственная площадка № 4 расположена на территории Нефтеюганского района ХМАО - Югры (Юганский регион, Солкинское месторождение). Расстояние до ближайшего населенного пункта п. Пилюгина составляет 7 км в восточном направлении от границ площадки предприятия. Производственные объекты Нефтеюганского района Солкинского месторождения включают в себя:

- цех добычи нефти и газа (ЦДНГ-3);
- цех поддержания пластового давления (ЦППД-2);
- цех тепловодоснабжения (ЦТВС-1).

Цех добычи нефти и газа предназначен, для добычи углеводородного сырья (нефть, попутный нефтяной газ) на территории месторождения. На территории производственной площадки № 4 (цех тепловодоснабжения — ЦТВС-1) расположены канализационные очистные сооружения КОС-170 Пим (с/п Юган) производительностью 170 м<sup>3</sup>/сут. для полной биологической очистки методом продленной аэрации, обеззараживания хозяйственно-бытовых стоков и осадков сточных вод профилактория «ЮГАН», а также стоков котельной. В состав очистных сооружений входят: приемная камера, механическая решетка, песколовка, усреднитель, аэротенки, вторичный отстойник. Капитальный ремонт, модернизация КОС не проводились. Очищенные сточные воды после КОС-170 Пим (с/п Юган) вывозятся на КНС. В 2019 году были проведены работы по отключению канализационного трубопровода, предназначенного для сброса сточных вод после





КОС-170 Пим (с/п Юган) в протоку Коим, организован вывоз очищенных сточных вод на КНС автомобильным транспортом для дальнейшего использования в системе поддержания пластового давления. Сброс очищенных сточных вод после КОС-170 Пим (с/п Юган) в протоку Коим не осуществляется, канализационный трубопровод отключен актом от 06.05.2019.

Производственная площадка № 5 расположена на территории Сургутского района ХМАО - Югры (Юганский регион, Восточно-Сургутское месторождение). Промплощадка скважины № 66Р граничит с д. Немчиново. Производственные объекты Сургутского района Восточно-Сургутского месторождения включают в себя:

- цех добычи нефти и газа (ЦДНГ-1);
- цех поддержания пластового давления (ЦППД-2).

Цех добычи нефти и газа (ЦДНГ-1) предназначен, для добычи углеводородного сырья (нефть, попутный нефтяной газ) на территории месторождения.

Производственная площадка № 6 расположена на территории Сургутского района ХМАО - Югры (Юганский регион, Фаинское месторождение). В 500 м в северо-восточном направлении от куста скважин № 1 находится п. Челтымово, вахтовый поселок расположен в 450 м в южном направлении от УПСВ на ДНС Асомкинская и в 1 км в северном направлении от куста скважин № 2. Производственные объекты Сургутского района Фаинского месторождения включают в себя:

- цех добычи нефти и газа (ЦДНГ-2);
- цех тепловодоснабжения (ЦТВС-1);
- цех поддержания пластового давления (ЦППД-2);
- цех сбора, подготовки и транспортировки газа (ЦСПТГ-1);
- цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН-1);
- управление охраны окружающей среды (У О ОС).

Цех добычи нефти и газа (ЦДНГ-2) предназначен, для добычи углеводородного сырья (нефть, попутный нефтяной газ) на территории месторождения. На территории производственной площадки № 6 расположены канализационные очистные сооружения КОС-75 производительностью 75 м<sup>3</sup>/сут. КОС-75 на ДНС Фаинского месторождения предназначены для очистки хозяйственно-бытовых стоков методом интенсивной аэрации в двухсекционном аэротенке, а также для обеззараживания очищенных сточных вод. Капитальный ремонт, модернизация КОС не проводились. В состав КОС-75 входят: приемная камера, механическая решетка, песколовки, усреднитель, аэротенк, вторичный отстойник. Выпуск очищенных сточных вод после КОС-75 на ДНС осуществляется в систему ППД.

Производственная площадка № 7 расположена на территории г. Нефтеюганск ХМАО - Югры (Юганский регион, Усть-Балыкское месторождение). Производственные объекты Сургутского района г. Нефтеюганск включают в себя:

- цех добычи нефти и газа (ЦДНГ-3);
- цех поддержания пластового давления (ЦППД-2).

Цех добычи нефти и газа (ЦДНГ-3) предназначен, для добычи углеводородного сырья (нефть, попутный нефтяной газ) на территории



месторождения.

На производственных объектах ОН В расположено различное технологическое оборудование, включающее в себя: сепараторы, дренажные емкости, блоки реагентного хозяйства, резервуарные парки, компрессорные станции, насосные станции, узлы учета нефти и газа, факельные установки, КОС, шламовые амбары и т.д.

Элементы оборудования скважин являются источниками направленных потоков углеводородов, поэтому в пределах кустовой площадки они объединены в неорганизованный источник. Для замера объема добываемой жидкости на кустах скважин по мере обустройства месторождений установлены автоматизированные замерные установки. Транспортировка добываемой нефтегазосодержащей жидкости от добывающих скважин осуществляется по нефтесборным трубопроводам. Для предупреждения и своевременной ликвидации утечек предусмотрены систематический контроль герметичности оборудования, арматуры, сварных и фланцевых соединений, трубопроводов, их техническое обслуживание и ремонт. Элементы внутриплощадных трубопроводов в пределах производственных участков объединены в один неорганизованный источник.

На ОНВ расположено 1804 источника выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, в том числе 27 организованных и 1777 неорганизованных. При осуществлении производственной деятельности в атмосферу выбрасываются 23 наименования веществ 1 - 4 классов опасности.

ООО «РН-Юганскнефтегаз» имеет лицензию на осуществление деятельности по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I - IV класса опасности (в части сбора и размещения отходов IV класса опасности), но в настоящее время не осуществляет лицензируемые виды деятельности в соответствии с действующей лицензией. На всех объектах сбор и обезвреживание нефтесодержащих отходов осуществляется подрядчиками ООО «РН-Юганскнефтегаз», имеющими действующую лицензию на соответствующий вид деятельности. На территории объекта I категории «Объекты нефтегазодобычи Юганского региона (системы учета ЦППН-1) расположены места накопления отходов. Образующиеся отходы накапливаются на оборудованных контейнерных площадках. На объекте размещения отходов осуществляется накопление отходов с последующей передачей отходов сторонним лицензированным организациям для дальнейшего обезвреживания или утилизации, в зависимости от применяемой подрядчиком технологии.

Перечень эксплуатируемых (собственных) ООО «РН-Юганскнефтегаз» объектов размещения отходов, включенных в объект негативного воздействия на окружающую среду, включает в себя: полигон для временного размещения и утилизации нефтесодержащих отходов Асомкинского месторождения (в настоящее время объект реконструируется, планируемая дата ввода объекта в эксплуатацию - 2022 г.); полигон по сбору и утилизации нефтепромышленных отходов на Южно-Сургутском месторождении (полигон в районе куста № 56 Южно-Сургутского месторождения).

В соответствии с заявкой (п. 1.3), источниками водоснабжения ОНВ являются подтоварная вода, подземный водоносный горизонт и природная поверхностная вода. Забор речной воды для закачки в систему ППД на собственные



производственные и прочие нужды осуществляется на основании договоров водопользования. Забор воды для технологических установок осуществляется из водозаборных скважин, расположенных на территории месторождений. Источником водоснабжения на хозяйственно-питьевые нужды является привозная вода.

Водоотведение осуществляется в выгребные ямы с последующей откачкой и вывозом на очистные сооружения.

На объекте находятся в эксплуатации три действующих канализационных очистных сооружения: КОС-40 на УПН-4, Южно-Сургутское месторождение; КОС-170 Пим (с/п Юган), Солкинское месторождение; КОС-75 на ДНС ЦТВС-1, Фаинское месторождение. В перспективе развития предприятия в 2021 году планируется ввод в эксплуатацию КОС-5 на УПСВ, Омбинское месторождение.

На всех объектах подготовки и перекачки нефти организован сбор производственно-дождевых стоков, талых вод с отдельных отбордюрных площадок. Производственно-дождевые стоки и талые воды самотечными сетями поступают в канализационные емкости производственно-дождевых стоков и откачиваются на очистные сооружения пластовых вод. Очищенная пластовая вода и производственно-дождевые стоки после очистных сооружений подаются в систему ПДД. В случае отсутствия на объекте очистных сооружений пластовых вод (объекты без отделения воды из нефтяной эмульсии - ДНС), производственно-дождевые стоки подаются на вход ДНС и откачиваются далее совместно с нефтяной эмульсией на другие объекты подготовки и перекачки нефти (УПСВ, ЦПС), где предусмотрено отделение воды от нефтяной эмульсии для ее последующей закачки в систему поддержания пластового давления.

В представленных материалах указано, что в связи с отсутствием стационарных источников сброса загрязняющих веществ на объекте ОНВ, производственный контроль в области охраны и использования водных объектов не устанавливается.

Управлением письмом от 07.08.2014 № 07-14/3734 выдано заключение № 159 от 05.08.2014 о согласовании «Проекта НДС ООО «ЮНГ-Теплонефть» в протоку Коим после КОС-170 и. Пим по одному выпуску».

Управление отмечает, к представленным материалам имеются следующие замечания:

В соответствии с приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 28.02.2018 № 74 «Об утверждении требований к содержанию программы производственного экологического контроля, порядка и сроков представления отчета об организации и о результатах осуществления производственного экологического контроля» (далее - Программа), раздел 9. Программы («Сведения о периодичности и методах осуществления производственного экологического контроля, местах отбора проб и методиках (методах) измерений») должен содержать подраздел 9.2 «Производственный контроль в области охраны и использования водных объектов».

Подраздел «Производственный контроль в области охраны и использования водных объектов» должен содержать: мероприятия по учету объема забора (изъятия) водных ресурсов из водных объектов, предусмотренные «Порядком ведения собственниками водных объектов и водопользователями учета объема забора (изъятия) водных ресурсов из водных объектов и объема сброса сточных вод и (или)



дренажных вод, их качества» (далее - Порядок), утвержденным приказом Минприроды России от 08.07.2009 № 205, программу проведения измерений качества сточных и (или) дренажных вод, разработанную в соответствии с Порядком; план-график проведения проверок работы очистных сооружений, включая мероприятия по технологическому контролю эффективности работы очистных сооружений на всех этапах и стадиях очистки сточных вод и обработки осадков. В представленном проекте Программы отсутствуют мероприятия по учету объема забора (изъятия) водных ресурсов из водных объектов.

Следует также отметить, что в соответствии со ст. 50 Федерального закона от 20.12.2004 № 166-ФЗ «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (далее - Закон о рыболовстве) при территориальном планировании, градостроительном зонировании, планировке территории, архитектурно-строительном проектировании, строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства, внедрении новых технологических процессов и осуществлении иной деятельности, должны применяться меры по сохранению водных биоресурсов и среды их обитания.

В случае невозможности предотвращения негативного воздействия планируемой деятельности ОНВ на состояние водных биоресурсов и среду их обитания, определение последствий такого воздействия и разработка мероприятий по их устранению, направленных на восстановление нарушенного состояния водных биоресурсов и среду их обитания, выполняется по методике, утвержденной приказом Росрыболовства от 06.05.2020 № 238 (далее - Методика).

Вышеуказанная деятельность осуществляется только по согласованию с федеральным органом исполнительной власти в области рыболовства в порядке, установленном постановлением Правительства РФ от 30.04.2013 № 384.

Меры по сохранению водных биоресурсов и среды их обитания утверждены постановлением Правительства РФ от 29.04.2013 № 380, и предусматривают:

- отображение в документах территориального планирования, градостроительного зонирования и документации по планировке территорий границ зон с особыми условиями использования территорий (водоохранных зон, рыбохозяйственных заповедных зон) с указанием ограничений их использования;
- оценку воздействия планируемой деятельности на биоресурсы и среду их обитания;
- производственный экологический контроль за влиянием осуществляемой деятельности на состояние водных биоресурсов и среду их обитания;
- предупреждение и устранение загрязнений водных объектов рыбохозяйственного значения, соблюдение нормативов качества воды и требований к водному режиму таких водных объектов;
- установку эффективных рыбозащитных сооружений в целях предотвращения попадания биоресурсов в водозаборные сооружения и оборудование гидротехнических сооружений рыбопропускными сооружениями в случае, если планируемая деятельность связана с забором воды из водного объекта рыбохозяйственного значения и (или) строительством и эксплуатацией гидротехнических сооружений;
- выполнение условий и ограничений планируемой деятельности, необходимых для предупреждения или уменьшения негативного воздействия на



водные биоресурсы и среду их обитания (условий забора воды и отведения сточных вод, выполнения работ в водоохраных и рыбохозяйственных заповедных зонах, а также ограничений по срокам и способам производства работ на акватории и других условий), исходя из биологических особенностей биоресурсов (сроков и мест их зимовки, нереста и размножения, нагула и массовых миграций);

- определение последствий негативного воздействия планируемой деятельности на состояние водных биоресурсов и среду их обитания и разработку мероприятий по устранению последствий негативного воздействия на состояние биоресурсов и среду их обитания, направленных на восстановление их нарушенного состояния, по методике, утверждаемой Росрыболовством, в случае невозможности предотвращения негативного воздействия;

- проведение мероприятий по устранению последствий негативного воздействия на состояние водных биоресурсов и среду их обитания посредством искусственного воспроизводства, акклиматизации биоресурсов или рыбохозяйственной мелиорации водных объектов, в том числе создания новых, расширения или модернизации существующих производственных мощностей, обеспечивающих выполнение таких мероприятий.

Оценка воздействия на окружающую среду проводится в отношении планируемой хозяйственной и иной деятельности, которая может оказать прямое или косвенное воздействие на окружающую среду, независимо от организационно-правовых форм собственности юридических лиц и индивидуальных предпринимателей (п. 1 ст. 32 Закона об охране окружающей среды).

Рассмотрев представленные материалы, Управление отмечает, что в представленных документах отсутствует информация о размещении проектируемого объекта относительно водных объектов, о влиянии деятельности предприятия на водные объекты рыбохозяйственного значения.

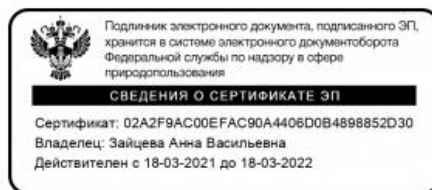
Учитывая вышеизложенное, Управление считает, что представленные материалы по объекту 71-0186-002432-П «Объекты нефтегазодобычи Юганского региона (системы учета ЦППН-1)» требуют доработки в соответствии с требованиями вышеприведенного законодательства.

Дополнительно информируем, что ст. 8.48 Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях от 30.12.2001 № 195-ФЗ устанавливает ответственность за несоблюдение требований к сохранению водных биологических ресурсов и среды их обитания, в том числе и за осуществление деятельности без согласования с федеральным органом исполнительной власти в области рыболовства.

Приложение: на 10 л. в 1 экз.

Заместитель руководителя

Исп.: Милорадова А.А.  
Тел.: (3467) 37-70-75



А. В. Зайцева



**Комментарии Минпромторга России  
к пояснениям ООО «РН-Юганскнефтегаз» об отсутствии необходимости корректировки  
расчетов технологических показателей и технологических нормативов выбросов  
загрязняющих веществ стационарных источников  
(их совокупности)**

№ п/п	Раздел Заявки	Рекомендации Минпромторга России	Комментарий ООО «РН-Юганскнефтегаз»	Комментарий Минпромторга России
1	Раздел 1, Таблицы 1.1-1.5	В период 2021-2027 гг. отмечается рост добычи углеводородной продукции (товара) в 1,6 раза (таблица 1.1). При этом потребление сырья в виде сырой нефти и попутного нефтяного газа увеличивается к 2027 г. в 1,1-1,6 раза в зависимости от вида сырья (таблица 1.2). Использование воды в зависимости от вида источника может увеличиваться в 2,1-2.8 раза или несущественно уменьшаться (таблица 1.3). Потребление электрической и тепловой энергии остается неизменным на весь рассматриваемый период (таблицы 1.4-1.5).	<b>Рекомендация учтена частично.</b> Объем использования сырья по годам и использование воды по годам откорректированы (таблицы 1.2, 1.3, 1.4 Заявки). При этом уровень тепловой энергии не зависит от роста/снижения производимой продукции. Тепловая энергия необходима для отопления зданий цехов. В период 2022-2027 г. на объекте системы учета ЦППН-1 не планируется ввод в эксплуатацию объектов, которые необходимо отапливать, соответственно, плановая тепловая энергия остается неизменной (таблица 1.5 Заявки).	Согласовано.



2	Раздел 1, таблицы 1.1-1.5	<p>Минпромторг России рекомендует обратить внимание на соответствие величин объема производимой продукции, сырья, воды, электрической и тепловой энергии единицам измерения, представленным в таблицах 1.1-1.5. Например, максимальный объем производства товарной нефти составляет 9 615 119 тыс. т/год, т.е. более 9 млрд т/год. При этом в таблице 6.1 Приложения № 4 (стр. 6.29) максимальный объем производства товарной нефти составляет 8 087 304 т.</p>	<p><b>Пояснение.</b>  В соответствии с приказом Минприроды РФ от 11 октября 2018 года № 510 «Об утверждении формы заявки на получение комплексного экологического разрешения и формы комплексного экологического разрешения» в таблице 1.1. Заявки КЭР приводятся сведения о максимальном объеме производимой продукции (товара) <u>согласно проектной документации.</u>  В то же время, для расчета технологических нормативов в соответствии с Приказом Минприроды РФ от 14 февраля 2019 года № 89 «Об утверждении Правил разработки технологических нормативов» величина годового выпуска продукции определяется как показатель максимального объема произведенной продукции на объекте технологического нормирования в течение года <u>за несколько лет, но не более пяти лет, предшествующих году,</u> в котором производятся расчеты технологических нормативов.  Таким образом, в таблице 1.1 Заявки КЭР приводятся проектные планируемые объемы производимой продукции, в то время как в таблице 6.1 Приложения №4 приводятся фактический максимальный объем произведенной продукции за период 2018-2020 гг.</p>	<p>Не согласовано, так как не отвечает сути рекомендации.</p>
---	---------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------



3	Раздел 2, таблица 2.1	В таблице 2.1 привести единицы измерения технологических показателей НДТ 16 «Технология компримирования ПНГ» в соответствии с приказом Минприроды России от 21 мая 2019 г. № 319 «Об утверждении нормативного документа в области охраны окружающей среды «Технологические показатели наилучших доступных технологий переработки природного и попутного газа»	<b>Пояснение.</b> В таблице 2.1 были указаны единицы измерения технологических показателей НДТ 16 «Технология компримирования ПНГ» в соответствии с приказом Минприроды России от 21 мая 2019 г. № 319 «Об утверждении нормативного документа в области охраны окружающей среды «Технологические показатели наилучших доступных технологий переработки природного и попутного газа» - т/тыс.м ПНГ.	Согласовано.
4	Раздел 2, таблица 2.1	В таблицу 2.1 включить сведения о применении на объектах технологического нормирования НДТ 4 «Уменьшение выбросов резервуарных парков», так как в таблице 2.2. указаны сведения о стационарных источниках резервуарного хранения нефти и в таблице 2.2.2 приводится определение технологических показателей стационарных источников, сопоставление их с показателями НДТ 4 и расчет технологических нормативов.	<b>Рекомендация учтена.</b> В таблицу 2.1 приведены сведения о применении на объектах технологического нормирования НДТ 4 «Уменьшение выбросов резервуарных парков».	Согласовано.
5	Раздел 2, таблица 2.2.1	В столбце «Мощность» таблицы 2.2.1 отсутствуют сведения о мощности выбросов загрязняющих (маркерных) веществ по стационарным источникам (их совокупности) в виде валовых значений выбросов в т/год.	<b>Рекомендация учтена.</b> В столбце «Мощность» таблицы 2.2.1 представлены сведения о мощности выбросов загрязняющих (маркерных) веществ по стационарным источникам (их совокупности) в виде валовых значений выбросов в т/год.	Согласовано.





6	Раздел 2, таблица 2.2.1	Расчет технологических показателей выбросов, загрязняющих (маркерных) веществ проведен некорректно. Заявитель ошибочно использует в расчетах величины годового выпуска продукции объекта ОНВ в целом для каждого стационарного источника (их совокупности), что приводит к занижению технологических показателей.	<b>Рекомендация учтена.</b> Выполнен перерасчет технологических нормативов. В качестве объектов технологического нормирования определен объект ОНВ в целом (совокупность производственных территорий на месторождениях, входящих в объект ОНВ) с выпуском продукции в целом по объекту ОНВ.	Рекомендация не учтена. Рекомендации представлены в экспертной позиции на повторную заявку.
7	Раздел 2, таблица 2.2.1	Также в таблице 2.2.1 (№ п/п 6-17) для расчета технологических показателей выбросов для НДТ 8 ошибочно используется величина годового выпуска продукции ПНГ вместо величины полезной утилизации в печах. Исходя из представленных расчетов технологических показателей и технологических нормативов выбросов не прослеживается связь количественных характеристик выбросов загрязняющих.	<b>Пояснение.</b> НДТ 8 «Утилизация попутного нефтяного газа» рассмотрена на объектах ЦППН-1 ввиду того, что ПНГ используется (утилизируется) для собственных нужд, в частности для подогрева нефти на печах ПБТ. ПНГ в данном случае является топливом, выпускаемой продукцией при работе печей является подогретая нефть. В качестве годового выпуска для расчета принимается максимальный объем выпуска товарной нефти за 2018-2020 гг. на объектах системы учета ЦППН-1.	Рекомендация не учтена. Рекомендации представлены в экспертной позиции на повторную заявку.



8	Раздел 2, таблица 2.2.2	Минпромторг России отмечает, что расчет технологических показателей стационарных источников, реализующих НДТ 16, в таблице 2.2.2 (№ п/п 2-5, 20-33), проведен без учета загрязняющего (маркерного) вещества углеводороды предельные C1-C5 (исключая метан), выбрасываемого перечисленными источниками (том 2-3 Приложение №1).	<p><b>Пояснение.</b></p> <p>Состав выбросов углеводородов C1-C5 на объектах системы учета ЦППН-1 приводится по компонентам (не в составе смеси). На площадках КСНС, ГКС, УОГ, ДКС проходит подготовка ПНГ для дальнейшего использования на собственные нужды или передачи сторонним потребителям, в частности, проходит компримирование (НДТ 16). Загрязняющими веществами, поступающими в атмосферу, являются: Бутан (Метилэтилметан), Пентан, Метан, Изобутан, Смесь предельных углеводородов C6H14-C10H22, Этан (Диметил, метилметан), Пропан. Маркерное вещество «Углеводороды предельные C1-C5 (исключая метан)» в составе приведенных источников отсутствует.</p>	<p>Рекомендация не учтена. Рекомендации представлены в экспертной позиции на повторную заявку.</p>
---	-------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------



9	Раздел 2, таблица 2.2.2	<p>В пункте 3.3 Приложения № 1 приведены сведения о выбросах загрязняющих (маркерных) веществ от дымовых труб установок обезвреживания замазученных фунтов УЗГ-1М на полигоне Асомкино Фаинского месторождения. В материалах Заявки отсутствует разъяснение об исключении указанных стационарных источников в составе Фаинского месторождения из объекта ОНВ и, следовательно, необходимости соотнесения используемых технологий с НДТ межотраслевого ИТС НДТ 15-2016 «Утилизация и обезвреживание отходов (кроме обезвреживания термическим способом (сжигание отходов))», описывающего указанный вид деятельности, и расчетов технологических показателей и технологических нормативов выбросов.</p>	<p><b>Пояснение.</b> В соответствии с проведенной инвентаризацией источников выбросов объектов ООО «РН-Юганскнефтегаз» установки обезвреживания нефтесодержащих отходов УЗГ-1М, являющиеся собственностью предприятия, не выявлены. УЗГ-1М отсутствуют на балансе ООО «РН-Юганскнефтегаз» и не входят в состав объекта ОНВ. Обезвреживание отходов происходит с помощью оборудования подрядной организации на договорной основе. Приведенные в расчетах рассеивания установки УЗГ-1М учтены в качестве фоновой загрязнение. Об этом было указано в Приложении №1 к заявке КЭР (Том 1. Пояснительная записка. Часть 1 Проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для ООО "РН-Юганскнефтегаз") в разделе 3.3 «Расчеты и анализ уровня загрязнения атмосферы»: В качестве учета фоновой загрязнение при расчете рассеивания учтены фоновые концентрации ЗВ по данным фоновой справки, а также параметры источников выбросов, постоянно или временно эксплуатирующихся на промплощадках ОНВ ЦППН-1, но не относящихся к ОНВ ЦППН-1, в части веществ, присутствующих в выбросах предприятия:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• дымовые трубы установок обезвреживания замазученных грунтов УЗГ-1М на полигоне Асомкино Фаинского м/р (ист. 0009).</li> </ul>	Согласовано.
---	-------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------



			<ul style="list-style-type: none"><li>• сварочный пост на территории УПН-4 (ист.0001), дымовые трубы установок обезвреживания замазученных грунтов УЗГ-1М на полигоне в районе к. 56 Южно-Сургутского м/р (ист. 0012).</li></ul> <p>Обезвреживание отходов происходит с помощью оборудования подрядной организации на договорной основе. В дальнейшем, подрядная организация может смениться и обезвреживание отходов будет осуществляться на других аналогичных установках.</p> <p>В связи с этим установки УЗГ-1М не рассматриваются в рамках технологического нормирования.</p>	
--	--	--	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--



10	Раздел 2, таблица 2.1	В таблице 2.1 уточнить объекты технологического нормирования, укрупнить их до уровня месторождений, скорректировать перечень применяемых на них НДТ	<p><b>Рекомендация учтена частично.</b></p> <p>Выполнен перерасчет технологических нормативов. В качестве объектов технологического нормирования определен объект ОНВ в целом (совокупность производственных территорий на месторождениях, входящих в объект ОНВ) с выпуском продукции в целом по объекту ОНВ.</p> <p>При осуществлении деятельности, связанной с добычей сырой нефти и (или) природного газа, в состав ОНВОС входят объекты, которые связаны единым назначением и неразрывной технологической и физической связью, расположенные на разных лицензионных участках, однако непосредственно добыча осуществляется на одном лицензионном участке, а оборудование, связанное с транспортированием и подготовкой сырой нефти расположено на другом лицензионном участке (или между лицензионными участками). При этом весь процесс добычи, транспортирования, подготовки добываемого сырья замыкается на ЦППН (цех подготовки и перекачки нефти) сдачи продукции.</p> <p>Таким образом, все объекты системы учета ЦППН являются технологически связанными и не могут быть рассмотрены отдельно по месторождениям.</p>	Согласовано.
----	-----------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------



11	Раздел 2, таблица 2.2.1 и 2.2.2	В таблице 2.2.1 и 2.2.2 скорректировать перечень и количество объектов технологического нормирования и стационарных источников выброса » составе согласно пункту 1 рекомендаций	<b>Рекомендация учтена.</b> В таблицах 2.2.1 и 2.2.2 скорректированы перечень и количество объектов технологического нормирования и стационарных источников выброса в соответствии с выполненным перерасчетом технологических нормативов.	Согласовано.
12	Раздел 2, таблица 2.2.2	В таблице 2.2.2 использовать для расчета технологических показателей на объектах технологического нормирования количественные характеристики выбросов маркерных веществ и данные о годовом выпуске продукции за идентичный отчетный период	<b>Рекомендация учтена частично.</b> Выполнен перерасчет технологических нормативов. В качестве объекта технологического нормирования определены все объекты ОНВ в совокупности по отношению к общему годовому выпуску продукции на объекте, ввиду того что все объекты системы учета ЦППН являются технологически связанными и не могут быть рассмотрены отдельно по месторождениям.	Рекомендация не учтена. Рекомендации представлены в экспертной позиции на повторную заявку.
13	Раздел 2, таблица 2.2.2	В таблице 2.2.2 Заявки скорректировать расчет технологических показателей по объектам технологического нормирования и технологических нормативов выбросов загрязняющих (маркерных) веществ по объекту ОНВ в целом в соответствии с пунктом 1-4 рекомендаций	<b>Рекомендация учтена.</b> Произведен перерасчет технологических показателей на объектах технологического нормирования, таблица 2.2.2 откорректирована	Рекомендация не учтена. Рекомендации представлены в экспертной позиции на повторную заявку.



14	Раздел 2, таблица 2.2.2	На основании скорректированного расчета технологических показателей по объектам технологического нормирования принять решение о необходимости разработки программы повышения экологической эффективности.	<b>Рекомендация учтена.</b> На основании откорректированного расчета технологических показателей, превышения не выявлены, необходимость разработки программы повышения экологической эффективности отсутствует. Данный вывод представлен в Пояснительной записке «Расчеты технологических нормативов для ООО «РН-Юганскнефтегаз».	Рекомендация не учтена. Рекомендации представлены в экспертной позиции на повторную заявку.
15	Раздел 2, таблицы 2.4.1-2.4.2	Дополнительно Заявителем в Приложении № 5 представлены обосновывающие материалы о допустимых физических воздействиях объекта ОНВ, неотраженные показатели для физического в таблицах 2.4.1 - 2.4.2 Заявки. Технологические показатели для физического воздействия Приказами не установлены.	<b>Рекомендация учтена.</b> В таблицу 2.4.1 Заявки добавлены сведения об объектах физических воздействий ОНВ. Ввиду отсутствия технологических показателей для физического воздействия таблица 2.4.2 Заявки не заполняется.	Согласовано.

