

«Утверждаю»

Финансовый директор  
ОАО «НК «Роснефть»



## Промежуточный отчет

О ходе реализации проекта совместного осуществления  
«Утилизация попутного нефтяного газа на Комсомольском  
месторождении» (ОАО «НК «Роснефть»),

Утвержденного приказом Минэкономразвития России  
от 23 июля 2010 года №326

За период 1 декабря 2011 – 29 февраля 2012 г.

## Содержание

Раздел 1.	Описание осуществленных действий в соответствии со специальной проектной документацией (отчет о мониторинге)	Стр. 3-58
Раздел 2.	Сведения о разности между планируемым объемом и фактической величиной выбросов парниковых газов из источника (проектный объем сокращений выбросов)	Стр. 60-61
Раздел 3.	Экспертное заключение на отчет о ходе реализации проекта, включая оценку соответствия сокращений выбросов, достигнутого в результате реализации проекта, значениям, указанным в специальной проектной документации, подготовленное независимым органом (Bureau Veritas Certification)	Стр. 62-65
Раздел 4.	Сведения об осуществлении деятельности в соответствии с инвестиционной декларацией	Стр. 66-70

## **Раздел 1.**

**Описание осуществленных действий в соответствии со специальной проектной документацией (отчет о мониторинге)**

**По проекту совместного осуществления:**

**«Использование попутного газа на Комсомольском нефтяном месторождении ОАО «НК-Роснефть», Роснефть –Пурнефтегаз»,**

**За период 1 декабря 2011 – 29 февраля 2012 г.**

Версия 1

Дата подготовки отчета: 4 декабря 2012 г.

## Содержание Раздела 1

РАЗДЕЛ А. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	5
А.1. Введение .....	5
А.2 Краткое описание проекта .....	6
А.3. Сокращение выбросов за период мониторинга.....	10
А.4. Контактная информация участников проекта.....	10
РАЗДЕЛ В. СИСТЕМА МОНИТОРИНГА СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ	12
В.1. Информация о сборе и учете данных о воздействии проекта на окружающую среду.....	12
В.2. Методологический подход (выдержки из ПТД ред. 2 от 25 июля 2008 г.) .....	13
В.4. Подход к организации и проведению мониторинга.....	24
В.4. Данные по параметрам, подлежащим мониторингу, и метрологическому обеспечению.....	33
РАЗДЕЛ С. ОТКЛОНЕНИЯ ОТ ПЛАНА МОНИТОРИНГА, ЗАЯВЛЕННОГО В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ .....	48
РАЗДЕЛ D. РАСЧЁТ СОКРАЩЕНИЙ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ .....	52
D.1. Суммарные проектные выбросы ПГ.....	52
D.2. Суммарные выбросы ПГ по базовому сценарию .....	55
D.3. Суммарные сокращения выбросов ПГ, достигнутые проектом в течение данного периода мониторинга.....	56
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ .....	57
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. РАЗРЕШЕНИЕ НА ВВОД ОБЪЕКТА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ .....	59

## Раздел А. Общая информация о проектной деятельности

### А.1. Введение

Цель настоящего отчёта – предоставление результатов мониторинга и расчета количества Единиц сокращений Выбросов парниковых газов (ПГ), полученных в ходе реализации проекта Совместного Осуществления «Использование попутного газа на Комсомольском нефтяном месторождении ОАО «НК-Роснефть», Роснефть–Пурнефтегаз», за период мониторинга с 1 декабря 2011 – 29 февраля 2012 г.

Проект был введен в эксплуатацию 1 декабря 2011 г. (Акт ввода в эксплуатацию представлен в Приложении 2).

Проект был утвержден в статусе ПСО Министерством Экономического Развития РФ, которое является уполномоченным национальным органом принимающей стороны, приказом от 23 июля 2010 года №326.

Декларации об одобрении проекта со стороны инвесторов были выданы следующими уполномоченными национальными органами стран:

1. Письмо об одобрении проекта со стороны Италии от Министерства окружающей среды, земельных и морских ресурсов (Департамент устойчивого развития, изменений климата и энергетики), действующего в качестве итальянского Уполномоченного национального органа для проектов совместного осуществления от 23 ноября 2010 года.
2. Письмо об одобрении проекта со стороны Дании от Датского энергетического агентства, действующего в качестве датского Уполномоченного национального органа в рамках Механизма совместного осуществления от 12 ноября 2010 года.
3. Письмо об одобрении проекта со стороны Бельгии от Национальной комиссии по климату, действующей в качестве бельгийского Уполномоченного национального органа для проектов совместного осуществления от 9 марта 2012 года.
4. Письмо об одобрении проекта со стороны Испании от Министерства сельского хозяйства, продовольствия и окружающей среды, действующего в качестве испанского Уполномоченного национального органа для проектов совместного осуществления от 21 декабря 2010 года.
5. Письмо об одобрении проекта со стороны Люксембурга от Министерства устойчивого развития и инфраструктуры, действующего в качестве люксембургского Уполномоченного национального органа для проектов совместного осуществления от 25 октября 2012 года.
6. Письмо об одобрении проекта со стороны Португалии от Комиссии по изменению климата, действующей в качестве португальского Уполномоченного национального органа для проектов совместного осуществления от 18 мая 2012 года.

## A.2 Краткое описание проекта

Цель проекта заключается в получении, подготовке и реализации попутного нефтяного газа (ПНГ) низкого давления (НД), добываемого на Комсомольском нефтяном месторождении, тем самым, снижая объемы сжигания ПНГ на факельных установках нефтяного месторождения и выбросы ПГ в атмосферу.

На Комсомольском нефтяном месторождении, эксплуатируемом ООО «РН-Пурнефтегаз», осуществляется добыча нефти и попутного нефтяного газа (ПНГ). Жидкость, содержащая нефть, воду и газ из эксплуатационных скважин транспортируются по трубопроводам (длиной приблизительно 5 – 7 км – в зависимости от месторасположения куста скважин) на установку предварительного сброса воды (УПСВ), где осуществляется сепарация нефти и ПНГ. УПСВ была запущена в эксплуатацию в январе 2008 г. и включает три факельных установки.

Исторически нефть направлялась на нефтеперерабатывающие заводы и потребителям, в то время как ПНГ частично направлялся по 18-километровому трубопроводу на Губкинский газоперерабатывающий завод<sup>1</sup> (Губкинский ГПЗ) или же использовался на месторождении для внутреннего потребления (~3%), в то время как остальной объем ПНГ сжигался в факелах на УПСВ (> 500 млн. м<sup>3</sup> в год). Потребности Губкинского ГПЗ в ПНГ ограничиваются установленной мощностью перерабатывающих установок; кроме того, потребности ГПЗ в ПНГ являются нестабильными, поскольку данный завод эксплуатируется на пределе своих производственных возможностей (~950 млн. м<sup>3</sup> в год), что приводит к сжиганию существенных объемов ПНГ в факелах на Комсомольском нефтяном месторождении.

Объемы добычи нефти на Комсомольском месторождении увеличиваются, и эта тенденция, по прогнозам, будет продолжаться, поэтому большие объемы нефти и ПНГ будут транспортироваться на УПСВ. Соответственно, увеличивается давление в нефте- и газосборной инфраструктуре, соединяющей кусты скважин с УПСВ. В отсутствие проекта СО, с учетом существующей инфраструктуры давление может сбрасываться только посредством увеличения объемов сжигания ПНГ в факелах в противном случае это негативно повлияет на уровни кустовой добычи. Хотя сброс давления посредством сжигания ПНГ в факелах позволяет поддерживать постоянное давление в нефте- и газосборной инфраструктуре и на входе в УПСВ, это приводит к сокращению давления на выходе с УПСВ, что, в свою очередь, создает проблемы с транспортировкой ПНГ по 18-километровому трубопроводу на Губкинский ГПЗ. Поэтому ООО «РН-Пурнефтегаз» рассматривало вопрос о строительстве дожимной компрессорной станции ПНГ (ДКСВ) с целью обеспечения соблюдения требований к давлению ПНГ на входе Губкинского ГПЗ (минимальное давление на входе Губкинского ГПЗ составляет 0,09 МПа). Однако строительство такой ДКСВ обеспечило бы лишь частичное решение задачи переработки ПНГ в связи с существенным увеличением объема производства ПНГ на Комсомольском месторождении и ограниченным и неустойчивым спросом на ПНГ на ГПЗ.

С учетом этих обстоятельств ООО «РН-Пурнефтегаз» приняло решение о строительстве после УПСВ дожимной компрессорной станции ПНГ (ДКС) другого типа, которая позволила бы осуществить стопроцентное использование и утилизацию ПНГ, добытого на Комсомольском месторождении. Данные инвестиции в рамках «Проекта использования попутного газа на Комсомольском нефтяном месторождении» (Проект СО), подробно описаны в ПТД Проекта СО, упоминаемом в Разделе В.1, включая пояснения и детальное обоснование приемлемости данного Проекта в рамках Механизма Совместного Осуществления Киотского Протокола. Деятельность по Проекту СО включает монтаж объектов, позволяющих получать, компримировать и подготавливать ПНГ, а также производить и транспортировать (i) осушенный газ по новому 5,434-

<sup>1</sup> Губкинский ГПЗ контролируется нефтехимической группой «Сибур», являющейся дочерней компанией Группы компаний «Газпром».

километровому трубопроводу для реализации в Единую систему газоснабжения ОАО «Газпром» (ЕСГ) и (ii) небольшую часть  $C_3+$  (обозначенную в настоящем Руководстве как широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ)) на УПСВ – данный продукт войдет в диапазон нефтяной продукции, добываемой на Комсомольском месторождении.

### Техническое описание проектной деятельности

Деятельность в рамках Проекта СО включает монтаж и/или эксплуатацию целого ряда объектов. Основные компоненты Проекта СО изображены на Рис. 1. Ниже приведен перечень основных компонентов Проекта СО в соответствии с Рис. 1:

**1. Добыча ПНГ на Комсомольском нефтяном месторождении (№1 на Рис. 1).** ПНГ добывается вместе с нефтью (и водой) из нефтяных скважин Комсомольского нефтяного месторождения. Потоки добытого ПНГ собираются совместно с нефтью и водой от различных групп (кустов) скважин на месторождении. Каждая группа скважин, с которых добытая продукция подается в общий трубопровод, включает 5 – 16 скважин.

**2. Транспортировка потоков скважинной продукции (нефть, ПНГ и вода) на УПСВ (№2 на Рис. 1).** Потоки продукции с групп скважин Комсомольского месторождения собираются и транспортируются на установку предварительного сброса воды (УПСВ), расположенную приблизительно в 5 – 7 км от каждой группы скважин (в зависимости от расположения куста скважин).

**3. Сепарация ПНГ на УПСВ.** На УПСВ осуществляется сепарация воды, нефти и ПНГ. УПСВ, введенная в эксплуатацию на площадке в 2008 г., используется в рамках Проекта СО без каких-либо модификаций.

Рис. 1: Схема проектной деятельности с указанием основных компонентов, относящихся к Проекту СО



**4. Использование избыточного ПНГ с УПСВ и его подача на ДКС (№3 на Рис. 1).** После УПСВ Комсомольского месторождения небольшой объем сепарированного ПНГ подаётся на другие объекты для внутреннего потребления, а также на факельные установки УПСВ, в то время как остальной объем ПНГ подаётся на новую *дожимную компрессорную станцию Комсомольского месторождения* (ДКС) по новому специальному 357-метровому трубопроводу с сохранением его собственного давления (0,25-0,35 МПа).

**5. ДКС, используемая для подготовки ПНГ и производства осушенного газа и ШФЛУ (№5 на Рис. 1).** ДКС включает объекты по компримированию и подготовке газа, используемые для получения и реализации ПНГ в форме осушенного газа и ШФЛУ, а также различные измерительные и вспомогательные системы и установки, используемые для обеспечения эксплуатации технологического оборудования.

*Установка первичной сепарации газа (УПСГ)*

Полученный ПНГ направляется на установку первичной сепарации газа (УПСГ), где производится очистка газа от свободной жидкости. Входной поток ПНГ на ДКС измеряется в блоке учета газа №1 и №2 (БУГ-1 и БУГ-2 в составе УПСГ).

*Компрессорная станция сырого газа (КССГ)*

С УПСГ очищенный ПНГ направляется на вход компрессорной станции сырого газа (КССГ). На КССГ ПНГ сжимается турбокомпрессорными агрегатами (ТКА – 3 рабочих + 1 резервный), оснащенных газотурбинными двигателями (ГТД) мощностью 16 МВт каждый, с входного давления 0,2 МПа до 5,5 МПа – и подаётся на установку подготовки газа (УПГ).

Предусмотрен технологический замер объемов ПНГ, подаваемого в секции сжатия компрессорных агрегатов КССГ, для антипомпажного регулирования работы компрессоров.

*Установка подготовки газа (УПГ)*

Подготовка газа (в соответствии с требованиями отраслевого стандарта СТО Газпром 089-2010) осуществляется на УПГ методом низкотемпературной сепарации (НТС) с применением эффекта Джоуля-Томсона и/или трехпоточных вихревых труб (ТВТ). Для технологического замера объемов ПНГ на входе и выходе УПГ предусмотрен блок учета газа № 5 (БУГ-5 в составе объекта 5 генплана).

*Компрессорная станция подготовленного газа (КСПГ)*

С выхода УПГ подготовленный газ с давлением 2,0 МПа подаётся на компрессорную станцию подготовленного газа (КСПГ). На КСПГ ПНГ сжимается турбокомпрессорными агрегатами (ТКА – 2 рабочих + 1 резервный), оснащёнными газотурбинными двигателями мощностью 16 МВт каждый, до давления 7,55 МПа.

Предусмотрен технологический замер расхода ПНГ, подаваемого в секции сжатия компрессорных агрегатов КСПГ, для антипомпажного регулирования работы компрессоров.

*Установка сбора конденсата (УСК)*

Широкая фракция легких углеводородов (называемая «ШФЛУ» в рамках Проекта СО), получаемая в ходе технологического процесса подготовки ПНГ (т.е. на УПГ), отводится на установку сбора конденсата (УСК), а затем перекачивается в существующую технологическую систему подготовки нефти на УПСВ Комсомольского месторождения (№7 на Рис. 1).

*Вспомогательные системы и установки*



Для обеспечения работы технологического оборудования на ДКС предусмотрены вспомогательные системы и установки:

- Факельные системы высокого и низкого давления:
  - Системы высокого давления: для сброса газа на факельную установку при остановках ДКС; для аварийного сброса на факельную установку при срабатывании предохранительных устройств;
  - Системы низкого давления: для аварийного сброса на факельную установку при срабатывании предохранительных устройств; для сброса газа на факельную установку при остановках ДКС;
- Установка подготовки топливного и пускового газа;
- Маслохозяйство (для снабжения минеральным маслом компрессорных агрегатов);
- Установка воздухообеспечения компрессорных агрегатов и технологического оборудования ДКС;
- Метанольное хозяйство для подачи ингибитора гидратообразования (метанола) в технологическую систему подготовки ПНГ методом НТС; сбора и откачки в передвижные средства водо-метанольного раствора (ВМР) от УПГ на действующие установки регенерации метанола ООО «РН-Пурнефтегаз»;
- Система пожарной сигнализации, контроля загазованности и пожаротушения;
- Дизельная электростанция (ДЭС-1) для электроснабжения пожарной насосной станции при аварийном прекращении подачи электроэнергии. С целью измерения подачи дизельного топлива на ДЭС в резервуарах хранилища дизельного топлива установлены комплектные измерительные устройства (т.е. основной компонент № 10 на Рис. 1);
- Дизельная электростанция (ДЭС-2) для аварийного энергоснабжения коммерческого узла учета газа при аварийном прекращении подачи электроэнергии<sup>2</sup>;
- Системы инженерного обеспечения (электроснабжения, связи, водоснабжения, канализации, отопления) и КИПиА узлов учета. Учет потребления электроэнергии из энергетической системы Тюменской области осуществляется при помощи счётчиков электроэнергии, установленных на комплектных трансформаторных подстанциях (т.е. основной компонент № 9 на Рис. 1);

На производственном комплексе ДКС установлена автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП).

**6. Транспортировка и замеры осушенного газа, подаваемого с ДКС в ЕСГ ОАО «Газпром».** С выхода КСПГ ДКС Комсомольского месторождения небольшой объем подготовленного ПНГ подаётся на установку подготовки топливного и пускового газа, снабжающую объекты ДКС (ТКА) топливом, в то время как остальная часть подготовленного ПНГ (№6 на Рис. 1) подаётся в новый 5,5-километровый газопровод (с диаметром 530 мм), соединенный с магистральным газопроводом Единой системы газоснабжения ОАО «Газпром» (ЕСГ), с давлением 7,5 МПа. Замер подаваемого с ДКС газа на продажу (т.е. осушенного газа) осуществляется в блоке учета подготовленного газа № 6 (БУГ-6).

**7. Учет, транспортировка и подача ШФЛУ на установку подготовки нефти УПСВ.** ШФЛУ, производимый в процессе подготовки ПНГ на УПГ/ДКС, подается под собственным давлением на УСК. Объем жидкости рассчитывается, исходя из данных измерений ее уровня в емкости ШФЛУ с использованием уровнемера. Чтобы обеспечить консервативность оценок, следуя

---

<sup>2</sup> Учет выбросов ПГ от использования дизельного топлива на ДЭС-2 не учтен в ПТД как составная часть проектных выбросов, однако это изменение по сравнению с детерминированным планом мониторинга увеличивает уровень точности оценок сокращений выбросов ПГ по проекту и является консервативным.

принципу, сформулированному в параграфе 4 а) Раздела В Стандарта СО по применению концепции материальности проверок, рассчитанное значение объема ШФЛУ занижается на 5%.

**8. Подача и реализация ПНГ (осушенного газа) в ЕСГ ОАО «Газпром».** Газ, подаваемый и реализуемый в ЕСГ ОАО «Газпром», должен соответствовать требованиям стандарта ОАО «Газпром» СТО Газпром 089-2010. Непосредственно перед подключением к ЕСГ ОАО «Газпром» предусмотрен коммерческий узел учета газа, подаваемого с Комсомольского нефтяного месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз» (№8 на Рис. 1).

**9. Электроснабжение из энергетической системы Тюменской области.** Учет электроэнергии, подаваемой из региональной энергетической системы Тюменской области на ДКС, производится на комплектных трансформаторных подстанциях.

**10. Расход дизельного топлива на дизельных электростанциях.** Учет расхода дизельного топлива на дизельных электростанциях (резервные генераторы) осуществляется на постоянной основе с использованием комплектных устройств, устанавливаемых в резервуарах дизельного топлива (уровнемеры) (№10 на Рис. 1).

В течение периода мониторинга проект функционировал согласно действующим правилам и описанию в ПТД. В ходе функционирования проекта никаких особых происшествий не было.

В течение периода мониторинга с УПСВ на ДКС было подано 406 990,653 тысяч м<sup>3</sup> сырого газа. Объем осушенного газа, поставленного Газпрому, составил 359 791,936 тысяч м<sup>3</sup>, а количество произведенной ШФЛУ – 9 544 тонн.

### **А.3. Сокращение выбросов за период мониторинга**

Фактический, независимо верифицированный объем Единиц Сокращения Выбросов (ЕСВ) за период мониторинга с 01 декабря 2011 по 29 февраля 2012 г. составил **249 467 т СО<sub>2</sub> экв.**

Сравнение верифицированного объема ЕСВ с предварительными оценками в ПТД предоставлено в Разделе 2 данного отчета.

### **А.4. Контактная информация участников проекта**

Контактная информация владельца проекта:

Организация:	ОАО «НК-Роснефть»
Улица/почтовый ящик:	Софийская набережная
Номер дома:	26/1
Город:	Москва
Штат/регион:	
Почтовый индекс:	117997
Страна:	Россия
Тел.:	7 (495) 777-44-22
Факс:	7 (495) 777-44-44
Эл. почта:	postman@rosneft.ru
URL:	www.rosneft.ru
Представитель:	Ростислав Латыш

Должность:	Директор департамента
Обращение:	Г-н
Фамилия:	Латыш
Имя:	Ростислав Ростиславович
Департамент:	Департамент управления активами, экономики и бизнес планирования

Контактная информация покупателя ЕСВ:

Организация:	Всемирный Банк в качестве доверительного управляющего Углеродного фонда Европы, Итальянского углеродного фонда, Датского углеродного фонда и Испанского углеродного фонда
Улица/почтовый ящик:	H Street NW
Номер дома:	1818
Город:	Washington (Вашингтон)
Штат/регион:	District of Columbia (Дистрикт Колумбия)
Почтовый индекс:	20433
Страна:	USA (США)
Тел.:	1 202 473 2619
Факс:	1 202 522 7432
Эл. почта:	<a href="mailto:helpdesk@carbonfinance.org">helpdesk@carbonfinance.org</a>
URL:	<a href="http://www.worldbank.org">www.worldbank.org</a>
Представитель:	Жоэль Шассард
Должность:	Директор департамента
Обращение:	Г-жа
Фамилия:	Шассард
Имя:	Жоэль
Департамент:	Департамент Углеродного Финансирования

## **Раздел В. Система мониторинга сокращения выбросов парниковых газов**

### **В.1. Информация о сборе и учете данных о воздействии проекта на окружающую среду**

В соответствии с требованиями ст. 14, 22 Федерального закона «Об охране окружающей среды» 7-ФЗ ООО «РН-Пурнефтегаз» имеет утвержденный проект нормативов предельно-допустимых выбросов (ПДВ). На данный проект от Управления Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзора) по Ямало-Ненецкому автономному округу получено разрешение на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, которое определяет воздействие объектов ДКС Комсомольского месторождения на атмосферный воздух в количественном эквиваленте.

Реализация проекта существенно позволила снизить объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках Комсомольского месторождения, а также повысить уровень использования добываемых природных ресурсов.

В соответствии с планом-графиком контроля аккредитованная эко аналитическая лаборатория ООО «РН-Пурнефтегаз» осуществляет производственный экологический контроль. Источниками выбросов являются дымовые трубы газо-турбинной компрессорной станции, контролируемые веществами являются азота диоксид, азота оксид, углерода оксид.

В соответствии с ФЗ №7-ФЗ от 10.01.2002 г. «Об охране окружающей среды» руководители организаций и специалисты, ответственные за принятие решений при осуществлении хозяйственной деятельности, оказывающей негативное воздействие на окружающую среду, должны иметь подготовку в области охраны окружающей среды и экологической безопасности. На предприятии функционирует Управление охраны окружающей среды, в задачи и функции которого входят обеспечение соблюдения на предприятии экологических норм и правил, получение в уполномоченных органах государственного контроля разрешительной документации в области охраны окружающей среды (разрешения на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников, разрешения на сброс вредных веществ в водные объекты, лимиты на размещение отходов).

В соответствии с федеральным законом об охране окружающей среды в ООО «РН-Пурнефтегаз» разработаны, согласованы и утверждены нормативы допустимых выбросов веществ, нормативы образования отходов производства и потребления и лимиты на их размещение. Расчет и обоснование нормативов допустимых выбросов представлен в проекте предельно допустимых выбросов (ПДВ), обоснование объемов образования и лимиты их размещения в проекте нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР). Во всех этих документах определена процедура сбора и учета данных о воздействии предприятия на окружающую среду.

В состав ПДВ входят планы-графики контроля за соблюдением нормативов, в которых определены параметры мониторинга, периодичность контроля для каждого параметра и

ответственность за проведение измерения. Планы-графики контроля утверждены главным инженером ООО «РН-Пурнефтегаз». В ПНООЛР определен перечень и количество образующихся отходов производства и потребления, частота образования, определены места хранения и требования к таким местам и ответственных за обращение с отходами.

Таким образом, в ООО «РН-Пурнефтегаз» осуществляется регулярный мониторинг воздействия на окружающую среду.

Выбросы загрязняющих веществ установлены разрешением на выбросы, согласованным Управлением Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзора) по Ямало-Ненецкому автономному округу.

Согласно действующему разрешению на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, выбросы ЗВ не создают превышения ПДК, временно согласованные выбросы не установлены.

## **В.2. Методологический подход (выдержки из ПТД ред. 2 от 25 июля 2008 г.)**

Мониторинг проектных выбросов и выбросов базового сценария (в исходных условиях) был выполнен в соответствии с планом мониторинга в ПТД в редакции 2 от 25 июля 2008 г. за исключением уточнений и отклонений, приведённых в разделе В.2. верифицированного отчета по мониторингу от 24 мая 2012 г.

В проекте используется методология мониторинга, разработанная специально для данного проекта согласно «Руководству по критериям определения базов методология и мониторинга для Проектов СО» (Ред. 01). При этом используются элементы утвержденной методологии МЧР АМ0009 (Ред. 02.1) «Добыча и использование газа из нефтяных скважин, иначе подлежащего факельному сжиганию» в сочетании с элементами «Методики расчета проектных выбросов вследствие электропотребления» (Ред. 01/ЕВ32) в соответствии с положениями варианта 20 (а) руководства СО.

В границы проекта входят компоненты, отраженные на Рисунке 1 и описанные выше в разделе А.2.

### **Для расчета выбросов ПГ в базовом сценарии используется следующий подход:**

Результирующие выбросы по базовому сценарию рассчитываются, исходя из следующих объемов газа:

Объем ПНГ, произведенный в результате добычи нефти в точке А

- за вычетом “теоретического” объема газа, который был бы поставлен на Губкинский ГПЗ по в базовом сценарии<sup>3</sup>, и
- за вычетом “теоретического” объема газа, который был бы потреблен на работу ДКС<sub>б</sub> более низкой производительности.

---

<sup>3</sup> Поскольку потребности Губкинского ГПЗ фиксированы и ограничены тем, что он работает на пределе своей производительности, для расчетов указанного объема по консервативной оценке было взято максимальное значение за последние три года (равное 950 млн м<sup>3</sup>/год) (см. Приложение 2 к ПТД).

$$(14) \quad BL_y = BL_{g,y} - BL_{GPPP,y} - BL_{BCSb,y}$$

где:

$BL_y$	Результирующие выбросы по базовому сценарию в течение периода у (тонн CO <sub>2</sub> -экв.)
$BL_{g,y}$	Суммарные выбросы по базовому сценарию в течение периода у (тонн CO <sub>2</sub> -экв.)
$BL_{GPPP,y}$	Выбросы, соответствующие объемам газа, поставленным по базовому сценарию на Губкинский ГПЗ в течение периода у (тонн CO <sub>2</sub> -экв.)
$BL_{BCSb,y}$	Выбросы по базовому сценарию за счет потребления газа на ДКС <sub>б</sub> в течение периода у

Суммарные выбросы по базовому сценарию в течение периода у определяются как:

$$(11) \quad BL_{g,y} = V_{A,y} \cdot w_{A,y} \cdot \frac{44}{12} \cdot \frac{1}{1000}$$

где:

$BL_{g,y}$	Суммарные выбросы по базовому сценарию в течение периода у (тонн CO <sub>2</sub> -экв.)
$V_{A,y}$	Объем газа, произведенного на месторождении в течение периода у (ст.м <sup>3</sup> )
$w_{A,y}$	Среднее содержание углерода в газе, произведенном в точке А в течение периода у (кг С/ст.м <sup>3</sup> )

Согласно пересмотренному плану мониторинга, объем газа, произведенного на месторождении в течение периода у и поставленного на ДКС, рассчитывается по формуле:

$$(16) \quad V_A = \frac{(V_{BDG,y} + V_{CONSUM_{BCS},y}) \cdot \rho_{BDG,y} + V_{LPG,y} + V_{FLARES,y} \cdot \rho_{A,y}}{\rho_{A,y}},$$

где

$V_{BDG,y}$	- Объем осушенного газа (СОГ), произведенного на ДКС и переданного в ЕСГ Газпрома в точке В <sub>DG</sub> (тысяч ст.м <sup>3</sup> );
$V_{CONSUM_{BCS},y}$	- Объем топливного и пускового газа для турбоприводов блоков компрессоров, газа для розжига и продувки, измеренный в точке КУУГ ГП-4 (тысяч ст.м <sup>3</sup> );
$\rho_{BDG,y}$	- Плотность осушенного газа, произведенного на ДКС и переданного в ЕСГ Газпрома в точке BDG (кг/ст.м <sup>3</sup> );
$\rho_{A,y}$	- Плотность ПНГ в точке А (кг/ст.м <sup>3</sup> );
$V_{FLARES,y}$	- Объем ПНГ, сгорающего в факелах высокого и низкого давления на ДКС (измеренный в точке БУГ-4, тысяч ст.м <sup>3</sup> );
$\rho_{A,y}$	- Плотность ПНГ, поставленного на ДКС в точке А в течение периода у (кг/ст.м <sup>3</sup> );
$V_{LPG,y}$	- Количество ШФЛУ, произведенного на ДКС и переданного в узел маслохозяйства УПСВ в точке ВШФЛУ (тонн).

Выбросы по базовому сценарию, соответствующие объемам газа, который был бы поставлен на Губкинский ГПЗ по базовому сценарию в течение периода у, определяется как:

$$(12) \quad BL_{GGPPy} = V_{GGPP,y} \cdot w_{carbon,GGPP,y} \cdot \frac{44}{12} \cdot \frac{1}{1000}$$

где:

$BL_{GGPP,y}$  Выбросы по базовому сценарию, соответствующие “теоретическому” объему газа, поставленного на Губкинский ГПЗ по базовому сценарию в течение периода у (тонн CO<sub>2</sub> eq.)  
 $V_{GGPP,y}$  “Теоретический” объем газа, поставленного на Губкинский ГПЗ по базовому сценарию в течение периода у (ст.м<sup>3</sup>)  
 $w_{carbon,GGPP,y}$  Среднее содержание углерода в газе, произведенном в точке А в течение периода у (равное  $w_{A,y}$ , кг С/ст.м<sup>3</sup>)

Выбросы по базовому сценарию за счет газа, потребленного ДКС<sub>б</sub> в течение периода у, определяются как:

$$(13) \quad BL_{BCSby} = V_{BCSb,y} \cdot w_{carbon,BCSb,y} \cdot \frac{44}{12} \cdot \frac{1}{1000}$$

где:

$BL_{BCSb,y}$  Выбросы за счет потребления газа “теоретической” ДКС<sub>б</sub>  
 $V_{BCSb,y}$  “Теоретический” объем газа, который был бы поставлен на ДКС<sub>б</sub> меньшей производительности по базовому сценарию в течение периода у (ст.м<sup>3</sup>)  
 $w_{carbon,BCSb,y}$  Среднее содержание углерода в газе, произведенном в точке А в течение периода у (равное  $w_{A,y}$ , кг С/ст.м<sup>3</sup>)

### Для расчета проектных выбросов ПГ используется следующий подход:

В соответствии с формулами, представленными в детерминированном ПТД, рассчитываются четыре отдельных источника выбросов по проекту:

1. Выбросы CO<sub>2</sub> за счет потребления топлива
2. Выбросы CO<sub>2</sub> за счет потребления иных видов топлива взамен полученного газа
3. Выбросы CO<sub>2</sub> за счет потребления электроэнергии, поставленной региональной энергосистемой Тюменской области
4. Выбросы CH<sub>4</sub> за счет утечек (при добыче, транспортировке и переработке полученного ПНГ, а также при любых возможных авариях).

#### 1. Выбросы CO<sub>2</sub> за счет потребления топлива

Согласно пересмотренному плану мониторинга, выбросы CO<sub>2</sub> за счет сжигания топлива на площадке, утечек, сгорания в факелах и сбросов в атмосферу в ходе транспортировки и подготовки полученного газа рассчитываются согласно Формуле (17) ПТД.

$$(17) \quad PE_{CO2,gas,y} = V_{CONSUM\_BCS,y} * w_{BDG,y} * 44 / 12 + V_{FLARES,y} * w_{A,y} * 44 / 12,$$

где

$V_{CONSUM\_ДКС,y}$  - Объем осушенного топливного и пускового газа для турбоприводов блоков компрессоров, газа для розжига и продувки, измеренный в точке КУУГ ГП-4 (тысяч ст.м<sup>3</sup>);  
 $V_{FLARES,y}$  - Объем ПНГ, сгорающего в факелах высокого ( $V_{FLARE, HP,y}$ ) и низкого давления ( $V_{FLARE, NP,y}$ ) на ДКС (тысяч ст.м<sup>3</sup>);

- $W_{BDG,y}$  - Среднее содержание углерода в осушенном газе, используемом как топливо для газовых турбин (измеренное в точке  $B_{DG}$  (кг С/ст.м<sup>3</sup>);
- $W_{A,y}$  - Среднее содержание углерода в ПНГ, поставленном на ДКС в точке А (кг С/м<sup>3</sup>).

## 2. Выбросы CO<sub>2</sub> за счет потребления иных видов топлива взамен полученного газа

Топливом для новой СО установки служит, в основном, полученный газ, подготовленный на самой установке (и отведенный из потока еще до измерений экспортных объемов) Однако для работы резервных дизельных генераторов на ДЭС (например, во время остановов и пусков) используются ограниченные количества дизельного топлива. Это незначительный источник выбросов. Для расчета результирующих выбросов CO<sub>2</sub> от потребления дизельного топлива (никакие иные виды топлива не применяются) используется следующая формула:

$$(4) \quad PE_{CO_2, other\ fuels, y} = \frac{1}{1000} \cdot m_{diesel, y} \cdot NCV_{diesel} \cdot EF_{CO_2, diesel},$$

где:

$PE_{CO_2, other-fuels, y}$	Выбросы CO <sub>2</sub> за счет потребления иных видов топлива кроме газа, полученного в ходе деятельности по проекту в течение периода у, тонн CO <sub>2</sub>
$m_{diesel, y}$	Количество дизельного топлива, потребленного в ходе деятельности по Проекту в течение периода у, кг
$NCV_{diesel}$	Низшая теплотворная способность дизельного топлива, кДж/кг
$EF_{CO_2, diesel}$	Показатель выбросов CO <sub>2</sub> при сжигании дизельного топлива, кг CO <sub>2</sub> /кДж

## 3. Выбросы CO<sub>2</sub> за счет потребления электроэнергии, поставленной региональной энергосистемой Тюменской области

В ходе деятельности по проекту потребляется электроэнергия, поставленная региональной энергосистемой Тюменской области, и соответствующие выбросы, связанные с таким потреблением, должны рассматриваться как источник выбросов по Проекту.

Этот источник выбросов по проекту описывается количественно согласно элементам "Руководства по расчету проектных выбросов за счет потребления электроэнергии" (редакция 01/ЕВ32) (Руководство), а именно:

$$(10) \quad PE_{EC, y} = EG_{PJ, y} \cdot EF_{grid, y} \cdot (1 + TDL_y),$$

где:

$PE_{EC, y}$	Выбросы по проекту за счет потребления электроэнергии в течение периода у (тонн CO <sub>2</sub> -экв.)
$EG_{PJ, y}$	Количество электроэнергии, потребленное в рамках проекта в течение периода у (МВт ч)
$EF_{grid, y}$	(Консервативное) значение показателя выбросов, используемое по умолчанию (см. «Руководство») (тонн CO <sub>2</sub> /МВт ч)
$TDL_y$	(Консервативное) значение технических потерь при передаче и распределении энергии в энергосистеме, используемое по умолчанию (в %%)

## 4. Выбросы CH<sub>4</sub> за счет утечек



Согласно детерминированному ПТД, имеется три источника выбросов CH<sub>4</sub>, которые должны учитываться как выбросы в рамках Проекта:

- i. Выбросы CH<sub>4</sub> при получении и подготовке газа
- ii. Выбросы CH<sub>4</sub> в ходе транспортировки газа по трубопроводам при нормальных условиях работы
- iii. Выбросы CH<sub>4</sub> в ходе транспортировки газа по трубопроводам при случайных авариях

*(i) Выбросы CH<sub>4</sub> при получении и подготовке газа*

Выбросы CH<sub>4</sub> при получении и подготовке газа рассчитываются на основе Формулы (5) ПТД, упрощенной для обеспечения консервативного подхода:

$$(5) \quad PE_{CH_4, plants, y} = GWP_{CH_4} \cdot \frac{1}{1000} \cdot w_{CH_4, equipment, y} \cdot EF_{equipment} \cdot T_{equipment, plant}$$

где:

$PE_{CH_4, plants, y}$	Выбросы CH <sub>4</sub> от деятельности по Проекту на ДКС в течение периода y, (тонн CO <sub>2</sub> -экв.)
$GWP_{CH_4}$	Одобренный потенциал глобального потепления для метана
$w_{CH_4, equipment, y}$	Средняя массовая доля метана в полученном газе в точке V <sub>DG</sub> (кгCH <sub>4</sub> /кг)
$EF_{equipment}$	Показатель полных выбросов от всех элементов оборудования на основе данных ЕРА (Агентства охраны окружающей среды США) по выбросам за счет утечек, приведенные в ПТД и в отчете по мониторингу (кг/час)
$T_{equipment, plant}$	Время работы оборудования (часов)

Для простоты принимается консервативная оценка, согласно которой в период мониторинга все элементы оборудования работали по 24 часа в сутки. Полный показатель выбросов для *всех* элементов оборудования рассчитывается путем суммирования произведений показателей выбросов для каждого типа оборудования на число элементов такого оборудования. Средняя доля метана в газе утечки принята равной средней массовой доле метана в полученном газе в точке V<sub>DG</sub> (т.е. в потоке осушенного газа). Такой подход является консервативным.

*(ii) Выбросы CH<sub>4</sub> в ходе транспортировки газа по трубопроводам при нормальных рабочих условиях*

Выбросы CH<sub>4</sub> в ходе транспортировки газа по трубопроводам при нормальных рабочих условиях рассчитываются на основе Формулы (6) ПТД, упрощенной с учетом консервативного подхода:

$$(6) \quad PE_{CH_4, pipeline, y} = GWP_{CH_4} \cdot \frac{1}{1000} \cdot w_{CH_4, pipeline, y} \cdot EF_{pipeline} \cdot T_{equipment, pipeline}$$

где:

$PE_{CH_4, pipeline, y}$	Выбросы CH <sub>4</sub> в ходе деятельности по Проекту за счет транспортировки газа по трубопроводам в течение периода y, (тонн CO <sub>2</sub> -экв.)
$GWP_{CH_4}$	Одобренный Потенциал глобального потепления для метана
$w_{CH_4, pipeline, y}$	Средняя массовая доля метана в полученном газе в точке V <sub>DG</sub> , (кг CH <sub>4</sub> /кг)
$EF_{pipeline}$	Показатель полных выбросов от всех элементов оборудования на основе данных ЕРА (Агентства охраны окружающей среды США) по выбросам за счет утечек, (кг/час)

$T_{equipment, pipeline}$  Время работы оборудования (часов)

Для простоты принимается консервативная оценка, согласно которой в период мониторинга все элементы оборудования работали по 24 часа в сутки. Полный показатель выбросов для *всех* элементов оборудования рассчитывается путем суммирования произведений показателей выбросов для каждого типа оборудования на число элементов такого оборудования. Средняя доля метана в газе утечки принята равной средней массовой доле метана в полученном газе в точке В<sub>DG</sub> (т.е. в потоке осушенного газа). Такой подход является консервативным.

*(iii) Выбросы CH<sub>4</sub> в ходе транспортировки газа по трубопроводам при авариях*

В случае любых случайных выбросов газа из трубопровода, соединяющего месторождение Комсомольское и ДКС<sub>Р</sub> (обозначенного как трубопровод 1) или из трубопровода, соединяющего ДКС<sub>Р</sub> и приемную точку Газпрома (обозначенного как трубопровод 2), результирующие выбросы CH<sub>4</sub> должны оцениваться и учитываться как источник выбросов по Проекту (*примечание*: формула, представленная в Методологии/ПТД, пересмотрена, как это описано в параграфе 8 Раздела В.2 отчета по мониторингу):

$$(7) \quad PE_{CH_4, pipeline, accident} = GWP_{CH_4} \cdot \frac{1}{1000} \cdot (V_{A_1, A_2, accident} + V_{remain, accident}) \cdot w_{CH_4, pipeline, accident}$$

где:

$$(8) \quad V_{A_1, A_2, accident} = (t_2 - t_1) \cdot F$$

$$(9) \quad V_{remain, accident} = d_i \cdot \pi \cdot L_i \cdot \frac{P_p}{P_s} \cdot \frac{T_{S(K)}}{T_{P(K)}}$$

где:

$PE_{CH_4, pipeline, accident}$	Выбросы CH <sub>4</sub> в результате случайного выброса газа из трубопровода <i>i</i> (тонн CO <sub>2</sub> -экв.)
$V_{A_1, A_2, accident}$	Объем газа, поставленного в трубопровод <i>i</i> с момента начала утечки газа и до закрытия вентилей отсечки (ст.м <sup>3</sup> )
$V_{remain, accident}$	Объем газа, остающегося в трубопроводе <i>i</i> после закрытия вентилей отсечки (ст.м <sup>3</sup> )
$w_{CH_4, pipeline, accident}$	Средняя массовая доля CH <sub>4</sub> для газа в трубопроводе <i>i</i> (кг CH <sub>4</sub> /ст.м <sup>3</sup> )
$t_1$	Время утечки газа, вызванной произошедшей аварией. Рассчитывается на основании данных непрерывного мониторинга давления в трубопроводе
$t_2$	Время закрытия вентилей отсечки трубопровода вверх и вниз по потоку на основе текущих рабочих данных
$F$	Скорость подачи газа в трубопровод <i>i</i> , согласно данным расходомера (ст.м <sup>3</sup> /с)
$d_i$	Радиус трубопровода <i>i</i> (м)
$\pi$	Отношение длины окружности к ее диаметру
$L_i$	Длина трубопровода <i>i</i> (м)
$P_p$	Давление в трубопроводе <i>i</i> в момент закрытия вентилей отсечки трубопровода вверх и вниз по потоку (кПа)
$P_s$	Стандартное давление (кПа)
$T_{P(K)}$	Температура в трубопроводе в момент изоляции утечки вентилями отсечки (Кельвин, преобразованы из °С для использования в уравнении состояния газа)

$T_{S(K)}$  Стандартная температура (Кельвинах, преобразованы из °С для использования в уравнении состояния газа)  
 $i$  Номер трубопровода  $i$ , равен 1 или 2

Суммарные проектные выбросы рассчитываются согласно следующей формуле:

(18)

$$PE_{Total,y} = PE_{CO_2,gas,y} + PE_{CO_2,other-fuels,y} + PE_{EC,y} + PE_{CH_4,plants,y} + PE_{CH_4,pipeline,y} + PE_{CH_4,pipeline,accident,y}$$

где,

$PE_{CO_2,gas,y}$  Выбросы CO<sub>2</sub> в ходе деятельности по проекту за счет сжигания топлива, сгорания в факелах или выбросов полученного газа в атмосферу в течение периода  $y$ , (тонн CO<sub>2</sub>-экв.)

$PE_{CO_2,other-fuels,y}$  Выбросы CO<sub>2</sub> за счет потребления иных видов топлива, кроме полученного газа, в ходе деятельности по Проекту в течение периода  $y$ , (тонн CO<sub>2</sub>-экв.)

$PE_{EC,y}$  Выбросы CO<sub>2</sub> за счет потребления электроэнергии в течение периода  $y$ , (тонн CO<sub>2</sub>-экв.)

$PE_{CH_4,plants,y}$  Выбросы CH<sub>4</sub> в ходе деятельности по проекту на установках по получению и подготовке газа в течение периода  $y$ , (тонн CO<sub>2</sub>-экв.)

$PE_{CH_4,pipeline,y}$  Выбросы CH<sub>4</sub> в результате деятельности по проекту в ходе транспортировки газа по трубопроводам при нормальных условиях работы в течение периода  $y$ , (тонн CO<sub>2</sub>-экв.)

$PE_{CH_4,pipeline,accident}$  Выбросы метана из транспортных трубопроводов при случайных авариях, (тонн CO<sub>2</sub>-экв.)

Утечки по проекту незначительные и приняты равными нулю (обоснование см. в ПТД).

**Для расчета сокращений выбросов используется следующий подход:**

$$(15) \quad ER_y = BL_y - PE_{CO_2,gas,y} - PE_{CO_2,other-fuels,y} - PE_{EC,y} - PE_{CH_4,plants,y} - PE_{CH_4,pipeline,y} - PE_{CH_4,pipeline,accident} - L_y,$$

где:

$ER_y$  Сокращение выбросов в ходе деятельности по проекту в течение периода  $y$ , (тонн CO<sub>2</sub>-экв.)

$BL_y$  Выбросы согласно базовой методике в течение периода  $y$ , (тонн CO<sub>2</sub>-экв.)

$PE_{CO_2,gas,y}$  Выбросы CO<sub>2</sub> в ходе деятельности по проекту за счет сжигания топлива, сгорания в факелах или сброса в атмосферу полученного газа в течение периода  $y$ , (тонн CO<sub>2</sub>-экв.)

$PE_{CO_2,other-fuels,y}$  Выбросы CO<sub>2</sub> за счет потребления иных видов топлива, кроме полученного газа в ходе деятельности по проекту в течение периода  $y$ , в тоннах CO<sub>2</sub>

$PE_{EC,y}$  Выбросы CO<sub>2</sub> за счет потребления электроэнергии в течение периода  $y$ , в тоннах CO<sub>2</sub>

$PE_{CH_4,plants,y}$	Выбросы $CH_4$ в ходе деятельности по Проекту на установках по получению и подготовке газа в течение периода $y$ , в тоннах $CO_{2e}$
$PE_{CH_4,pipeline,y}$	Выбросы $CH_4$ в ходе деятельности по Проекту в ходе транспортировки газа по трубопроводам при нормальных условиях работы в течение периода $y$ , в тоннах $CO_{2e}$
$PE_{CH_4,pipeline,accident}$	Выбросы метана из транспортных трубопроводов при случайных авариях, в тоннах $CO_{2e}$
$L_y$	Выбросы за счет утечек в течение периода $y$ , в тоннах $CO_2$

В Таблице В.2.1. представлены данные и параметры, которые были определены и зафиксированы в ПТД (не подлежат мониторингу), включая значения и показатели, заданные по умолчанию (соответствуют Разделу D.1. верифицированного отчета по мониторингу).

**Таблица В.2.1. Данные и параметры, которые были определены в ПТД и не подлежат мониторингу.**

<b>Данные / Параметр:</b>	$GWP_{CH_4}$
Единицы измерения:	-- (безразмерный(е))
Описание:	Одобренное значение Потенциала глобального потепления для метана
Источник использованных данных:	Третий доклад об оценках МГЭИК, 2001
Значение(я):	21
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по Проекту
Дополнительные замечания:	

<b>Данные / Параметр:</b>	$\pi$
Единицы измерения:	-- (безразмерный(е))
Описание:	Отношение длины окружности к ее диаметру
Источник использованных данных:	Онлайн Энциклопедия целочисленных последовательностей (OEIS)
Значение(я):	3,1416
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по Проекту (случайные утечки)
Дополнительные замечания:	

<b>Данные / Параметр:</b>	$P_s$
Единицы измерения:	кПа
Описание:	Стандартное давление
Источник использованных данных:	ПТД / AM0009 v2.1

данных:	
Значение(я):	101 325 кПа
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по Проекту (случайные утечки)
Дополнительные замечания:	Стандартное давление

<b>Данные / Параметр:</b>	$T_s$
Единицы измерения:	$^{\circ}$ Цельсия
Описание:	Стандартная температура
Источник использованных данных:	-
Значение(я):	20 $^{\circ}$ C
Указать, для каких расчетов использованы данные Комсомольское (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по базовой методике и Проекту
Дополнительные замечания:	Стандартная температура

<b>Данные / Параметр:</b>	$L_1$
Единицы измерения:	Метры
Описание:	Длина трубопровода от УПСВ до ДКС месторождения Комсомольское
Источник использованных данных:	В процессе завершения
Значение(я):	357 метров
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по Проекту (случайные утечки)
Дополнительные замечания:	

<b>Данные / Параметр:</b>	$L_2$
Единицы измерения:	Метры
Описание:	Длина трубопровода от ДКС месторождения Комсомольское до ЕСГ
Источник использованных данных:	ПТД
Значение(я):	5 434 метров
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по Проекту (случайные утечки)

Дополнительные замечания:	
---------------------------	--

<b>Данные / Параметр:</b>	$d_1$
Единицы измерения:	Метры
Описание:	Диаметр трубопровода от УПСВ до ДКС
Источник использованных данных:	ПТД
Значение(я):	1,22 метра
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по Проекту (случайные утечки)
Дополнительные замечания:	

<b>Данные / Параметр:</b>	$d_2$
Единицы измерения:	Метры
Описание:	Диаметр трубопровода от ДКС до ЕСГ
Источник использованных данных:	ПТД
Значение(я):	0,53 метра
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по Проекту (случайные утечки)
Дополнительные замечания:	

<b>Данные / Параметр:</b>	$V_{GGPP,y}$
Единицы измерения:	тысяч ст.м <sup>3</sup>
Описание:	Объем газа, поставленного на Губкинский ГПЗ по базовой методике
Источник использованных данных:	ПТД, пересчитаны в суточные объемы
Значение(я):	950 млн ст.м <sup>3</sup> /год / 365 дней * 91 день за период мониторинга = 236 849,315 тысяч ст.м <sup>3</sup>
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по базовой методике
Дополнительные замечания:	

<b>Данные / Параметр:</b>	$V_{BCSh,y}$
Единицы измерения:	тысяч ст.м <sup>3</sup>
Описание:	Объем газа, использованного для работы ДКС по базовой методике
Источник использованных данных:	ПТД, пересчитаны в суточные объемы

данных:	
Значение(я):	9 млн ст.м <sup>3</sup> /год / 365 дней * 91 дней за период мониторинга = 2 243,836 тысяч ст.м <sup>3</sup>
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по базовой методике
Дополнительные замечания:	

<b>Данные / Параметр:</b>	$EF_{grid,y}$
Единицы измерения:	т CO <sub>2</sub> /МВт ч
Описание:	Показатель выбросов от региональной энергосистемы Тюменской области в течение периода
Источник использованных данных:	ПТД
Значение(я):	1,3 (т CO <sub>2</sub> /МВт ч)
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по Проекту
Дополнительные замечания:	

<b>Данные / Параметр:</b>	$TDL_y$
Единицы измерения:	--
Описание:	Средние технические потери в сети на передачу и распределение
Источник использованных данных:	ПТД
Значение(я):	20.0%
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по Проекту
Дополнительные замечания:	

<b>Данные / Параметр:</b>	$EF_{pipeline}$
Единицы измерения:	кг CH <sub>4</sub> /час
Описание:	Показатель полных выбросов для транспортных газопроводов
Источник использованных данных:	ПТД
Значение(я):	0,664 (кг/час)
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по Проекту

выбросов от утечек)	
Дополнительные замечания:	

<b>Данные / Параметр:</b>	<i>EF<sub>equipment</sub></i>
Единицы измерения:	кг СН <sub>4</sub> /час
Описание:	Показатель полных выбросов для всего оборудования
Источник использованных данных:	ПТД
Значение(я):	8,725 (кг/час)
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по Проекту
Дополнительные замечания:	

#### В.4. Подход к организации и проведению мониторинга

В мониторинге и верификации деятельности по Проекту СО участвуют четыре подразделения РН-Пурнефтегаз:

1. Два подразделения Управления подготовки и транспортировки нефти, газа и конденсата:
  - а. Цех подготовки и компримирования газа №2 (оператор ДКС);
  - б. Производственная лаборатория химического анализа;
2. Отдел главного метролога;
3. Управление энергетики;
4. Управление промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды (координационный орган в части консолидации данных и обучения).

Чтобы внедрить процедуры мониторинга в рамках Проекта СО и Стандарт ООО РН-Пурнефтегаз “Проект использования попутного газа на Комсомольском нефтяном месторождении. Руководство по мониторингу”, введённый Приказом №2254 от 14 октября 2011 г., были предприняты следующие шаги:

- Издано Руководство “О реализации процедур мониторинга” от 28 октября 2011 г.,
- Проведено обучение персонала (Список №1 об обучении процедурам мониторинга в рамках Проекта СО по использованию попутного газа на Комсомольском нефтяном месторождении).

Отдел охраны окружающей среды Управления промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды координирует взаимодействие между всеми подразделениями, отвечающими за сбор и передачу первичных и резервных данных, необходимых для осуществления мониторинга в рамках Проекта СО, руководит консолидацией записей данных, поступивших из различных подразделений, проведением периодических расчетов достигнутых сокращений выбросов и координирует обучение соответствующего персонала.

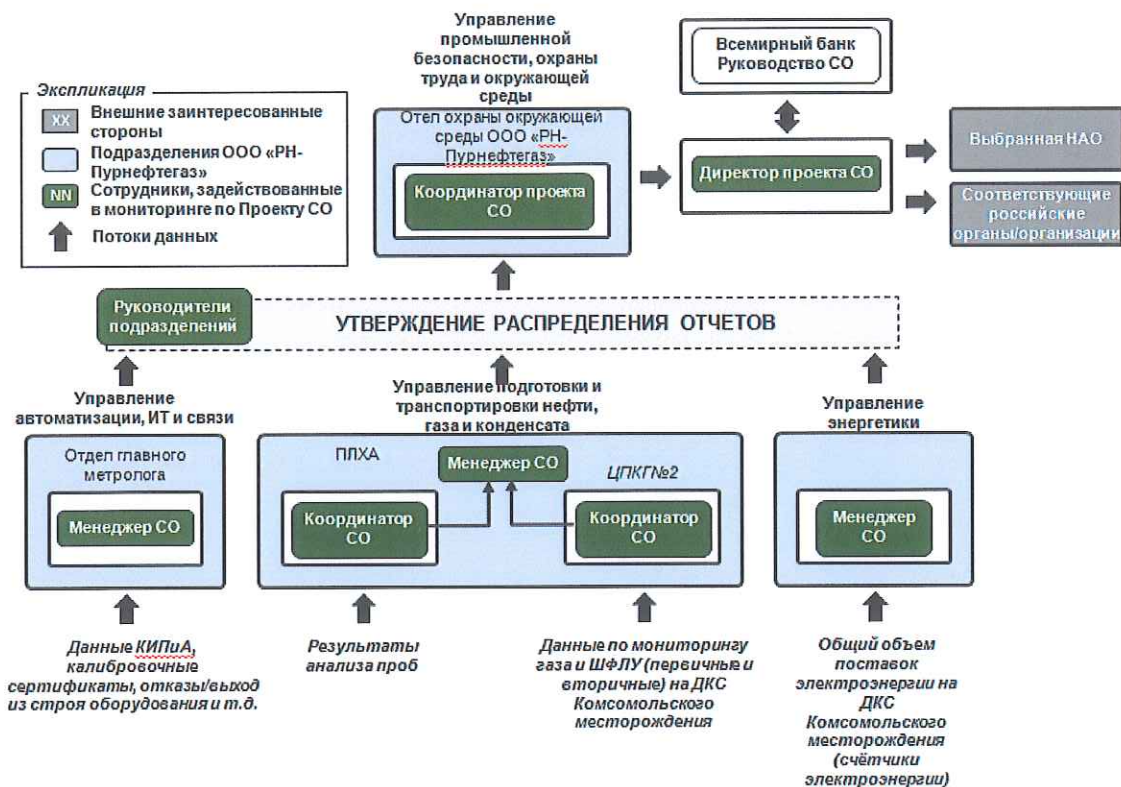
Директоры проекта СО – г-н Р. Латыш, Директор Департамента экономики и бизнес-планирования НК-Роснефть и г-н Н. Елисеев, Заместитель руководителя газовых проектов компании Роснефть, НК-Роснефть - руководят реализацией проекта СО, верификацией и получением разрешения на



выдачу ЕСВ. Директоры проекта координируют связь со всеми сторонами-участниками деятельности по проекту, как внутренними, так и внешними.

В следующих ниже разделах очерчены ключевые функции и зоны ответственности всех участвующих организационных единиц.

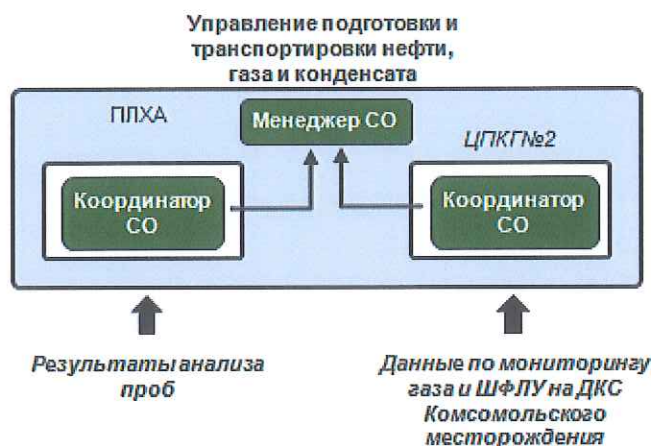
Рис. 2: Общая организационная структура Проекта СО



### Управление подготовки и транспортировки нефти, газа и конденсата

Управление подготовки и транспортировки нефти, газа и конденсата отвечает за сбор, составление, контроль качества, подготовку отчетности и хранение основной массы первичных и вторичных данных, требующихся для осуществления успешного мониторинга Проекта СО, верификации и выдачи / передачи покупателю ЕСВ.

Рис. 3: Организационная структура мониторинга Проекта СО в Управлении



Менеджером СО по производству назначен г-н Айдар Абдулхаков, Заместитель начальника Управления подготовки и транспортировки нефти, газа и конденсата для координации деятельности по осуществлению мониторинга в рамках Проекта СО в Управлении подготовки и транспортировки нефти, газа и конденсата.

Менеджер СО по производству выполняет следующие обязанности:

- Отбор, назначение, оценка квалификации и обучение Координаторов СО для (i) цеха подготовки и компримирования газа №2 и (ii) Производственной лаборатории химического анализа;
- Получение от Координатора СО ДКС и Координатора СО ПЛХА заполненных Excel-форм, в которых содержатся данные по месяцу, и анализ их качества; предоставление этих форм через Руководителя управления (для утверждения) Координатору проекта СО до пятого числа следующего месяца в соответствии с Разделом D.8;
- Содействие взаимодействию и общая ответственность за мероприятия, осуществляемые сотрудниками Управления, задействованными в осуществлении мониторинга в рамках Проекта СО, с целью устранения ошибок и упущений в наборах первичных данных.

#### Цех подготовки и компримирования газа №2:

Ключевые функции и зоны ответственности сотрудников Цеха подготовки и компримирования газа №2 (ЦПКТГ №2):

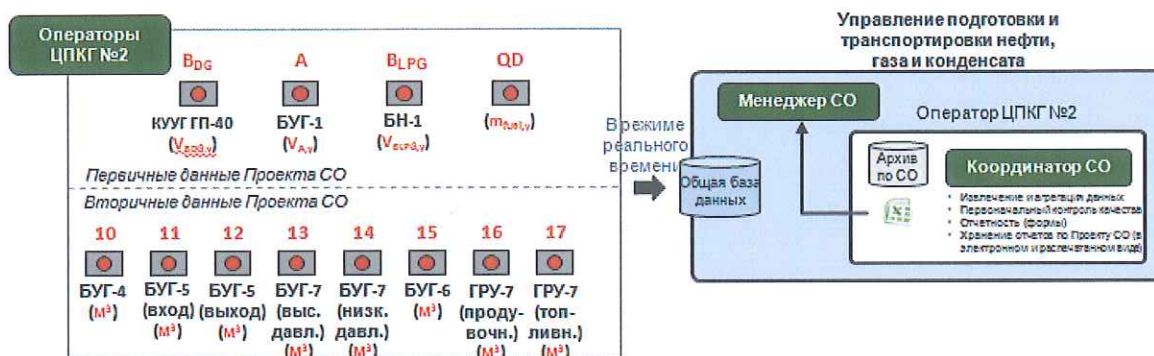
##### ➤ Операторы ЦПКТГ №2:

- Обеспечение надлежащего мониторинга, а также передачи в режиме реального времени и хранения первичных данных в общей базе данных в соответствии с требованиями мониторинга в рамках Проекта СО, включая:
  - На ДКС Комсомольского месторождения:

- Замеры на постоянной основе объема ШФЛУ, откачиваемого на УПСВ (на УСК)
    - На узле коммерческого учета, расположенном в точке подключения к ЕСГ ОАО Газпром:
      - Замеры на постоянной основе объема осушенного газа, реализуемого в ЕСГ ОАО Газпром (на КУУГ ГП-40)
      - Объем и состав газа, используемого для собственного потребления (топливо и пусковой газ, газ для розжига факелов, продувочный газ) на БУГ-4;
      - Объема газа, сгорающего в факелах факельного коллектора высокого давления (БУГ-7);
      - Объема газа, сгорающего в факелах факельного коллектора низкого давления (БУГ-7).
  - b) Обеспечение замеров, передачи (в режиме реального времени) и хранения вторичных (резервных) данных в надлежащем формате в общей базе данных в соответствии с определением, приведенным в системе мониторинга Проекта СО в Разделе Е, включая:
    - Замеры на постоянной основе на ДКС Комсомольского месторождения:
      - Объема и состава осушенного газа в БУГ-6
    - Замеры на постоянной основе на КУУГ ГП-40:
      - Состава осушенного газа, реализуемого в ЕСГ ОАО Газпром (на КУУГ ГП-40)
  - c) Отбор проб следующих потоков сред в соответствии с Разделом D.3, используемых в качестве первичных данных для мониторинга:
    - ПНГ с УПСВ на входе в ДКС (отбор проб в БУГ-1)
    - Осушенный газ перед подключением к ЕСГ ОАО Газпром (отбор проб на КУУГ ГП-40)
    - ШФЛУ до подачи на УПСВ на УСК (отбор проб в БН-1)
- Координатор СО ДКС выполняет следующие обязанности:
- a) Обеспечение надлежащей квалификации у всего персонала ЦПКГ №2, задействованного в осуществлении мониторинга по Проекту СО, а также проведения обучения, необходимого для выполнения ими своих обязанностей, как это описано в РМ;
  - b) На ежедневной основе – обеспечение расчета и консолидации сводных объемов газа и ШФЛУ, прошедших за истекший 24-часовой период через соответствующие пункты замера, на основании записей, содержащихся в общей базе данных и внесение в Excel-форму, разработанную для составления отчетности по соответствующим первичным и вторичным данным в соответствии с процедурой, описанной в Разделах D.2 и E.2 РМ;
  - c) На ежемесячной основе – проведение первичного контроля качества данных, заносимых в Excel-форму в соответствии с описанием, содержащимся в Разделах D.7 и E.3, чтобы определить и избежать ошибок и пропусков в данных до составления отчетности;
  - d) После проведения первичного контроля качества - представление заполненной Excel-формы, в которую должны быть включены данные за один (1) месяц в соответствии с Разделами D.8 и E.4, Менеджеру СО Управления подготовки и транспортировки нефти, газа и конденсата не позднее второго числа месяца, следующего за отчетным;

- е) Создание и ведение архива для хранения Excel-форм в соответствии с Разделами D.9 и E.5 РМ, в которых должны содержаться отчетные совокупные данные по параметрам Проекта СО (как первичные данные, так и вторичные данные) в электронной и печатной форме. Все записи должны соответствующим образом храниться в архиве в течение, по крайней мере, двух лет после окончания периода кредитования в рамках Проекта СО (до начала 2015 г.).

Рис. 4: Основные функции и зоны ответственности Отдела подготовки газа и конденсата



#### Производственная лаборатория химического анализа

Ниже приведены основные функции и зоны ответственности сотрудников Производственной лаборатории химического анализа (ответственная – г-жа Жолудева М., Начальник подразделения контроля качества масел):

➤ *Сотрудники лаборатории:*

- Анализ проб в лаборатории в соответствии с процедурой, описанной в Разделе D.3 РМ и надлежащее хранение результатов анализа в соответствии с требованиями осуществления мониторинга по Проекту СО в распечатанной и электронной формах на площадке в соответствии с Разделом D.9 РМ;
- Предоставление Координатору СО ПЛХА всей соответствующей информации, необходимой для заполнения Excel-формы по Проекту СО с целью составления отчетности по составу сред, и своевременное получение данной информации Координатором СО ПЛХА.

➤ Координатор СО ПЛХА выполняет следующие обязанности:

- Перед запуском Проекта СО необходимо доработать письменную процедуру, описывающую (1) организацию периодического отбора проб соответствующих потоков сред (включая подробное описание точек расположения пробоотборников, стандартов и оборудования, применяемых для пробоотбора, и т.д.), (2) методы их анализа в Лаборатории (включая описание используемого оборудования, требований по его поверке, стандартов, применяемых в рамках анализа состава и расчета характеристик сред, статуса аккредитации лаборатории и т.д.), а также (3) требования в части квалификации персонала,

задействованного в пробоотборе, проведении анализа и составлении отчетности по полученным результатам для их предоставления Координатору СО ПЛХА;

- b) Обеспечение наличия соответствующей квалификации у персонала Лаборатории, задействованного в осуществлении мониторинга в рамках Проекта СО, а также обучения данного персонала, необходимого для выполнения своих обязанностей в соответствии с РМ;
- c) В конце каждого месяца – занесение необходимой информации по каждой смешанной пробе, отобранной и проанализированной в течение прошедшего месяца, в Excel-форму, разработанную для целей составления отчетности по этим данным;
- d) Проведение первичного контроля качества данных, заносимых в Excel-форму, в соответствии с Разделом D.7 РМ для того, чтобы определить и избежать ошибок и пропусков в наборе первичных данных до предоставления отчетности;
- e) В случае если набор первичных данных, подготовленный на основе лабораторных результатов, является неполным и не соответствует периодичности пробоотбора и анализа, необходимой для осуществления мониторинга в рамках Проекта СО, вследствие ошибочных или недостающих (ежемесячных) данных – запрос у Координатора СО ДКС резервных данных, показывающих компонентный состав соответствующего(их) потока(ов) газа, и замена недостающих данных, по возможности, в соответствии с Разделом G РМ;
- f) После первичного контроля качества и замены ошибочных или недостающих данных (в случае необходимости и в соответствии с данным Руководством) – предоставление заполненных Excel-форм, которые должны включать данные за один (1) месяц, Менеджеру СО Управления подготовки и транспортировки нефти, газа и конденсата не позднее второго числа следующего месяца в соответствии с Разделом D.8 РМ.

Рис. 5: Основные функции и зоны ответственности Производственной лаборатории химического анализа



#### Отдел главного метролога:

Основные функции и зоны ответственности Отдела главного метролога включают:

➤ *Сервисная организация, выполняющая работы по договору с ООО РН-Пурнефтегаз*

- a) Обеспечение соответствия всего оборудования для мониторинга, установленного с целью проведения замеров параметров, описанных в Разделах D и E РМ, соответствующим требованиям, включая национальные или международные стандарты, применяемые для

проведения индивидуальных замеров (все установленные счётчики должны соответствовать технологическим инструкциям, принятым в российской нефтегазовой отрасли и внесены в Государственный реестр средств измерений РФ). Все средства измерения на площадке ДКС должно быть совершенно новым; срок эксплуатации данного оборудования должен составлять не менее 20 лет;

- b) Обеспечение обновления на постоянной основе архива, включающего данные по основным характеристикам всех счётчиков, используемых для проведения замеров в рамках Проекта СО, включая необходимую информацию о всех соответствующих подустройствах;
  - c) Обеспечение проведения поверки и технического обслуживания в соответствии с правилами производителей и национальными нормативами с периодичностью в соответствии с технической и нормативной документацией, включая контроль за степенью точности счётчиков и конфигурацией программного обеспечения, относящегося к замерам потоков газа. Все записи по поверке должны быть надлежащим образом заархивированы, и к ним должен быть обеспечен доступ со стороны выбранной НАО для осуществления периодической верификации в случае необходимости;
  - d) Ведение журнала отказов по каждому счётчику с целью регистрации любых отклонений от стандартного режима эксплуатации.
  - e) На постоянной основе – передача данных по отказам устройств Менеджеру СО по метрологии и обеспечение своевременного ремонта/замены и поверки дефектных/вышедших из строя устройств, требующихся для осуществления мониторинга в рамках Проекта СО.
- Менеджер СО по метрологии – г-н М.Стругацкий, Главный метролог выполняет следующие обязанности:
- a) Перед запуском Проекта СО – подготовка обзора всей установленной измерительной аппаратуры, которая будет использоваться в рамках мониторинга по Проекту СО в Excel-форме, разработанной с целью составления отчетности по этим данным, и предоставление данной формы Координатору проекта СО;
  - b) Получение данных от сервисной организации по отказам устройств и обеспечение контроля за своевременным ремонтом, заменой и поверкой дефектных/вышедших из строя устройств, требующихся для осуществления мониторинга в рамках Проекта СО;
  - c) В конце каждого месяца – подготовка обновленной версии Excel-формы КИПиА узлов учета, в которой должно содержаться следующее: (1) обзор состояния установленной измерительной аппаратуры; (2) статус её поверки, а также (3) журналы по замерным ниткам по каждому счётчику, используемому для осуществления мониторинга в рамках Проекта СО, с описанием всех основных событий в соответствии с Разделом F.1 и их предоставление через Руководителя управления (для утверждения) Координатору проекта СО не позднее пятого числа следующего месяца в соответствии с Разделом D.8 PM.

#### **Управление энергетикой:**

Основные функции и зоны ответственности сотрудников Управления энергетикой включают следующее:

➤ *Сервисные организации, выполняющие работы по договору с ООО РН-Пурнефтегаз:*

- a) Обеспечение организации технического учёта электроэнергии посредством установки и поверки счётчиков электроэнергии в соответствии с правилами их изготовителей и национальными нормативами с тем, чтобы мог быть рассчитан общий объем электроэнергии, получаемой из региональной энергосистемы Тюменской области с целью эксплуатации объектов и используемой в рамках Проекта СО, и по нему могла бы быть составлена отчетность согласно соответствующим процедурам Проекта СО;
- b) Ведение журнала отказов по каждому счётчику с целью регистрации любых отклонений от стандартного режима эксплуатации.
- c) На постоянной основе – передача данных по отказам устройств Менеджеру СО Управления энергетики и обеспечение своевременного ремонта/замены и поверки дефектных/вышедших из строя устройств, требующихся для осуществления мониторинга в рамках Проекта СО.
- d) Замеры расхода дизельного топлива на дизельной электростанции (ДЭС-1, 2).

➤ Менеджер СО Управления энергетики – г-н Бекиров, А.М.:

- a) На постоянной основе – передача данных по отказам устройств Координатору проекта СО и обеспечение своевременного ремонта/замены и поверки дефектных/вышедших из строя устройств, требующихся для осуществления мониторинга в рамках Проекта СО;
- b) В конце каждого месяца – подготовка Excel-формы Управления энергетики, разработанной с целью составления отчетности по общему потреблению электроэнергии за предыдущий месяц, замеренному при помощи отдельных счётчиков электроэнергии, и предоставление данной формы через Руководителя управления (для утверждения) Координатору проекта СО не позднее пятого числа следующего месяца в соответствии с Разделом D.8 РМ;
- c) Получение данных от сервисной организации по отказам устройств и обеспечение контроля за своевременным ремонтом, заменой и поверкой дефектных/вышедших из строя устройств, требующихся для осуществления мониторинга в рамках Проекта СО.

**Управление охраны окружающей среды:**

Управление охраны окружающей среды (Управление промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды) координирует взаимодействие между всеми подразделениями, отвечающими за сбор и передачу первичных и резервных данных, необходимых для осуществления мониторинга в рамках Проекта СО, руководит консолидацией записей данных, поступивших из различных подразделений, а также выполняемыми на периодической основе расчетами достигнутых совокупных сокращений выбросов, координирует обучение соответствующего персонала. Координатором проекта СО для руководства этими функциями до начала периода кредитования был назначен г-н О. Ньюшаев, Заместитель Главного инженера, Руководитель Управления промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды.

- a) Управление и организация периодических верификаций сокращений выбросов на площадке, включая проведение внутреннего технического аудита на площадке;

- b) По получении ежемесячных данных от Менеджеров СО управлений (не позднее пятого числа следующего месяца) – введение всех наборов первичных и резервных данных, фиксируемых в Excel-формах, в Модель мониторинга в рамках Проекта СО;
- c) Анализ данных, введенных в Модель мониторинга в рамках Проекта СО, с целью предотвращения и определения ошибок и упущений в процессе сбора данных и/или ручного ввода записей;
- d) Создание и ведение электронного архива для хранения копии Модели мониторинга в рамках Проекта СО после внесения соответствующих записей и осуществления контроля качества данных за каждый месяц;
- e) Не позднее десятого числа каждого месяца – суммирование результатов деятельности в рамках Проекта СО за предыдущий месяц в форме краткой служебной записки на имя Директора проекта СО;
- f) Не позднее пятнадцатого дня после окончания каждого периода мониторинга – (1) определение соответствующих значений по всем параметрам Проекта СО, применяемым для расчета и доработка расчета достигнутых совокупных сокращений выбросов в соответствии с Разделом L.2; (2) извлечение необходимых данных из Модели мониторинга в рамках Проекта СО в таблицу в формате Excel (.xls) для предоставления в качестве приложения к периодически выпускаемому Отчету по мониторингу в соответствии с Разделом L.3; а также (3) хранение копии набора окончательных данных в электронном архиве в соответствии с Разделом L.3 РМ.

Рис. 6: Основные функции и зоны ответственности Координатора проекта СО



Отчет по мониторингу с описанием результатов согласно Модели мониторинга в рамках Проекта СО и другую соответствующую информацию за заданный период мониторинга (например,



ежеквартально/ежегодно) подготавливает Менеджер СО – г-жа Т.Коробова, И.о.Руководителя Управления окружающей среды с использованием формата Отчета по мониторингу, приложенного к Руководству по мониторингу. Менеджер СО передает Проект отчета Координатору Проекта СО от УОС, ответственному за его рассмотрение и перекрестную проверку. Окончательный проект Отчета представляется на утверждение Директору Проекта СО.

Директор Проекта СО представляет Отчет Всемирному банку для рассмотрения. При этом Директор отвечает за проведение верификации Отчета.

**Директор проекта СО** – Ростислав Латыш, Департамента экономики и бизнес-планирования от НК-Роснефть отвечает за:

- a) Управление реализацией Проекта СО и исполнением договорных обязательств по ДПСВ, включая следующую деятельность в отношении Всемирного банка:
  - i. Предоставление на регулярной основе Отчетов по мониторингу на рассмотрение и утверждение Всемирного банка
  - ii. Содействие в обеспечении информационного взаимодействия по вопросам, поднимаемым в процессе верификации НАО, Всемирным банком и соответствующими подразделениями и сотрудниками ООО РН-Пурнефтегаз;
- b) Руководство верификацией и передачей ЕСВ;
- c) Координация информационного взаимодействия со всеми заинтересованными сторонами Проекта СО (как внутренними, так и внешними).

#### **В.4. Данные по параметрам, подлежащим мониторингу, и метрологическому обеспечению**

<b>Данные / Параметр:</b>	$V_{A,y}$
Единицы измерения:	тысяч ст.м <sup>3</sup>
Описание:	Объем ПНГ, произведенного на УПСВ, подготовленного и переданного на ДКС в точке А (Поток №1)
Измеренные / Рассчитанные / По умолчанию:	Рассчитанные
Источник данных:	Формула 16
Значение(я) отслеживаемого(ых) параметра(ов):	406 990,653
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Для расчета выбросов по базовой методике
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер,	-

частота проверок, дата последней поверки, срок действия)	
Частота измерений/ отсчетов/ регистрации:	-
Метод расчета (в случае применимости):	Формула 16 (в Разделе В.2)
Применяемые процедуры оценки/контроля качества:	1. Контроль дисперсии расчетных величин, превышающей ожидаемую в нормальных условиях (чтобы избежать существенных рассогласований и отклонений)

<b>Данные / Параметр:</b>	$V_{BDG,y}$	
Единицы измерения:	тысяч ст.м <sup>3</sup>	
Описание:	Объем осушенного газа (СОГ), произведенного на ДКС и переданного в ЕСГ Газпрома в точке $V_{DG}$ (Поток №2)	
Измеренные / Рассчитанные / По умолчанию:	Измеренные	
Источник данных:	КУУГ ГП-40	
Значение(я) отслеживаемого(ых) параметра(ов):	359 791,936	
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Для расчета выбросов по проекту	
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота проверок, дата последней поверки, срок действия)	<b>№1 (рабочий счётчик)</b>	
	<b>Ультразвуковой расходомер осушенного газа</b>	
	Тип модуля: Серийный номер: Линейный размер: Приемопередатчики: Поточный компьютер: Максимальная скорость потока: Частота проверок: Последняя поверка: Класс точности:	СГУ Flowsic 600/16CL600P4 10318655 400 мм Flowsic 600/16CL600P4 Controller FloBoss S600  6000 м <sup>3</sup> /ч Раз в 4 года 07.10.2010 ± 0,3%
<b>Передатчик температуры</b>		
Тип модуля: Серийный номер: Диапазон измерений: Частота проверок: Последняя поверка:	ЦПУ «Metran» 276 МП-05 789931 (0...+50) °C Раз в год 01.08.2011	

	Класс точности:	$\pm 0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$
	<b>Передачик давления</b>	
	Тип модуля:	EJX 510 A
	Серийный номер:	91K819467
	Диапазон измерений:	(0...10) МПа
	Частота поверок:	Раз в 5 лет
	Последняя поверка:	01.08.2011
	Класс точности:	$\pm 0,1\%$
	<b>№2 (резервный счётчик)</b>	
	<b>Ультразвуковой расходомер осушенного газа</b>	
	Тип модуля:	СГУ Flowsic 600/16CL600P4
	Серийный номер:	10318657
	Линейный размер:	400 мм
	Приемопередатчики:	Flowsic 600/16CL600P4
	Потоковый компьютер:	FloBoss S600
	Максимальная скорость потока:	6000 м <sup>3</sup> /ч
	Частота поверок:	Раз в 4 года
	Последняя поверка:	07.10.2010
	Класс точности:	$\pm 0,3\%$
	<b>Передачик температуры</b>	
	Тип модуля:	ЦПУ «Metran» 276 МП-05
	Серийный номер:	789930
	Диапазон измерений:	(0...+50) °C
	Частота поверок:	Раз в год
	Последняя поверка:	08.01.2011
	Класс точности:	$\pm 0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$
	<b>Передачик давления</b>	
	Тип модуля:	EJX 510 A
	Серийный номер:	91K819466
	Диапазон измерений:	(0...10) МПа
	Частота поверок:	Раз в 5 лет
	Последняя поверка:	01.08.2011
	Класс точности:	$\pm 0,1\%$
Частота измерений/ отсчетов/ регистрации:	Непрерывно/непрерывно/ежедневно	
Метод расчета (в случае применимости):	-	
Применяемые процедуры оценки/контроля качества:	1. Контроль полноты предоставления данных с учетом любых доложенных нарушений в работе и наличия	

	<p>оборудования для мониторинга (не принимаются никакие отклонения от стандартного рабочего режима)</p> <p>2. Контроль дисперсии зарегистрированных данных сверх ожидаемой в нормальных условиях (чтобы избежать существенных рассогласований и отклонений)</p> <p>3. Перекрестная проверка с использованием данных счётчика кросс-чекинга и технологических измерений на БУГ-6</p>
--	---

<b>Данные / Параметр:</b>	$V_{\text{шфлу},y}$	
Единицы измерения:	Тонны	
Описание:	Количество ШФЛУ, произведенного на ДКС и переданного в маслохозяйство УПСВ в точке $V_{\text{шфлу}}$ (Поток №3)	
Измеренные / Рассчитанные / По умолчанию:	Измеренные (по уровню жидкости) и рассчитанные в тоннах	
Источник данных:	СРР	
Значение(я) отслеживаемого(ых) параметра(ов):	9 544	
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по базовой методике и Проекту	
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота поверок, дата последней поверки, срок действия)	<b>Управляемый микроволновый уровнемер</b>	
	Емкость -1	
	Тип модуля:	KSR GT611 FX61K.DXCGB1HDMAX
	Серийный номер:	17711529
	Диапазон измерений:	(0...2350) мм
	Частота поверок:	Раз в 2 года
	Последняя поверка:	16.08.2010
	Класс точности:	± 3 мм
	Емкость -2	
	Тип модуля:	KSR GT611 FX61K.DXCGB1HDMAX
	Серийный номер:	17711528
	Диапазон измерений:	(0...2350) мм
	Частота поверок:	Раз в 2 года
	Последняя поверка:	27.09.2010
Класс точности:	± 3 мм	
Частота измерений/ отсчетов/ регистрации:	Ежедневно/Ежедневно/Ежедневно	
Метод расчета (в случае	Чтобы обеспечить консервативность оценок, рассчитанное	

применимости):	значение занижается на 5%, гарантируя 95% доверительный интервал вероятности.
Применяемые процедуры оценки/контроля качества:	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Контроль полноты предоставления данных с учетом любых доложенных нарушений в работе и наличия оборудования для мониторинга (не принимаются никакие отклонения от стандартного рабочего режима)</li> <li>2. Контроль дисперсии зарегистрированных данных сверх ожидаемой в нормальных условиях (чтобы избежать существенных рассогласований и отклонений)</li> </ol>

<b>Данные / Параметр:</b>	<b>W<sub>A,y</sub></b>									
Единицы измерения:	кг С/ст.м <sup>3</sup>									
Описание:	Среднее содержание углерода в потоке газа на входе в точке А									
Измеренные / Рассчитанные / По умолчанию:	Измеренные									
Источник данных:	Производственная лаборатория химического анализа									
Значение(я) отслеживаемого(ых) параметра(ов):	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Период</th> <th>Среднее значение</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>01/12/2011 – 31/12/2011</td> <td>0,5674</td> </tr> <tr> <td>01/01/2012 – 31/01/2012</td> <td>0,5682</td> </tr> <tr> <td>01/02/2012 – 29/02/2012</td> <td>0,5686</td> </tr> </tbody> </table>		Период	Среднее значение	01/12/2011 – 31/12/2011	0,5674	01/01/2012 – 31/01/2012	0,5682	01/02/2012 – 29/02/2012	0,5686
	Период	Среднее значение								
	01/12/2011 – 31/12/2011	0,5674								
	01/01/2012 – 31/01/2012	0,5682								
01/02/2012 – 29/02/2012	0,5686									
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по Проекту									
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота поверок, дата последней поверки, срок действия)	<b>Газовый хроматограф</b>									
	Тип модуля:	Хроматэк- Кристалл 5000								
	Серийный номер:	152862								
	Частота поверок:	Раз в год								
Последняя поверка:	29.11.2011									
гц	Еженедельно / еженедельно / еженедельно									
Метод расчета (в случае применимости):	-									
Применяемые процедуры оценки/контроля качества:	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Контроль частоты представления данных с учетом минимальной частоты их представления согласно требований ПТД (ежемесячно)</li> <li>2. Контроль полноты зарегистрированных данных</li> <li>3. Контроль дисперсии зарегистрированных данных для того же потока сверх ожидаемой для нормальных условий (чтобы избежать существенных рассогласований и отклонений)</li> <li>4. Точечные проверки с применением комбинированных</li> </ol>									

	данных с рабочего ГХ, используемого для потоковых измерений (если и когда это признано необходимым, исходя из вышеописанных результатов).
--	---

<b>Данные / Параметр:</b>	<b>W<sub>ВДГ, у</sub></b>								
Единицы измерения:	кг С/ст.м <sup>3</sup>								
Описание:	Среднее содержание углерода в осушенном газе, продаваемом в ЕСГ Газпрома в точке В <sub>ДГ</sub>								
Измеренные / Рассчитанные / По умолчанию:	Измеренные								
Источник данных:	Производственная лаборатория химического анализа								
Значение(я) отслеживаемого(ых) параметра(ов):	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Период</th> <th>Среднее значение</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>01/12/2011 – 31/12/2011</td> <td>0,5496</td> </tr> <tr> <td>01/01/2012 – 31/01/2012</td> <td>0,5483</td> </tr> <tr> <td>01/02/2012 – 29/02/2012</td> <td>0,5484</td> </tr> </tbody> </table>	Период	Среднее значение	01/12/2011 – 31/12/2011	0,5496	01/01/2012 – 31/01/2012	0,5483	01/02/2012 – 29/02/2012	0,5484
	Период	Среднее значение							
	01/12/2011 – 31/12/2011	0,5496							
	01/01/2012 – 31/01/2012	0,5483							
01/02/2012 – 29/02/2012	0,5484								
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по Проекту								
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота поверок, дата последней поверки, срок действия)	<b>Газовый хроматограф</b>								
	<table border="1"> <tr> <td>Тип модуля:</td> <td>Хроматэк- Кристалл 5000</td> </tr> <tr> <td>Серийный номер:</td> <td>152862</td> </tr> <tr> <td>Частота поверок:</td> <td>Раз в год</td> </tr> <tr> <td>Последняя поверка:</td> <td>29.11.2011</td> </tr> </table>	Тип модуля:	Хроматэк- Кристалл 5000	Серийный номер:	152862	Частота поверок:	Раз в год	Последняя поверка:	29.11.2011
	Тип модуля:	Хроматэк- Кристалл 5000							
	Серийный номер:	152862							
Частота поверок:	Раз в год								
Последняя поверка:	29.11.2011								
Частота измерений/ отсчетов/ регистрации:	Еженедельно / еженедельно / еженедельно								
Метод расчета (в случае применимости):	-								
Применяемые процедуры оценки/контроля качества:	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Контроль полноты зарегистрированных данных</li> <li>2. Точечные проверки с применением комбинированных данных с рабочего ГХ, используемого для потоковых измерений (если и когда это признано необходимым, исходя из вышеописанных результатов).</li> </ol>								

<b>Данные / Параметр:</b>	<b>ρ<sub>А, у</sub></b>
Единицы измерения:	кг/ст.м <sup>3</sup>
Описание:	Средняя плотность газа во входном потоке в точке А
Измеренные / Рассчитанные	Рассчитывается на основе результатов анализа состава по данным газового хроматографа

/По умолчанию:									
Источник данных:	Производственная лаборатория химического анализа								
Значение(я) отслеживаемого(ых) параметра(ов):	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Период</th> <th>Среднее значение</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>01/12/2011 – 31/12/2011</td> <td>0,764</td> </tr> <tr> <td>01/01/2012 – 31/01/2012</td> <td>0,765</td> </tr> <tr> <td>01/02/2012 – 29/02/2012</td> <td>0,765</td> </tr> </tbody> </table>	Период	Среднее значение	01/12/2011 – 31/12/2011	0,764	01/01/2012 – 31/01/2012	0,765	01/02/2012 – 29/02/2012	0,765
	Период	Среднее значение							
	01/12/2011 – 31/12/2011	0,764							
	01/01/2012 – 31/01/2012	0,765							
01/02/2012 – 29/02/2012	0,765								
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по базовому сценарию и по Проекту								
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота поверок, дата последней поверки, срок действия)	<b>Газовый хроматограф</b>								
	<table border="1"> <tr> <td>Тип модуля:</td> <td>Хроматэк- Кристалл 5000</td> </tr> <tr> <td>Серийный номер:</td> <td>152862</td> </tr> <tr> <td>Частота поверок:</td> <td>Раз в год</td> </tr> <tr> <td>Последняя поверка:</td> <td>29.11.2011</td> </tr> </table>	Тип модуля:	Хроматэк- Кристалл 5000	Серийный номер:	152862	Частота поверок:	Раз в год	Последняя поверка:	29.11.2011
	Тип модуля:	Хроматэк- Кристалл 5000							
	Серийный номер:	152862							
Частота поверок:	Раз в год								
Последняя поверка:	29.11.2011								
Частота измерений/ отсчетов/ регистрации:	Еженедельно / еженедельно / еженедельно								
Метод расчета (в случае применимости):	-								
Применяемые процедуры оценки/контроля качества:	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Контроль частоты представления данных с учетом минимальной частоты их представления согласно требований ПТД (ежемесячно)</li> <li>2. Контроль полноты зарегистрированных данных</li> </ol>								

<b>Данные / Параметр:</b>	<b><math>\rho_{ВДГ, у}</math></b>								
Единицы измерения:	кг/ст.м <sup>3</sup>								
Описание:	Средняя плотность осушенного газа, произведенного на ДКС и переданного в ЕСГ Газпрома в точке В <sub>ДГ</sub>								
Измеренные / Рассчитанные /По умолчанию:	Рассчитывается на основе результатов анализа состава по данным газового хроматографа								
Источник данных:	Производственная лаборатория химического анализа								
Значение(я) отслеживаемого(ых) параметра(ов):	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Период</th> <th>Среднее значение</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>01/12/2011 – 31/12/2011</td> <td>0,743</td> </tr> <tr> <td>01/01/2012 – 31/01/2012</td> <td>0,741</td> </tr> <tr> <td>01/02/2012 – 29/02/2012</td> <td>0,741</td> </tr> </tbody> </table>	Период	Среднее значение	01/12/2011 – 31/12/2011	0,743	01/01/2012 – 31/01/2012	0,741	01/02/2012 – 29/02/2012	0,741
	Период	Среднее значение							
	01/12/2011 – 31/12/2011	0,743							
	01/01/2012 – 31/01/2012	0,741							
01/02/2012 – 29/02/2012	0,741								
Указать, для каких расчетов	Расчеты выбросов по Проекту								

использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)								
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота поверок, дата последней поверки, срок действия)	<b>Газовый хроматограф</b>							
	<table border="1"> <tr> <td>Тип модуля:</td> <td>Хроматэк- Кристалл 5000</td> </tr> <tr> <td>Серийный номер:</td> <td>152862</td> </tr> <tr> <td>Частота поверок:</td> <td>Раз в год</td> </tr> <tr> <td>Последняя поверка:</td> <td>29.11.2011</td> </tr> </table>	Тип модуля:	Хроматэк- Кристалл 5000	Серийный номер:	152862	Частота поверок:	Раз в год	Последняя поверка:
Тип модуля:	Хроматэк- Кристалл 5000							
Серийный номер:	152862							
Частота поверок:	Раз в год							
Последняя поверка:	29.11.2011							
Частота измерений/ отсчетов/ регистрации:	Еженедельно / еженедельно / еженедельно							
Метод расчета (в случае применимости):	-							
Применяемые процедуры оценки/контроля качества:	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Контроль частоты представления данных с учетом минимальной частоты их представления согласно требований ПТД (ежемесячно)</li> <li>2. Контроль полноты зарегистрированных данных</li> </ol>							

<b>Данные / Параметр:</b>	$V_{FLARE, HP, y}$															
Единицы измерения:	тысяч ст.м <sup>3</sup>															
Описание:	Объем газа, сгорающего в факельной установке высокого давления (Поток №13)															
Измеренные / Рассчитанные /По умолчанию:	Измеренные															
Источник данных:	БУГ-7															
Значение(я) отслеживаемого(ых) параметра(ов):	272,306															
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по базовой методике (формула 16) и Проекту (формула 17)															
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота поверок, дата последней поверки, срок действия)	<b>Массовый расходомер</b>															
	<table border="1"> <tr> <td>Тип модуля:</td> <td>Mass flowmeter T-mass 65I</td> </tr> <tr> <td>Серийный номер:</td> <td>D40DD902000</td> </tr> <tr> <td>Линейный размер:</td> <td>1000 мм</td> </tr> <tr> <td>Потоковый компьютер:</td> <td>УВП-280</td> </tr> <tr> <td>Максимальная скорость потока:</td> <td>72000 кг/час</td> </tr> <tr> <td>Частота поверок:</td> <td>Раз в 2 года</td> </tr> <tr> <td>Последняя поверка:</td> <td>12.05.2010</td> </tr> <tr> <td>Класс точности:</td> <td>± 1,0%</td> </tr> </table>	Тип модуля:	Mass flowmeter T-mass 65I	Серийный номер:	D40DD902000	Линейный размер:	1000 мм	Потоковый компьютер:	УВП-280	Максимальная скорость потока:	72000 кг/час	Частота поверок:	Раз в 2 года	Последняя поверка:	12.05.2010	Класс точности:
Тип модуля:	Mass flowmeter T-mass 65I															
Серийный номер:	D40DD902000															
Линейный размер:	1000 мм															
Потоковый компьютер:	УВП-280															
Максимальная скорость потока:	72000 кг/час															
Частота поверок:	Раз в 2 года															
Последняя поверка:	12.05.2010															
Класс точности:	± 1,0%															
	<b>Передачик давления</b>															



	Тип модуля: Серийный номер: Диапазон измерений: Частота поверок: Последняя поверка: Класс точности:	JUMO 145063601010240002 (0...1) МПа Раз в 2 года 18.05.2011 $\pm 0,1\%$
	Передатчик температуры встроен в передатчик давления	
Частота измерений/ отсчетов/ регистрации:	Непрерывно/ Непрерывно/ Ежедневно	
Метод расчета (в случае применимости):	-	
Применяемые процедуры оценки/контроля качества:	-	

<b>Данные / Параметр:</b>	<b>V<sub>FLARE</sub>, тг,у</b>	
Единицы измерения:	тысяч ст.м <sup>3</sup>	
Описание:	Объем газа, сгорающего в факельной установке низкого давления (Поток №14)	
Измеренные / Рассчитанные / По умолчанию:	Измеренные	
Источник данных:	БУГ-7	
Значение(я) отслеживаемого(ых) параметра(ов):	656,839	
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по базовому сценарию (формула 16) и по проекту (формула 17)	
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота поверок, дата последней поверки, срок действия)	<b>Массовый расходомер</b>	
	Тип модуля: Серийный номер: Линейный размер: Поточный компьютер: Максимальная скорость потока: Частота поверок: Последняя поверка: Класс точности:	Mass flowmeter T-mass 65I D40DA02000 1000 мм УВП-280 72000 кг/час Раз в 2 года 12.05.2010 $\pm 1,0\%$
	<b>Передатчик давления</b>	

	Тип модуля: JUMO Серийный номер: 145063601010240001 Диапазон измерений: (0...1) МПа Частота поверок: Раз в 2 года Последняя поверка: 18.05.2011 Класс точности: $\pm 0,1\%$
	Передатчик температуры встроен в передатчик давления
Частота измерений/ отсчетов/ регистрации:	Непрерывно/ Непрерывно/ Ежедневно
Метод расчета (в случае применимости):	-
Применяемые процедуры оценки/контроля качества:	-

<b>Данные / Параметр:</b>	$V_{\text{CONSUM\_ДКС,у}}$																	
Единицы измерения:	тысяч ст.м <sup>3</sup>																	
Описание:	Объем осушенного газа, потребляемого на внутренние нужды (топливный и пусковой газ для турбоприводов компрессорных установок, газ для розжига факельных установок и продувочный газ) (Поток №10)																	
Измеренные / Рассчитанные / По умолчанию:	Измеренные																	
Источник данных:	БУГ-4																	
Значение(я) отслеживаемого(ых) параметра(ов):	46 616,772																	
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по базовой методике (формула 16) и Проекту (формула 17)																	
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота поверок, дата последней поверки, срок действия)	<b>Ультразвуковой расходомер</b>																	
	<table border="1"> <tr> <td>Тип модуля:</td> <td>СГУ Flowsic 600</td> </tr> <tr> <td>Серийный номер:</td> <td>10188534</td> </tr> <tr> <td>Линейный размер:</td> <td>100 мм</td> </tr> <tr> <td>Transducer:</td> <td>Flowsic 600</td> </tr> <tr> <td>Потоковый компьютер:</td> <td>УВП-280</td> </tr> <tr> <td>Максимальная скорость потока:</td> <td>1600 м<sup>3</sup>/час</td> </tr> <tr> <td>Частота поверок:</td> <td>Раз в 4 года</td> </tr> <tr> <td>Последняя поверка:</td> <td>08.07.2010</td> </tr> <tr> <td>Класс точности:</td> <td><math>\pm 0,3\%</math></td> </tr> </table>	Тип модуля:	СГУ Flowsic 600	Серийный номер:	10188534	Линейный размер:	100 мм	Transducer:	Flowsic 600	Потоковый компьютер:	УВП-280	Максимальная скорость потока:	1600 м <sup>3</sup> /час	Частота поверок:	Раз в 4 года	Последняя поверка:	08.07.2010	Класс точности:
Тип модуля:	СГУ Flowsic 600																	
Серийный номер:	10188534																	
Линейный размер:	100 мм																	
Transducer:	Flowsic 600																	
Потоковый компьютер:	УВП-280																	
Максимальная скорость потока:	1600 м <sup>3</sup> /час																	
Частота поверок:	Раз в 4 года																	
Последняя поверка:	08.07.2010																	
Класс точности:	$\pm 0,3\%$																	
	<b>Передатчик температуры</b>																	
	<table border="1"> <tr> <td>Тип модуля:</td> <td>ЦПУ «Metran» 256-04</td> </tr> </table>	Тип модуля:	ЦПУ «Metran» 256-04															
Тип модуля:	ЦПУ «Metran» 256-04																	

	Серийный номер:	744002
	Диапазон измерений:	(-50...+200) °С
	Частота поверок:	Раз в год
	Последняя поверка:	23.11.2011
	Класс точности:	В
<b>Передатчик давления</b>		
	Тип модуля:	JUMO
	Серийный номер:	014229350101011002
	Диапазон измерений:	(0...6.3) МПа
	Частота поверок:	Раз в год
	Последняя поверка:	16.06.2011
	Класс точности:	± 0,1%
Частота измерений/ отсчетов/ регистрации:	Непрерывно/ Непрерывно/ Ежедневно	
Метод расчета (в случае применимости):	-	
Применяемые процедуры оценки/контроля качества:	-	

<b>Данные / Параметр:</b>	<b>ЕС<sub>РЛ,у</sub></b>											
Единицы измерения:	МВт*час											
Описание:	Полное потребление электроэнергии, отбираемой из региональной энергосистемы Тюменской области (Поток №5)											
Измеренные / Рассчитанные /По умолчанию:	Измеренные											
Источник данных:												
Значение(я) отслеживаемого(ых) параметра(ов):	2 669,440											
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по Проекту											
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота поверок, дата последней поверки, срок действия)	<b>Счетчик электроэнергии №1</b>											
	<table border="1"> <tr> <td>Тип модуля:</td> <td>СЭТ-3ар-01-22-08 г. Рязань</td> </tr> <tr> <td>Серийный номер:</td> <td>308949</td> </tr> <tr> <td>Диапазон измерений:</td> <td>по U 0,85-1,1U<sub>н</sub>, по I 1,0-7.5A</td> </tr> <tr> <td>Частота поверок:</td> <td>Раз в 6 лет</td> </tr> <tr> <td>Последняя поверка:</td> <td>1-й квартал 2010 г.</td> </tr> <tr> <td>Класс точности:</td> <td>0,5S</td> </tr> </table>	Тип модуля:	СЭТ-3ар-01-22-08 г. Рязань	Серийный номер:	308949	Диапазон измерений:	по U 0,85-1,1U <sub>н</sub> , по I 1,0-7.5A	Частота поверок:	Раз в 6 лет	Последняя поверка:	1-й квартал 2010 г.	Класс точности:
Тип модуля:	СЭТ-3ар-01-22-08 г. Рязань											
Серийный номер:	308949											
Диапазон измерений:	по U 0,85-1,1U <sub>н</sub> , по I 1,0-7.5A											
Частота поверок:	Раз в 6 лет											
Последняя поверка:	1-й квартал 2010 г.											
Класс точности:	0,5S											
	<b>Трансформаторы тока</b>											
	<table border="1"> <tr> <td>Тип модуля:</td> <td>TLO-10 1-0,5/10R-10/15-300/5</td> </tr> </table>	Тип модуля:	TLO-10 1-0,5/10R-10/15-300/5									
Тип модуля:	TLO-10 1-0,5/10R-10/15-300/5											

	Серийные номера:	UZ №893,904
	Диапазон измерений:	300/5A
	Частота поверок:	Раз в 5 лет
	Последняя поверка:	1-й квартал 2010 г.
	Класс точности:	0.5
	<b>Трансформатор напряжения</b>	
	Тип модуля:	NAMIT-10 – 2UHL2
	Серийный номер:	0079100000002
	Диапазон измерений:	6000/100В
	Частота поверок:	Раз в 8 лет
Последняя поверка:	2-й квартал 2010 г.	
Класс точности:	0.2/0.5/1/3	
<b>Счетчик электроэнергии №2</b>		
Тип модуля:	СЭТ-3ар-01-22-08 г. Рязань	
Серийный номер:	302289	
Диапазон измерений:	по U 0,85-1,1Uн, по I 1,0-7.5A	
Частота поверок:	Раз в 6 лет	
Последняя поверка:	1-й квартал 2010 г.	
Класс точности:	0.5S	
<b>Трансформаторы тока</b>		
Тип модуля:	TLO-10 1-0,5/10R-10/15-300/5 UZ	
Серийные номера:	№907, №901	
Диапазон измерений:	300/5A	
Частота поверок:	Раз в 5 лет	
Последняя поверка:	1-й квартал 2010 г.	
Класс точности:	0,5	
<b>Трансформатор напряжения</b>		
Тип модуля:	NAMIT-10 – 2 UHL2	
Серийный номер:	0079100000005	
Диапазон измерений:	6000/100В	
Частота поверок:	Раз в 8 лет	
Последняя поверка:	2-й квартал 2010 г.	
Класс точности:	0,2/0,5/1/3	
<b>Счетчик электроэнергии №3</b>		
Тип модуля:	СЭТ-3ар-01-22-08 г. Рязань	
Серийный номер:	309014	
Диапазон измерений:	по U 0,85-1,1Uн, по I 1,0-7.5A	
Частота поверок:	Раз в 6 лет	
Последняя поверка:	1-й квартал 2010 г.	
Класс точности:	0.5S	
<b>Трансформаторы тока</b>		

Тип модуля:	TLO-10 1-0,5/10R-10/15-150/5 UZ
Серийные номера:	№869, №871
Диапазон измерений:	150/5А
Частота поверок:	Раз в 5 лет
Последняя поверка:	1-й квартал 2010 г.
Класс точности:	0,5
<b>Трансформатор напряжения</b>	
Тип модуля:	NAMIT-10 – 2 UHL2
Серийный номер:	0079100000002
Диапазон измерений:	6000/100В
Частота поверок:	Раз в 8 лет
Последняя поверка:	2-й квартал 2010 г.
Класс точности:	0,2/0,5/1/3
<b>Счетчик электроэнергии №4</b>	
Тип модуля:	СЭТ-Зар-01-22-08 г. Рязань
Серийный номер:	303855
Диапазон измерений:	по U 0,85-1,1Un, по I 1,0-7.5А
Частота поверок:	Раз в 6 лет
Последняя поверка:	1-й квартал 2010 г.
Класс точности:	0.5S
<b>Трансформаторы тока</b>	
Тип модуля:	TLO-10 1-0,5/10R-10/15-150/5 UZ
Серийные номера:	№868, №870
Диапазон измерений:	150/5А
Частота поверок:	Раз в 5 лет
Последняя поверка:	1-й квартал 2010 г.
Класс точности:	0,5
<b>Трансформатор напряжения</b>	
Тип модуля:	NAMIT-10 – 2 UHL2
Серийный номер:	0079100000005
Диапазон измерений:	6000/100В
Частота поверок:	Раз в 8 лет
Последняя поверка:	2-й квартал 2010 г.
Класс точности:	0,2/0,5/1/3
<b>Счетчик электроэнергии №5</b>	
Тип модуля:	СЭТ-4ТМ.02М.11 "Нижегородский завод"
Серийный номер:	0802110825
Диапазон измерений:	по U 0,85-1,1Un, по I 1,0-7.5А
Частота поверок:	Раз в 6 лет
Последняя поверка:	1-й квартал 2011 г.
Класс точности:	0.5S

	<b>Трансформаторы тока</b>	
	Тип модуля:	Т-0,66 М UZ
	Серийные номера:	№674646, №674647, №674649
	Диапазон измерений:	200/5А
	Частота поверок:	Раз в 4 года
	Последняя поверка:	1-й квартал 2010 г.
	Класс точности:	0,5
<b>Счетчик электроэнергии №6</b>		
	Тип модуля:	СЭТ-4ТМ.02М.11 "Нижегородский завод"
	Серийный номер:	0802113119
	Диапазон измерений:	по U 0,85-1,1Un, по I 1,0-7.5А
	Частота поверок:	Раз в 6 лет
	Последняя поверка:	1-й квартал 2011 г.
	Класс точности:	0.5S
<b>Трансформаторы тока</b>		
	Тип модуля:	Т-0,66 М UZ
	Серийные номера:	№674650, №674652, №674653
	Диапазон измерений:	200/5А
	Частота поверок:	Раз в 4 года
	Последняя поверка:	1-й квартал 2010.
	Класс точности:	0,5
Частота измерений/ отсчетов/ регистрации:	Непрерывно / ежемесячно / ежемесячно	
Метод расчета (в случае применимости):	-	
Применяемые процедуры оценки/контроля качества:	Контроль полноты предоставления данных	

<b>Данные / Параметр:</b>	<b>m<sub>diesel</sub></b>
Единицы измерения:	кг
Описание:	Дизельное топливо, использованное на работу резервного(ых) генератора(ов)
Измеренные / Рассчитанные / По умолчанию:	Измеренные
Источник данных:	Текущая регистрация
Значение(я) отслеживаемого(ых) параметра(ов):	323,46
Указать, для каких расчетов	Расчеты выбросов по Проекту

использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота проверок, дата последней поверки, срок действия)	Расчетный метод
Частота измерений/ отсчетов/ регистрации:	Ежемесячно / ежемесячно / ежемесячно
Метод расчета (в случае применимости):	
Применяемые процедуры оценки/контроля качества:	-

<b>Данные / Параметр:</b>	$NCV_{diesel}$
Единицы измерения:	КДж/кг
Описание:	Низшая теплотворная способность (НТС) дизельного топлива, израсходованного в результате деятельности по Проекту
Измеренные / Рассчитанные / По умолчанию:	Используется значение по умолчанию
Источник данных:	НТС газа/дизельного топлива на верхней границе 95% доверительного интервала из Таблицы 1.2 (Том 2 Руководства МГЭИК по национальному учету парниковых газов за 2006 г.) Таков консервативный подход.
Значение(я) отслеживаемого(ых) параметра(ов):	43 300 (Исходное значение: 43,3 ТДж/Гг <sup>4</sup> )
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по Проекту
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота проверок, дата последней поверки, срок действия)	Данные отсутствуют
Частота измерений/ отсчетов/ регистрации:	Значение по умолчанию, заимствованное из заданного источника по состоянию на конец периода мониторинга
Метод расчета (в случае	Не применим

<sup>4</sup> [http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_1\\_Ch1\\_Introduction.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf) pg. 1.18

применимости):	
Применяемые процедуры оценки/контроля качества:	Приемлемость заданного значения по умолчанию проверяется в конце каждого периода мониторинга

<b>Данные / Параметр:</b>	$EF_{CO_2, diesel}$
Единицы измерения:	кг CO <sub>2</sub> /кДж
Описание:	Показатель выбросов CO <sub>2</sub> для дизельного топлива, определенный в расчете на единицу энергии
Измеренные / Рассчитанные / По умолчанию:	Значение по умолчанию
Источник данных:	Показатель выбросов CO <sub>2</sub> для газа/дизельного топлива на верхней границе 95% доверительного интервала из Таблицы 1.2 (Том 2 Руководства МГЭИК по национальному учету парниковых газов за 2006 г.) Таков консервативный подход.
Значение(я) отслеживаемого(ых) параметра(ов):	0,0000748 кг CO <sub>2</sub> /кДж (Исходное значение: 74 800 кг CO <sub>2</sub> /ГДж <sup>5</sup> )
Указать, для каких расчетов использованы данные (базовых / проектных оценок / расчетов выбросов от утечек)	Расчеты выбросов по Проекту
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота проверок, дата последней проверки, срок действия)	Данные отсутствуют
Частота измерений/ отсчетов/ регистрации:	Значение по умолчанию, заимствованное из заданного источника по состоянию на конец периода мониторинга
Метод расчета (в случае применимости):	Не применим
Применяемые процедуры оценки/контроля качества:	Приемлемость заданного значения по умолчанию проверяется в конце каждого периода мониторинга

## Раздел С. Отклонения от плана мониторинга, заявленного в проектной документации

План мониторинга Проекта СО, как он описан в детерминированном ПТД и более подробно изложен в Руководстве по мониторингу, был уточнен по ряду позиций (см. ниже) с целью повысить надежность мониторинга и обеспечить применимость собранных данных к расчетам сокращений выбросов:

<sup>5</sup> [http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Объем2/V2\\_1\\_Ch1\\_Introduction.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Объем2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf) pg. 1.23



1. **Измерения объема осушенного газа** проводятся счётчиком(ами) коммерческого узла учета газа (КУУГ ГП-40) на выходе соединительного газопровода в ЕСГ Газпрома. Узел учета газа расположен непосредственно в точке подключения к ЕСГ ОАО Газпром на расстоянии 5,5 км от ДКС. Установлено три ультразвуковых расходомера (рабочий / резервный / контрольный), включающих также встроенные датчики температуры и давления. Все показания датчиков передаются на интегрирующее устройство.

Такой подход более консервативен по сравнению с действующим одобренным планом мониторинга, если учесть, что при транспортировке могут происходить некоторые потери, так что объем газа, замеренный на КУУГ ГП-40, будет систематически ниже, чем объем, замеренный на выходе с ДКС (как это определено в ПТД).

2. **Типы измерительных устройств** подробно описаны в Руководстве по мониторингу и в файлах в формате Excel по оборудованию, используемому при мониторинге.

3. На коммерческом узле учета газа (КУУГ ГП-40) были установлены **дополнительные измерительные устройства** для измерения потребления электроэнергии и дизельного топлива; они считаются частью проекта учета выбросов (помимо источников, перечисленных в ПТД), и таким образом обеспечивается повышение полноты и консервативности расчетов согласно ПТД.

4. **Организационная структура, информационные потоки и процедуры мониторинга** были уточнены и улучшены по сравнению с ранней стадией их описания в ПТД и приведены в соответствие с текущей организационной структурой оператора проекта. Эти изменения повышают полноту плана мониторинга и полностью отражены в Руководстве по мониторингу (РМ), которое официально одобрено руководством РН-Пурнефтегаз (на русском языке) и обязательно к реализации (РМ представлено международно признанным экспертам (IAE) как отдельный документ).

Были реализованы следующие редакции плана мониторинга (см Рис. 7 ниже):

5. **Мониторинг объема ШФЛУ.** В пересмотренном плане мониторинга произведенное количество ШФЛУ рассчитывается, исходя из данных измерений уровня ШФЛУ в резервуаре ШФЛУ с помощью уровнемера. Чтобы обеспечить консервативность оценок, следуя принципу, сформулированному в *параграфе 4 а) Раздела В Стандарта СО по применению концепции материальности проверок* (Редакция 01), рассчитанное значение объема ШФЛУ далее занижается на 5%.

6. **Мониторинг объема сырого газа (ПНГ), поданного на ДКС месторождения Комсомольское в точке А.** В период мониторинга ультразвуковой расходомер ПНГ в точке размещения БУГ-1 на первой нитке трубопровода после КССГ (точка измерений А) функционировал неправильно. Это было связано с присутствием значительной доли жидкости в потоке (двухфазная смесь). Расходомер был демонтирован, откалиброван и испытан, но технического решения проблемы найдено не было.

Чтобы разрешить ее, план мониторинга был пересмотрен с целью включения расчетной методики, позволяющей вести мониторинг количества ПНГ на основе баланса массы, а именно:

$$(16) \quad V_A = \frac{(V_{BDG,y} + V_{CONSUMBCS,y}) * \rho_{BDG,y} + V_{LPG,y} + V_{FLARES,y} * \rho_{A,y}}{\rho_{A,y}},$$

где

$V_{BDG,y}$	- Объем осушенного газа (СОГ), произведенного на ДКС и переданного в ЕСГ Газпрома в точке $V_{DG}$ (тысяч ст.м <sup>3</sup> );
$V_{CONSUM\_ДКС,y}$	- Объем топлива и пускового газа для турбоприводов блоков компрессоров, газа для розжига и продувки, измеренный в точке КУУГ ГП-4 (тысяч ст.м <sup>3</sup> );
$\rho_{BDG,y}$	- Плотность осушенного газа, произведенного на ДКС и переданного в ЕСГ Газпрома в точке $V_{DG}$ (кг/ст.м <sup>3</sup> );
$\rho_{A,y}$	- Плотность ПНГ в точке А (кг/ст.м <sup>3</sup> );
$V_{FLARES,y}$	- Объем ПНГ, сгорающего в факелах высокого и низкого давления на ДКС (измеренный в точке БУГ-7, тысяч ст.м <sup>3</sup> );
$\rho_{A,y}$	- Плотность ПНГ, поставленного на ДКС в точке А (кг/ст.м <sup>3</sup> );
$V_{ШФЛУ,y}$	- Количество ШФЛУ, произведенного на ДКС и переданного в узел маслохозяйства УПСВ в точке $V_{ШФЛУ}$ (тонн).

Все параметры, используемые в формуле 16, измеряются в точках Производства измерений с помощью необходимым образом откалиброванных устройств, как это описано в разделе D.2. В отсутствие правильно функционирующего расходомера в точке А этот подход повышает применимость собранных данных, по сравнению с исходным планом мониторинга.

**7. Мониторинг CO<sub>2</sub> для проекта оценки выбросов от сжигания топлива ( $PE_{CO_2, газ,y}$ ).** Согласно пересмотренному плану мониторинга, выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания топлива на площадке, утечек, сгорания в факелах и сброса собранного газа при его транспортировке и переработке рассчитываются с учетом:

- объема газа, израсходованного на собственные нужды (для турбоприводов блоков компрессоров ДКС, включая топливный и пусковой газ, газ для розжига факелов и продувки), измеренного в точке КУУГ ГП-4; и
- объема газа, сгорающего в факелах высокого и низкого давления, измеренного в точке КУУГ ГП7.

$$(17) \quad PE_{CO_2, газ,y} = V_{CONSUM\_BCS,y} * w_{BDG,y} * 44/12 + V_{FLARES,y} * w_{A,y} * 44/12 ,$$

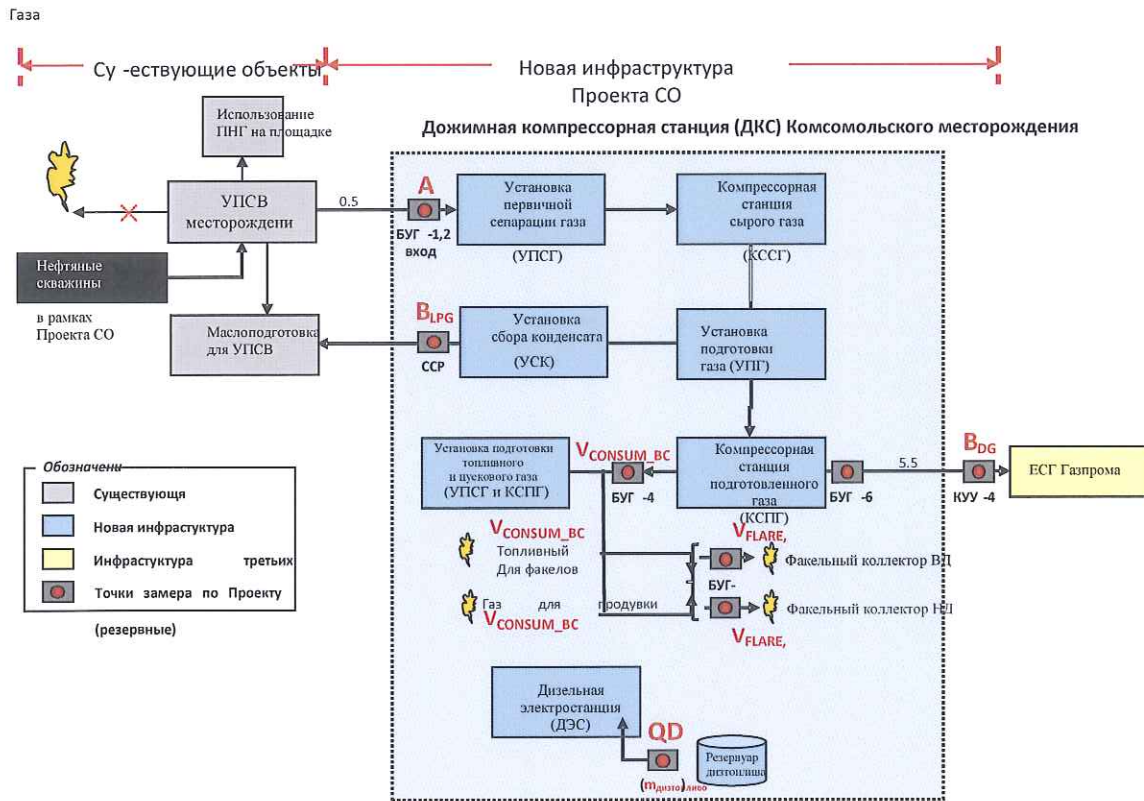
где

$V_{CONSUM\_ДКС,y}$	- Объем топливного и пускового газа для турбоприводов блоков компрессоров, газа для розжига и продувки, измеренный в точке КУУГ ГП-4 (тысяч ст.м <sup>3</sup> );
$V_{FLARES,y}$	- Объем ПНГ, сгорающего в факелах высокого ( $V_{FLARE, HP,y}$ ) и низкого давления ( $V_{FLARE, NP,y}$ ) на ДКС (тысяч ст.м <sup>3</sup> );
$W_{BDG,y}$	- Среднее содержание углерода в осушенном газе, используемом как топливо для газовых турбин (измеренное в точке $V_{DG}$ (кг С/ст.м <sup>3</sup> );
$W_{A,y}$	- Среднее содержание углерода в ПНГ, поставленном на ДКС в точке А (кг С/ст.м <sup>3</sup> ).

В контексте этих рассуждений, если прямой мониторинг ПНГ в точке А невозможен, формула 17 заменяет подход, основанный на балансе углерода при расчетах  $PE_{CO_2, газ,y}$ , использованный при выводе формулы 1 в ПТД. Этот подход также повышает применимость собранных данных.

Пересмотренная схема размещения точек мониторинга приведена на Рис. 7.

Рис. 7: Откорректированное размещение точек мониторинга по Проекту.



## 8. Мониторинг случайных выбросов $CH_4$ при транспортировке газа по трубопроводам

Для получения репрезентативных результатов с учетом того, что никаких “других” нефтяных скважин, которые бы подавали ПНГ на ДКС в рамках Проекта, нет, формула (9), предложенная в рамках методологии/ПТД, была пересмотрена и упрощена следующим образом:

$$(9) \quad V_{remain, accident} = d_i \cdot \pi \cdot L_i \cdot \frac{P_P}{P_S} \cdot \frac{T_{S(K)}}{T_{P(K)}}$$

$$\frac{V_{A,d, accident}}{\sum_i V_{x_i,d, accident}}$$

В частности, из уравнения (9) выведен компонент  $\frac{V_{A,d, accident}}{\sum_i V_{x_i,d, accident}}$ . Следует учесть, что составляющая  $V_{x_i,d, accident}$ , которая представляет объем газа, поставленного в трубопровод из скважины  $i$  в точке  $X$  до возникновения аварии, равна 0. Это следует из того факта, что других нефтяных скважин,

подающих газ в ДКС<sub>р</sub> нет. Вот почему для сохранения функциональности формулы эта составляющая была из нее удалена.

На протяжении нынешнего периода мониторинга, в отсутствие аварий, формулы 7-9 не применялись. Однако, поскольку прямой мониторинг объема газа в точке А неосуществим, консервативные расчеты для случая аварии на трубопроводе, ведущем от УПСВ к ДКС<sub>р</sub> следуют пересмотренной логике, описанной выше в пункте 6.

## 9. Расчет суммарного объема проектных выбросов

Полный объем выбросов в рамках Проекта рассчитывается согласно формуле (18), в которой суммированы все составляющие выбросов, а именно:

(18)

$$PE_{Total,y} = PE_{CO2,gas,y} + PE_{CO2,other-fuels,y} + PE_{EC,y} + PE_{CH4,plants,y} + PE_{CH4,pipeline,y} + PE_{CH4,pipeline,accident,y}$$

$PE_{CO2,gas,y}$	Выбросы CO <sub>2</sub> от деятельности по проекту за счет сжигания в двигателях, факелах или сброса собранного газа в течение всего периода, в тоннах CO <sub>2</sub> e
$PE_{CO2,other-fuels,y}$	Выбросы CO <sub>2</sub> за счет потребления других видов топлива, помимо газа, полученного в ходе деятельности по проекту в течение всего периода, в тоннах CO <sub>2</sub> e
$PE_{EC,y}$	Выбросы CO <sub>2</sub> за счет потребления электроэнергии в течение всего периода, в тоннах CO <sub>2</sub> e
$PE_{CH4,plants,y}$	Выбросы CH <sub>4</sub> за счет деятельности по проекту на установках улавливания и подготовки газа в течение всего периода, в тоннах CO <sub>2</sub> e
$PE_{CH4,pipeline,y}$	Выбросы CH <sub>4</sub> за счет деятельности по проекту в ходе транспортировки газа по трубопроводам при нормальной работе в течение всего периода, в тоннах CO <sub>2</sub> e
$PE_{CH4,pipeline,accident}$	Выбросы метана из транспортного трубопровода при случайной аварии, в тоннах CO <sub>2</sub> e

Формула (18) включает все составляющие проектных выбросов, как это отражено в формуле (15) окончательно детерминированного ПТД.

## Раздел D. Расчёт сокращений выбросов парниковых газов

### D.1. Суммарные проектные выбросы ПГ

В течение данного периода мониторинга, для расчета проектных выбросов использовались следующие значения параметров:

1. Значения параметров и результирующие значения проектов выбросов CO<sub>2</sub>, включая сжигание топлива, сгорание в факелах или сброс полученного газа в атмосферу за рассматриваемый период мониторинга приведены ниже:

Параметр	Единицы	Значение
----------	---------	----------

	измерения	12/01/2011- 31/12/2011	01/01/2012- 31/01/2012	02/01/2012- 29/02/2012	Суммарное/ Среднее
$V_{CONSUM\_BCS,y}$	тысяч ст.м <sup>3</sup>	15,409,080	14,969,092	16,238,600	<b>46,616,772</b>
$V_{FLARES,y}$	тысяч ст.м <sup>3</sup>	47,354	306,736	575,055	<b>929,145</b>
$w_{A,y}$	кг С/ст.м <sup>3</sup>	0.5674	0.5682	0.5686	0.5681
$w_{BDG,y}$	кг С/ст.м <sup>3</sup>	0.5496	0.5483	0.5484	0.5488
$PE_{CO_2,gas,y}$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	31.103.5	30.758.5	33.871.8	<b>95.733.7</b>

2. Значения параметров и результирующие значения проектных выбросов CO<sub>2</sub>, включая потребление иных видов топлива кроме полученного газа, приведены ниже:

Параметр	Единицы измерения	Значение			
		12/01/2011 - 31/12/2011	01/01/2012- 31/01/2012	02/01/2012- 29/02/2012	Полное
$m_{diesel,y}$	кг	0	12.91	310.55	323.46
$NCV_{fuel}$	кДж/кг	43,300	43,300	43,300	-
$EF_{CO_2,fuel}$	кг CO <sub>2</sub> /кДж	7.48E-05	7.48E-05	7.48E-05	-
$PE_{CO_2,other-fuels,y}$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	0	0.0418	1.0058	<b>1.0476</b>

3. Значения параметров и результирующие значения проектных выбросов CO<sub>2</sub> за счет потребления электроэнергии, потребленной из региональной энергосистемы Тюменской области, приведены ниже:

Параметр	Единицы измерения	Значение			
		12/01/2011- 31/12/2011	01/01/2012- 31/01/2012	02/01/2012- 29/02/2012	Суммарное
$EG_{PJ,y}$	МВт ч	813,300	754,800	1,101,340	2,669.440
$EF_{grid,y}$	т CO <sub>2</sub> /МВт ч	1.300	1.300	1.300	-

$TDL_y$	%	20%	20%	20%	-
$PE_{EC,y}$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	1,269.0	1,177.5	1,718.1	<b>4,164.0</b>

4. Значения параметров и результирующие значения проектных выбросов CH<sub>4</sub> связанных с получением и подготовкой газа (в т CO<sub>2</sub>-экв.) составили:

Параметр	Единицы измерения	Значение			
		12/01/2011-31/12/2011	01/01/2012-31/01/2012	02/01/2012-29/02/2012	Суммарное
$GWP_{CH_4}$	кг CO <sub>2e</sub> /кг CH <sub>4</sub>	21	21	21	-
$W_{CH_4, equipment, y}$	кг CH <sub>4</sub> /кг	0.8326	0.8340	0.8347	-
$EF_{equipment}$	кг/ч	8.725	8.725	8.725	-
$T_{equipment, plant}$	час	744	744	696	2,184
$PE_{CH_4, plants, y}$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	114	114	106	<b>334</b>

5. Значения параметров и результирующие значения проектных выбросов CH<sub>4</sub> за счет транспортировки газа по трубопроводам (в т CO<sub>2e</sub>) составляют:

Параметр	Единицы измерения	Значение			
		12/01/2011-31/12/2011	01/01/2012-31/01/2012	02/01/2012-29/02/2012	Полное
$GWP_{CH_4}$	кг CO <sub>2e</sub> /кг CH <sub>4</sub>	21	21	21	-
$W_{CH_4, equipment, y}$	кг CH <sub>4</sub> /кг	0.8326	0.8340	0.8347	-
$EF_{pipeline}$	кг/ч	0.664	0.664	0.664	-
$T_{equipment, plant}$	час	744	744	696	<b>2,184</b>
$PE_{CH_4, pipeline, y}$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	8.7	8.7	8.1	<b>25.4</b>

6. Значения соответствующих параметров и результирующих полных выбросов по Проекту в течение рассматриваемого периода мониторинга представлены ниже:

Параметр	Единицы измерения	Значение			
		12/01/2011-31/12/2011	01/01/2012-31/01/2012	02/01/2012-29/02/2012	Полное
$PE_{CO_2,gas,y}$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	31,103.5	30,758.5	33,871.8	95,733.7
$PE_{CO_2,other-fuels,y}$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	0	0	1	1
$PE_{EC,y}$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	1,269	1,177	1,718	4,164
$PE_{CH_4,plants,y}$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	114	114	106	334
$PE_{CH_4,pipeline,y}$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	9	9	8	26
$PE_{CH_4,pipeline,accident}$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	0	0	0	0
$PE_{Total,y}$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	<b>32,496</b>	<b>32,057</b>	<b>35,705</b>	<b>100,259</b>

## D.2. Суммарные выбросы ПГ по базовому сценарию

В течение данного периода мониторинга, значения параметров и результирующие выбросы по базовому сценарию составили:

Параметр	Единица измерений	Значение			
		01/12/2011-31/12/2011	01/01/2012-31/31/2012	01/02/2012-29/02/2012	Суммарное/Среднее
$V_{A,y}$	тысяч ст.м <sup>3</sup>	135,067,706	138,895,219	133,027,728	<b>406,990,653</b>
$w_{A,y}$	кг С/м <sup>3</sup>	0.5674	0.5682	0.5686	0.5681
$\rho_{A,y}$	кг/ст.м <sup>3</sup>	0.7629	0.7641	0.7644	0.7638
$V_{GGPP,y}$	тысяч ст.м <sup>3</sup>	80,684,932	80,684,932	75,479,452	<b>236,849,315</b>
$V_{BCSb,y}$	тысяч ст.м <sup>3</sup>	764,384	764,384	715,068	<b>2,243,836</b>
$V_{BDG,y}$	тысяч ст.м <sup>3</sup>	119,317,900	123,876,580	116,597,456	<b>359,791,936</b>
$\rho_{BDG,y}$	кг/ст.м <sup>3</sup>	0.7423	0.7409	0.7411	0.7414
$w_{BDG,y}$	кг С/м <sup>3</sup>	0.5496	0.5483	0.5484	0.5488

$V_{LPG,y}$	тонн	3,277.0	3,146.6	3,120.4	<b>9,544.1</b>
$V_{CONSUM\_BCS}$	тысяч ст.м <sup>3</sup>	15,409,080	14,969,092	16,238,600	<b>46,616,772</b>
$V_{FLARES,y}$	тысяч ст.м <sup>3</sup>	47,354	306,736	575,055	<b>929,145</b>
$BL_{g,y}$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	281,342.4	289,315.0	277,093.2	<b>847,750.6</b>
$BL_y$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	111,685.7	119,658.3	118,382.0	<b>349,726.0</b>

### Д.3. Суммарные сокращения выбросов ПГ, достигнутые проектом в течение данного периода мониторинга

Значения соответствующих параметров и результирующих сокращений выбросов ПГ, достигнутых в течение рассматриваемого периода мониторинга, представлены ниже:

Параметр	Единицы измерения	Значение			
		12/01/2011-31/12/2011	01/01/2012-31/01/2012	02/01/2012-29/02/2012	Суммарное
$BL_y$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	111,686.7	119,658.3	118,382.0	349,726.0
$PE_{CO_2,gas,y}$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	31,103.5	30,758.5	33,871.8	95,733.7
$PE_{CO_2,other-fuels,y}$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	0	0	1	1
$PE_{EC,y}$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	1,269	1,177	1,718	4,164
$PE_{CH_4,plants,y}$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	114	114	106	334
$PE_{CH_4,pipeline,y}$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	9	9	8	26
$PE_{CH_4,pipeline,accident}$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	0	0	0	0
$PE_{Total,y}$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	32,495.5	32,058.5	35,704.8	100,258.7
$L_y$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	0	0	0	0
$ER_y$	тонн CO <sub>2</sub> -экв.	<b>79,191</b>	<b>87,599</b>	<b>82,676</b>	<b>249,467</b>



## Приложение 1. Список сокращений

АСУ ТП -	автоматизированная система управления технологическими процессами
БУГ-[X] -	блок учета газа № [X]
ВБ -	Всемирный банк
ВМР -	водо-метанольный раствор
ГПЗ -	газоперерабатывающий завод
ГТД -	газотурбинный двигатель
ДКС	дожимная компрессорная станция
ДКС <sub>в</sub> -	дожимная компрессорная станция по базовому сценарию
ДКС <sub>р</sub> -	дожимная компрессорная станция по проектному сценарию
ДПСВ -	договор о покупке сокращений выбросов
ДЭС -	дизельная электростанция
ЕСГ -	Единая система газоснабжения ОАО «Газпром»
ИК -	Исполнительный комитет Механизма чистого развития
кВ -	вольт 10 <sup>3</sup>
КСПГ -	компрессорная станция подготовленного газа
КССГ -	компрессорная станция сырого газа
КУУГ -	коммерческий узел учета газа
млрд. м <sup>3</sup> -	миллиард кубических метров
МПа -	паскаль 10 <sup>6</sup>
НТС -	низкотемпературная сепарация
ОСТ -	российский отраслевой стандарт
ПГ -	парниковые газы
ПЛХА -	производственная лаборатория химического анализа
ПНГ -	попутный нефтяной газ
ПТД -	Проектно-техническая документация
РЖ -	разделитель жидкостей
РН -	ОАО «НК «Роснефть»
СО -	совместное осуществление
СОГ -	осушенный газ
Т -	теплообменник
ТВТ -	трехпоточная вихревая труба

ТКА -	турбокомпрессорный агрегат
УПГ -	установка подготовки газа
УПиК -	установка подготовки и компремирования
УПСВ -	установка предварительного сброса воды
УПСГ -	установка первичной сепарации газа
УСК -	установка сбора конденсата
ЦИТУ –	Центральное инженерно-технологическое управление
ЦПКГ -	Цех подготовки и компремирования газа
ШФЛУ -	широкая фракция легких углеводородов

## Приложение 2. Разрешение на ввод объекта в эксплуатацию

Утв. постановлением Правительства РФ  
от 24.11.2005г. № 698

Кому

**ООО "РН-Пурнефтегаз"**  
(наименование застройщика (фамилия, имя, отчество - для граждан, полное наименование организации - для юридических лиц),  
**629830, ЯНАО, г. Губкинский, мкр. 10, дом 3**  
(его почтовый адрес и индекс)

### **РАЗРЕШЕНИЕ** на ввод объекта в эксплуатацию

№ **СЛХ – 3001589 УВС/Э**

#### **Управление по недропользованию по Ямало-Ненецкому автономному округу**

(наименование уполномоченного федерального органа исполнительной власти, или органа исполнительной власти субъекта  
Российской Федерации, или органа местного самоуправления, осуществляющих выдачу разрешения на строительство)

руководствуясь статьей 55 Градостроительного кодекса Российской Федерации разрешает  
ввод в эксплуатацию построенного, реконструированного, отремонтированного  
объекта капитального строительства  
(неужное зачеркнуть)

#### **Сбор, подготовка и компримирование попутного нефтяного газа Комсомольского месторождения**

#### **ДКС "Комсомольская"**

(наименование объекта капитального строительства в соответствии с проектной документацией, краткие проектные характеристики,

описание этапа строительства, реконструкции, если разрешение выдается на этап строительства, реконструкции)

расположенного по адресу: **Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский район,  
Комсомольское месторождение**

(полный адрес объекта капитального строительства с указанием субъекта РФ, административного района и т.д. или строительный адрес)

Последняя страница:

50	Внутриплощадочные сети связи и сигнализации	м	33980	33980	33980	33980
51	Внутриплощадочные сети противопожарного водоснабжения, в том числе	м	210	210	210	210
51.1	Система обогрева сетей пожаротушения.	м	2636	2636	2636	2636
52	Система охранного видеонаблюдения.	м	16560	16560	16560	16560
53	Узел подключения газопровода и технологических трубопроводов на УПСВ	м	366	366	366	366

**Начальник Управления  
по недропользованию по ЯНАО**  
(должность уполномоченного сотрудника органа  
осуществляющего выдачу разрешения на ввод



*[Handwritten signature]*

**В.Б. Гуданаев**  
(расшифровка подписи)

" 28 " ноября 2011 г.

**Примечание:** Полный документ прилагается отдельно.

## **Раздел 2.**

**Сведения о разности между планируемым объемом и фактической величиной выбросов парниковых газов из источника (проектный объем сокращений выбросов)**

## Сведения о разности между планируемым объемом и фактической величиной выбросов парниковых газов из источника (проектный объем сокращений выбросов)

Фактический, независимо верифицированный объем Единиц Сокращения Выбросов (ЕСВ) за период мониторинга с 01 декабря 2011 по 29 февраля 2012 г. составил **249,467 т CO<sub>2</sub> экв.**

Согласно откорректированным оценкам сокращений выбросов, которые в проектной документации и аналитических материалах к заявке (далее «Заявка») для участия в конкурсном отборе в целях утверждения проектов, осуществляемых в соответствии со статьёй 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата, предоставленной Минэкономразвития (10.03.2010), накопленные сокращения выбросов за период с начала реализации проекта (1 мая 2011 г.) до конца данного периода мониторинга должен был составить 1,860,027 т CO<sub>2</sub> экв. В пересчете за период мониторинга с 01 декабря 2011 по 29 февраля 2012 г., сокращения выбросов должны были составить **590,544 т CO<sub>2</sub> экв.<sup>6</sup>**

Основными причинами получения меньших значений сокращений выбросов являются:

- a).....Задержка сроков ввода в эксплуатацию ДКС Комсомольского месторождения на 7 месяцев (с мая 2011 до декабря 2011 года), в связи со срывом сроков поставки основного технологического оборудования.
- b).....В соответствии с Бизнес-планом ООО «РН-Пурнефтегаз» на 2007-2011 на Комсомольском месторождении было предусмотрено строительство 45 эксплуатационных скважин в год с выходом на уровни годовой добычи нефти в 3 млн.т, таким образом добыча попутного газа прогнозировалась более 2 млрд.м<sup>3</sup>/год. По факту бурение оказалось не успешным: (а) запасы и толщины не подтвердились, (б) 65% скважин вскрывали водоносные участки либо значительно не достигали запускных параметров. Вследствие чего последующее бурение на Комсомольском месторождении было отменено, и были пересмотрены прогнозные уровни добычи нефти и попутного газа.

---

<sup>6</sup> Этот объем рассчитан исходя из среднего оценочного объёма сокращений выбросов за месяц.

## **Раздел 3.**

### **Экспертное заключение**

**на отчет о ходе реализации проекта, включая оценку соответствия сокращений выбросов, достигнутого в результате реализации проекта, значениям, указанным в специальной проектной документации, подготовленное независимым органом (Bureau Veritas Certification)**



**BUREAU  
VERITAS**

**CERTIFICATION**

**Reviewed**

Init

*[Signature]*

Date: *07/06/2012*

Bureau Veritas Certification  
Holding SAS



**BUREAU  
VERITAS**

# **ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ НА ОТЧЕТ О ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА**

**ОАО «НК-РОСНЕФТЬ»**

## **«ПРОЕКТ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГАЗА НА КОМСОМОЛЬСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ»**

**(ПЕРИОД 01.11.2011 – 29.02.2012)**

**REPORT No. RUSSIA-VER/0232/2012**

**BUREAU VERITAS CERTIFICATION**



Report No. RUSSIA-VER/0232/2012

Экспертное заключение на отчет о ходе реализации проекта  
ПРОЕКТ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГАЗА НА КОМСОМОЛЬСКОМ НЕФТЯНОМ  
МЕСТОРОЖДЕНИИ

Бюро Веритас Сертификейшн выполнило по заказу Отдела Углеродного Финансирования Всемирного Банка независимую экспертизу (верификацию) отчета о ходе реализации проекта «Проект утилизации попутного газа на Комсомольском нефтяном месторождении», осуществляемого в соответствии со статьей 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата (UNFCCC), за период мониторинга с 1 декабря 2011 г. по 29 февраля 2012 г.

Представленный отчет был разработан и представлен на экспертизу Бюро Веритас Сертификейшн Отделом Углеродного Финансирования Всемирного Банка, действующим от имени владельца проекта ОАО «НК-Роснефть», который несет ответственность за правильность выполнения мониторинга выбросов парниковых газов в границах проекта и корректность данных по сокращению выбросов в результате осуществления проекта в указанный период. Оператором проекта является ООО «РН-Пурнефтегаз».

Бюро Веритас Сертификейшн несет ответственность за верификацию единиц сокращения выбросов, достигнутого проектом за отчетный период, в соответствии с требованиями Статьи 6 Киотского протокола, Руководящими Принципами для осуществления статьи 6 Киотского протокола и законодательством Российской Федерации.

Верификация выполнялась по Треку I, предусмотренному механизмом Совместного Осуществления, в виде начальной и первой периодической верификации и включала анализ специальной проектной документации, пересмотренного плана мониторинга, предварительного и окончательного отчетов по мониторингу, подтверждающих документов, а также визит на площадку выполнения проекта и интервью с участниками проекта.

Целью проекта является сепарация, извлечение и утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ), получаемого в качестве побочного продукта нефтедобывающей деятельности на Комсомольском месторождении, который иначе бы сжигался на факеле. Тем самым достигается сокращение сжигания ПНГ на месторождении и выбросов парниковых газов в атмосферу.

Как результат начальной верификации, Бюро Веритас Сертификейшн подтверждает, что все мероприятия по проекту выполнены в соответствии с проектной документацией, отклонения от проектного плана мониторинга обоснованны, введенное оборудование работает штатно, система мониторинга внедрена и функционирует, реализованный проект непрерывно производит сокращения выбросов парниковых газов.

Как результат первой периодической верификации, Бюро Веритас Сертификейшн подтверждает, что сокращение выбросов парниковых газов рассчитано с удовлетворительной точностью и не содержит существенных ошибок, упущений или

Report No. RUSSIA-VER/0232/2012

Экспертное заключение на отчет о ходе реализации проекта  
ПРОЕКТ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГАЗА НА КОМСОМОЛЬСКОМ НЕФТЯНОМ  
МЕСТОРОЖДЕНИИ

неверных сведений. Наше экспертное заключение касается выбросов парниковых газов в проекте и рассчитанных результирующих сокращений выбросов, относящихся к детерминированному базовой линии и плану мониторинга.

На основании информации, которую мы получили и оценили, мы подтверждаем, с удовлетворительной степенью заверения, следующее заключение:

Отчетный период: с 1 декабря 2011 г. по 29 февраля 2012 г.

Базовые выбросы	: 349726 тонн CO2 эквивалента
Проектные выбросы	: 100259 тонн CO2 эквивалента
Сокращение выбросов	: 249467 тонн CO2 эквивалента

Бюро Веритас Сертификейшн  
7 июня 2012 г.



Леонид Яшкин – Операционный Менеджер и Ведущий верификатор



## **Раздел 4.**

### **Сведения об осуществлении деятельности в соответствии с инвестиционной декларацией**

Сведения об осуществлении деятельности в соответствии  
с инвестиционной декларацией проекта  
«Утилизация попутного нефтяного газа Харампурской группы месторождений  
компании ОАО «НК «Роснефть»»

В соответствии с представленной Инвестиционной декларацией, средства, получаемые от возмездной передачи Единиц Сокращения Выбросов по проекту «Утилизация попутного нефтяного газа на Комсомольском месторождении Компании ОАО «НК «Роснефть», направляются на со-финансирование реализации проекта «Утилизация попутного нефтяного газа Харампурской группы месторождений компании ОАО «НК «Роснефть» (далее – «Проект»).

**Описание Проекта:**

Проектом осуществляется сбор газа низкого и высокого давления с пяти действующих площадок Харампурской группы месторождений (см. Рис 1):

- ДНС<sup>7</sup> «Фестивальное»,
- ДНС-1 «Южно-Харампурское»,
- УПСВ-2 «Южно-Харампурское»,
- ДНС-2 «Северо-Харампурское»,
- УПСВ-УПН «Северо-Харампурское».

Все установки оборудованы факелами высокого и низкого давления.

В действующие технологические схемы площадок при реализации проекта вносятся дополнения.

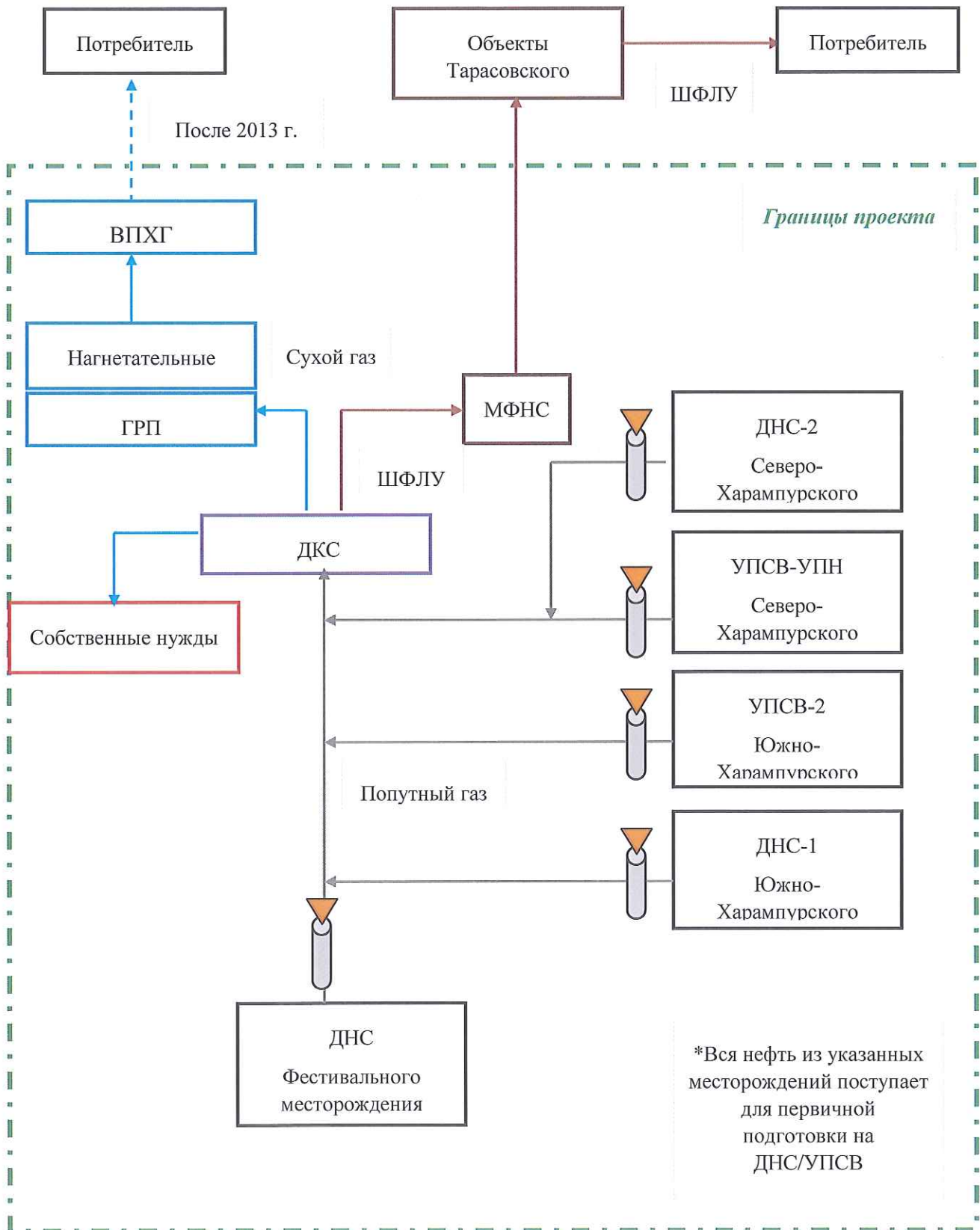
Попутный нефтяной газ с концевых нефтегазосепараторов ДНС/УПСВ, ранее сжигаемый на факеле низкого давления с помощью блочной компрессорной установки дожимается от 0,4 до 6,0 МПа и далее, смешиваясь с газом высокого давления с входных нефтегазосепараторов, через оперативный узел замера газа по построенным для проекта сборным трубопроводам направляется на площадку дожимной компрессорной станции (ДКС). На установке подготовки газа на площадке ДКС (см. схему) осуществляется его разделение методом низкотемпературной конденсации с получением товарных продуктов. В основе метода лежит использование турбодетандерных агрегатов.

На площадке ДКС в процессе подготовки и последующей низкотемпературной конденсации попутный нефтяной газ разделяется на сухой отбензиненный газ, отвечающий требованиям ОСТ 51.40-93, и широкую фракцию легких углеводородов (извлечение C<sub>3</sub> и выше не менее 90%). Сухой газ компримируется и по газопроводу направляется на куст нагнетательных скважин для закачки в временное подземное хранилище газа (ВПХГ). После получения разрешения на поставку газа в единую газотранспортную систему России и строительства магистрального газопровода нагнетательные скважины будут переведены в добывающий фонд.

---

<sup>7</sup> ДНС – дожимная насосная станция. УПСВ- установка предварительного сброса воды, УПН – установка подготовки нефти

Рис 1. Схематичное изображение инфраструктуры проекта



### Ход реализации проекта:

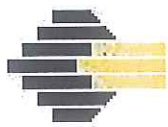
Проектно-изыскательские работы осуществляли ООО «НК «Роснефть» - Научно-Технический Центр» и ООО «ВНИИГАЗ». Были разработаны следующие основополагающие технические проектные документы, прошедшие государственную экспертизу:

- «Сбор, подготовка, компримирование и закачка во временное хранилище газа (ВПХГ) низконапорного газа Харампурской группы месторождений в объеме 1 млрд. м<sup>3</sup> газа в год», Проект, ООО «ВолгоУралНИПИгаз, г. Оренбург, 2007
- «Технологический проект создания и эксплуатации временного подземного хранилища газа на Харампурском месторождении на основе сеноманской газовой залежи для хранения сухого отбензиненного попутного газа Харампурской группы месторождений»

Строительно-монтажные работы на объектах начались в 2007 г. после заключения договоров по строительству сборных газопроводов попутного нефтяного газа:

- Газосбора от ДНС-2 Южно-Харампурского месторождения до точки врезки в коллектор;
- Газосбора от ДНС-2 Северо-Харампурского месторождения до точки врезки в коллектор (т.3)
- Газосбора от ДНС-1 Южно-Харампурского месторождения до точки врезки в коллектор (т.2)

Большинство договоров поставки основного и вспомогательного оборудования были заключены в 2008-2009 гг.



## ОТЧЕТ О ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА



ООО "РН-Пурнефтегаз"

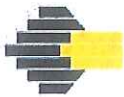
Неделя 42/2012 (с 19 по 26 октября)



## Утвержденные сроки производства работ

№	Объект строительства/ Зона строительства	Строительная готовность	Виды работ	Срок окончания работ	Подрядная организация	Статус выполнения
1	ДКС с УПГ Харампурского м/р	92,68%	Монтаж технологически трубопроводов с обвязкой оборудования. Монтаж сетей ТВС. Монтаж сетей электроснабжения и КИПиА. ПНР оборудования и сетей КИПиА Благоустройство территории	30.11.2012	ООО «Энергогазкомплект»	Монтаж технологических трубопроводов, трубопроводов сетей ТВС выполнен, с монтажом ЗРА. Монтаж сетей электроснабжения КИПиА монтаж приборов. Испытание трубопроводов и оборудования. Теплоизоляция трубопроводов. Выполнены индивидуальные испытания БКУ-1/9, 10 машины, запущены в работу с подачей газа в коллектор. Выполнена обвязка БКУ- 1/7,8 проведены испытания систем. Выполнена подача тепла от котельной до БКУ-1, РВС-300, 2000м3. Запущен в работу участок обогрева трубопроводов теплоспутниками от БКУ-1 дренажных линий и ВМС Благоустройство территории
2	БКУ на площадках ДНС, УПСВ, МФНС Харампурского м/р	90,05%	Монтаж технологически трубопроводов с обвязкой оборудования. Монтаж сетей электроснабжения и КИПиА. ПНР оборудования и сетей КИПиА Благоустройство территории	30.11.2012	ООО «Энергогазкомплект»	Монтаж технологических трубопроводов, с монтажом ЗРА. Монтаж сетей электроснабжения КИПиА монтаж приборов. Ведутся работы по монтажу трубопровода газа низкого давления в точке подключения ДКС-1,3 Благоустройство территории
3	Линейная часть Коллектор от т. 2' до ДКС Харампурского м/р	100%	Монтаж сетей электроснабжения и КИПиА. Монтаж контура заземления на узлах задвижек ПК442, 495. Испытание трубопроводов от точки 1 до точки 2	15.09.2012	ООО «Ортэкс»	проведение ПНР





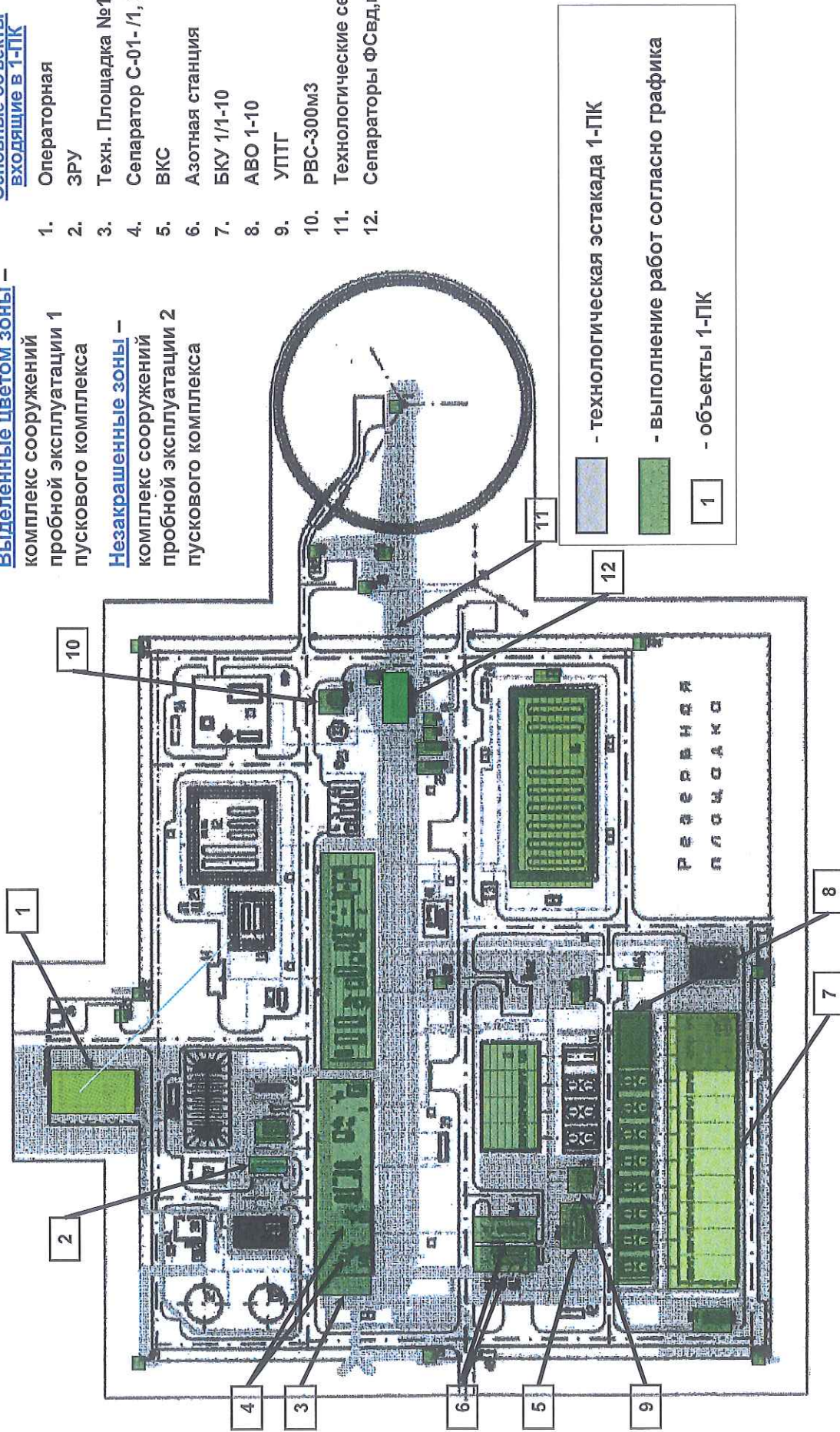
## ДКС с УПГ Харампурского м/р

**Выделенные цветом зоны** –  
комплекс сооружений  
пробной эксплуатации 1  
пускового комплекса

**Незакрашенные зоны** –  
комплекс сооружений 2  
пробной эксплуатации 2  
пускового комплекса

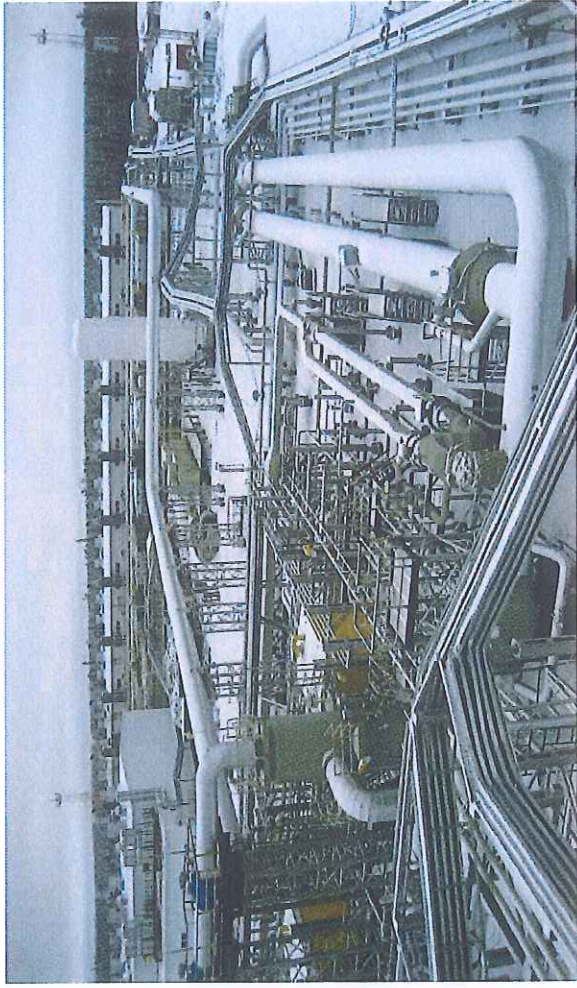
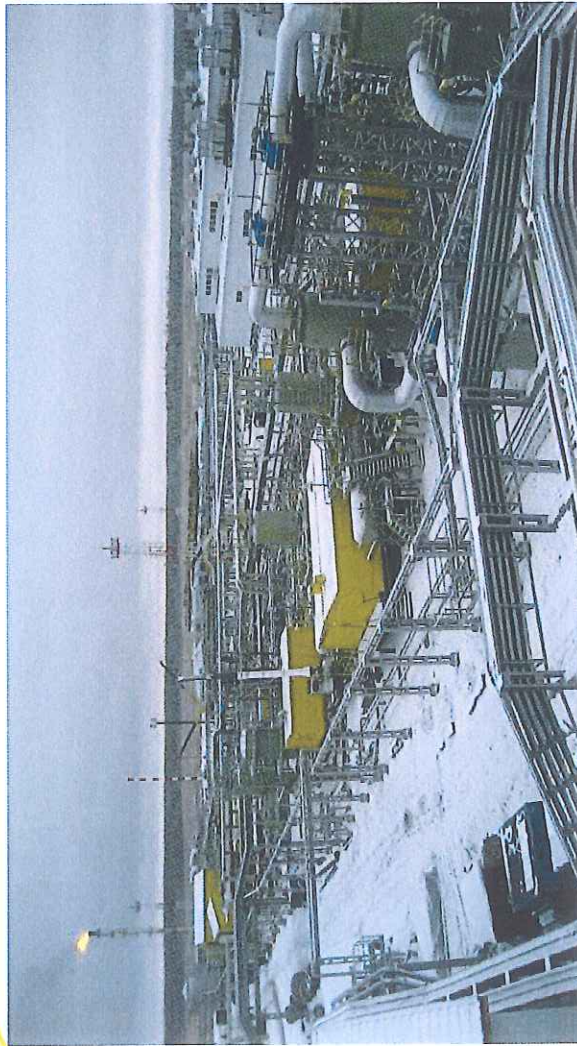
### Основные объекты входящие в 1-ПК

1. Операторная
2. ЗРУ
3. Техн. Площадка №1
4. Сепаратор С-01- /1/, 2
5. ВКС
6. Азотная станция
7. БКУ 1/1-10
8. АВО 1-10
9. УПТГ
10. РВС-300м3
11. Технологические сети
12. Сепараторы ФСвд,нд





## ДКС с УПГ Харампурского м/р: ход строительства





## ДКС с УПГ Харампурского м/р: разработка ПСД

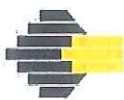
Наименование этапов, разделов ПСД	Количество						Сроки завершения			Примечания
	Всего	План	Факт	Отклонения	План Неделя +1	План	Факт / Прогноз	Отклонения		
		100%	100%							
Получение результатов ИИ	100%	100%	100%							
Разработка стадии «Проект»	100%	100%	100%							
Прохождение ТЭ	100%	100%	100%							
Получение разрешения на строительство*	100%	100%	100%							
Разработка стадии РД всего, в т.ч.:	100%	100%	100%						Корректировка РД ведется в рамках авторского надзора.	



## ДКС с УПГ Харампурского м/р: комплектация МТР

Наименование МТР	Ед. изм.	Заявлено		Законтрактовано		Поставлено на отчетную дату		Общий остаток к поставке	Общий процент комплектации, %	График поставки МТР			
		План	Факт	План	Факт	План	Факт			Октябрь 2012	Ноябрь 2012	Декабрь 2012	2013
<b>Поставка Заказчика</b>													
Запорная арматура	шт.	30	30	30	30	30	30	0	100				
Система громкоговорящей связи	шт	1	1	1	1			1	0		1		
<b>Дополнительные аварийные заявки, переданные на поставку Заказчика</b>													
Труба	тн	216,8	216,8	216,8	*			171,8	79			171,8	
Блок-бокс операторный	шт	2	2	2	*			2	0			2	
Детали трубопроводов	шт	41	41	41	4	4	4	35	85		35		
Запорная арматура	шт	297	297	297	165	2	2	129	1		125	4	
КИП	шт	98	98	98	*			90	91			88	2
Кабель	м	4195	4195	4195	*			4195	0			4195	
Щебень	тн.	6000	6000	6000	*			6000	0		6000		
Цемент	тн.	276	276	276	276	276	276	0	100				
<b>Поставка Подрядчика</b>													
Труба технологическая	тн	293	293	293	293	293	276	17	94		17		
Запорная арматура	шт	2143	2143	2143	2089	2143	2085	58	97		58		
Детали трубопроводов (линзовые компенсаторы)	шт	3898	3898	3898	3898	3898	3655	243	94		94		

\* находится в проработке в УМТО на закупку.



## ДКС с УПГ Харампурского м/р: проведение СМР

Сроки строительства	
Начало	Окончание
План Август 2010	Март 2013
Факт Август 2010	




Подрядчик: ООО «ЭГК»			
Персонал		Техника	
План	Факт	План	Факт
344	445	63	63

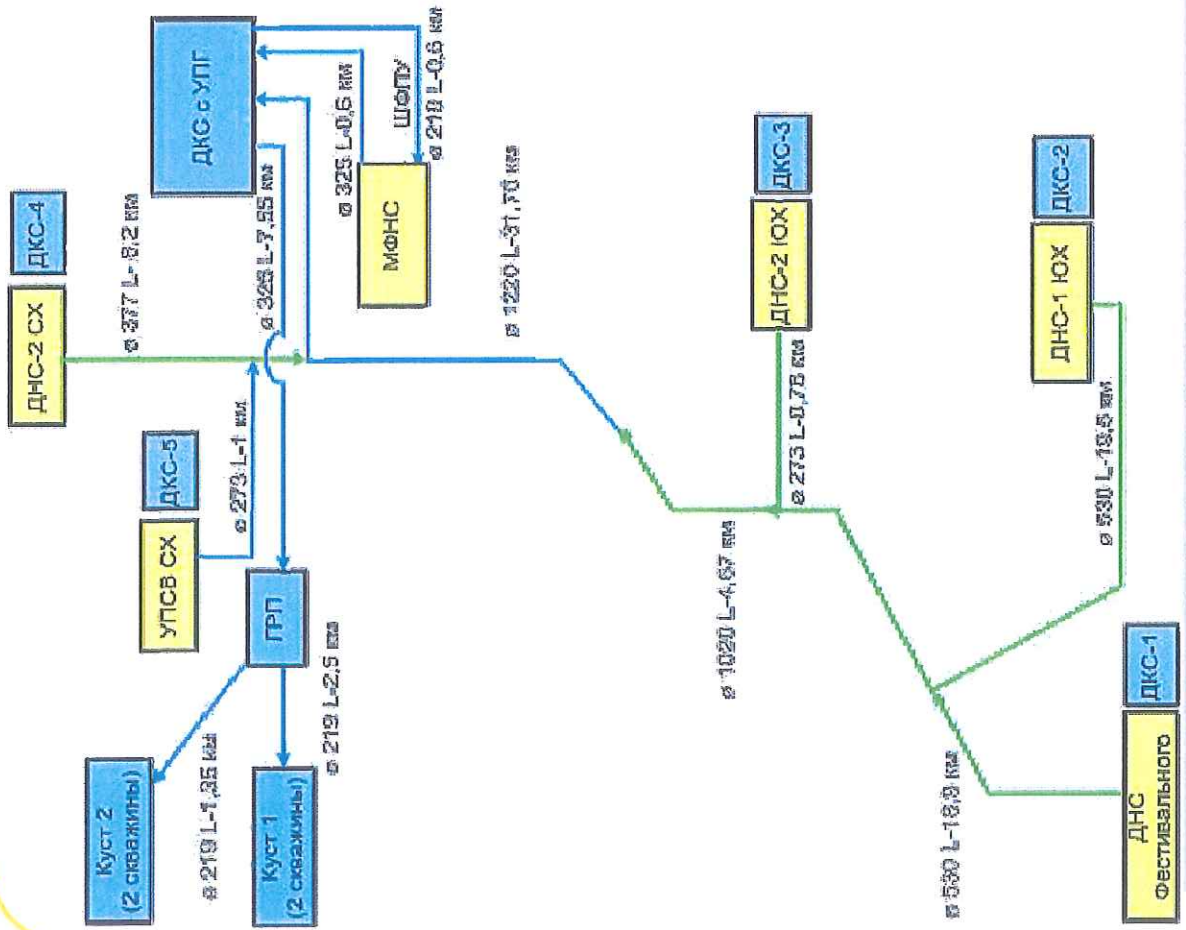
Наименование работ	Ед. изм.	Проект	По плану	Факт	Исполнение плана	Исполнение от объема проекта, %	Подрядная организация
Погружение свай	шт	7187	7187	7187	7187	100%	ООО «ЭГК»
Монтаж м/к ростверков	т	7361	7361	7361	7361	100%	ООО «ЭГК»
Монтаж м/к (здания, эстакады, РВС)	т	755	755	755	755	100%	ООО «ЭГК»
Монтаж модульных зданий	шт	3	3	3	3	100%	ООО «ЭГК»
Монтаж емкостей	шт	21	21	21	21	100%	ООО «ЭГК»
Монтаж техн трубопроводов	м	39450	39450	36990	36990	93.7%	ООО «ЭГК»
Монтаж внутренних систем БКУ-1/9,10	%	100	100	100	100	100%	ООО «ЭГК»
Монтаж внутренних систем БКУ-1,2	%	100	73.1	73.1	100	73.1%	ООО «ЭГК»
Монтаж кабельной продукции и приборов 1 ПК	%	100	100	100	100	100%	ООО «ЭГК»
Монтаж кабельной продукции и приборов	%	100	70	60	60	60%	ООО «ЭГК»

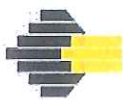
Проблемные вопросы	Мероприятия по решению	Срок
Дефицит финансирования	Обеспечить подготовку материалов и вынесение вопросов изменения стоимости строительства на рассмотрение ТПК Компании	15.11.2012



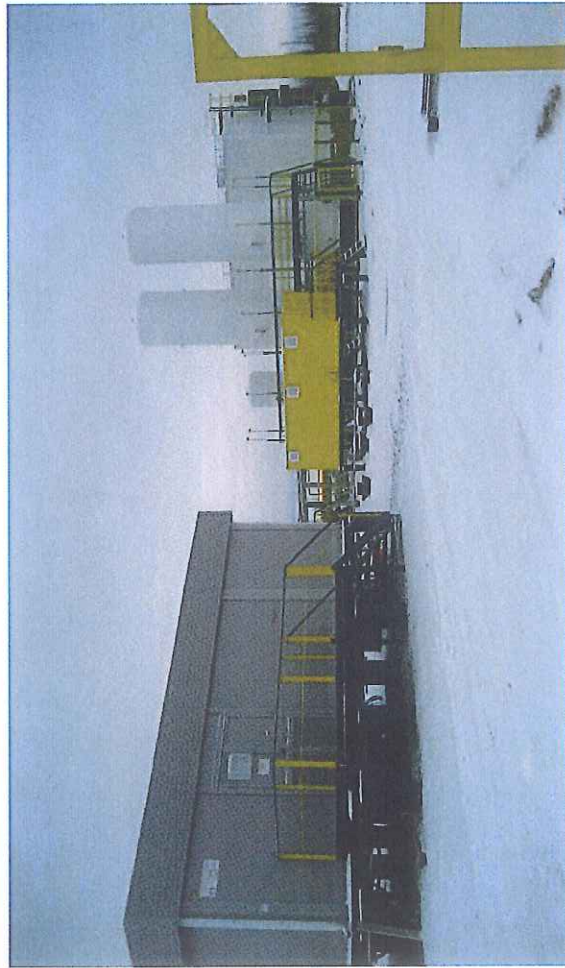
# БКУ на площадках ДНС, УПСВ, МФНС Харампурского м/р: план строительной площадки

	- существующие объекты
	- объекты, построенные ранее входящие в реализацию проекта газовой программы Харампурского м/р
	- объекты строительства 2012 года





**БКУ на площадках ДНС, УПСВ, МФНС Харампурского м/р: ход строительства**





# БКУ на площадках ДНС, УПСВ, МФНС Харампурского м/р: разработка ПСД

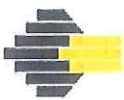
ПД ДКС-1, ДКС-3, ДКС-4

Наименование этапов, разделов ПСД	Количество				Сроки завершения			Примечания
	Всего	План	Факт	Отклонения	План Неделя +1	План	Факт / Прогноз	
		100%	100%	0				
Получение результатов ИИ	100%	100%	100%	0				
Разработка стадии «Проект»	100%	100%	100%	0				
Прохождение ГЭ	100%	100%	100%	0				
Получение разрешения на строительство	100%	100%	100%	0				
Разработка стадии РД всего, в т.ч.:	100%	100%	100%	0				Корректировка РД ведется в рамках авторского надзора.

Корректировка ПД ДКС-2, ДКС-5 (не соблюдение взрывоопасных расстояний между объектами)

Наименование этапов, разделов ПСД	Количество				Сроки завершения			Примечания
	Всего	План	Факт	Отклонения	План Неделя +1	План	Факт / Прогноз	
		100%	100%	0				
Получение результатов ИИ	100%	100%	100%	0				
Разработка стадии «Проект»	100%	100%	100%	0				
Прохождение ГЭ	1	1	0	1		15.11.2012	15.11.2012	Выполнена корректировка проекта ДКС-2, ДКС-5. Получение положительного заключения ГЭ планируется 15.11.2012
Получение разрешения на строительство	100%	100%	0%	1				Разрешение на строительство будет получено после получения положительного заключения ГЭ
Разработка стадии РД всего, в т.ч.:	100%	100%	100%	0				Корректировка РД ведется в рамках авторского надзора.

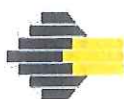




## БКУ на площадках ДНС, УПСВ, МФНС Харампурского м/р: комплектация МТР

Наименование МТР	Ед. изм.	Заявлено		Законтрактовано		Поставлено на отчетную дату		Общий остаток к поставке	Общий процент комплектации, %	График поставки МТР		
		План	Факт	План	Факт	План	Факт			Октябрь 2012	Ноябрь 2012	Декабрь 2012
ЗИП к БКУ *	шт	3	3	3	3	3	3	0	100			
Запорная арматура	шт	528	528	528	528	528	528	0	100			
Кабельно-проводниковая продукция	км	135,659	135,659	135,659	135,659	135,659	135,659	0	100			
Металлоконструкции	Тн	144,17	144,17	144,17	144,17	144,17	144,17	0	100			
Опора	шт	122	122	122	122	122	122	0	100			
Труба свайная	Тн	450,8	450,8	450,8	450,8	450,8	450,8	0	100			
Труба технологическая	Тн	315	315	315	315	315	315	0	100			
Фасонные изделия	шт.	2452	2452	2452	2452	2452	2452	0	100			
Оборудование ДЦИ	компл	61	61	61	61	61	61	0	100			

\* несвоевременная поставка по причине возврата на завод-изготовитель бракованных ЗИП (3шт.)



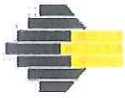
## БКУ на площадках ДНС, УПСВ, МФНС Харампурского м/р: проведение СМР

Сроки строительства	
Начало	Окончание
Август 2010	Март 2013
Факт	Август 2010

Подрядчик: ООО «ЭГК»			
Персонал		Техника	
План	Факт	План	Факт
116	12	11	11

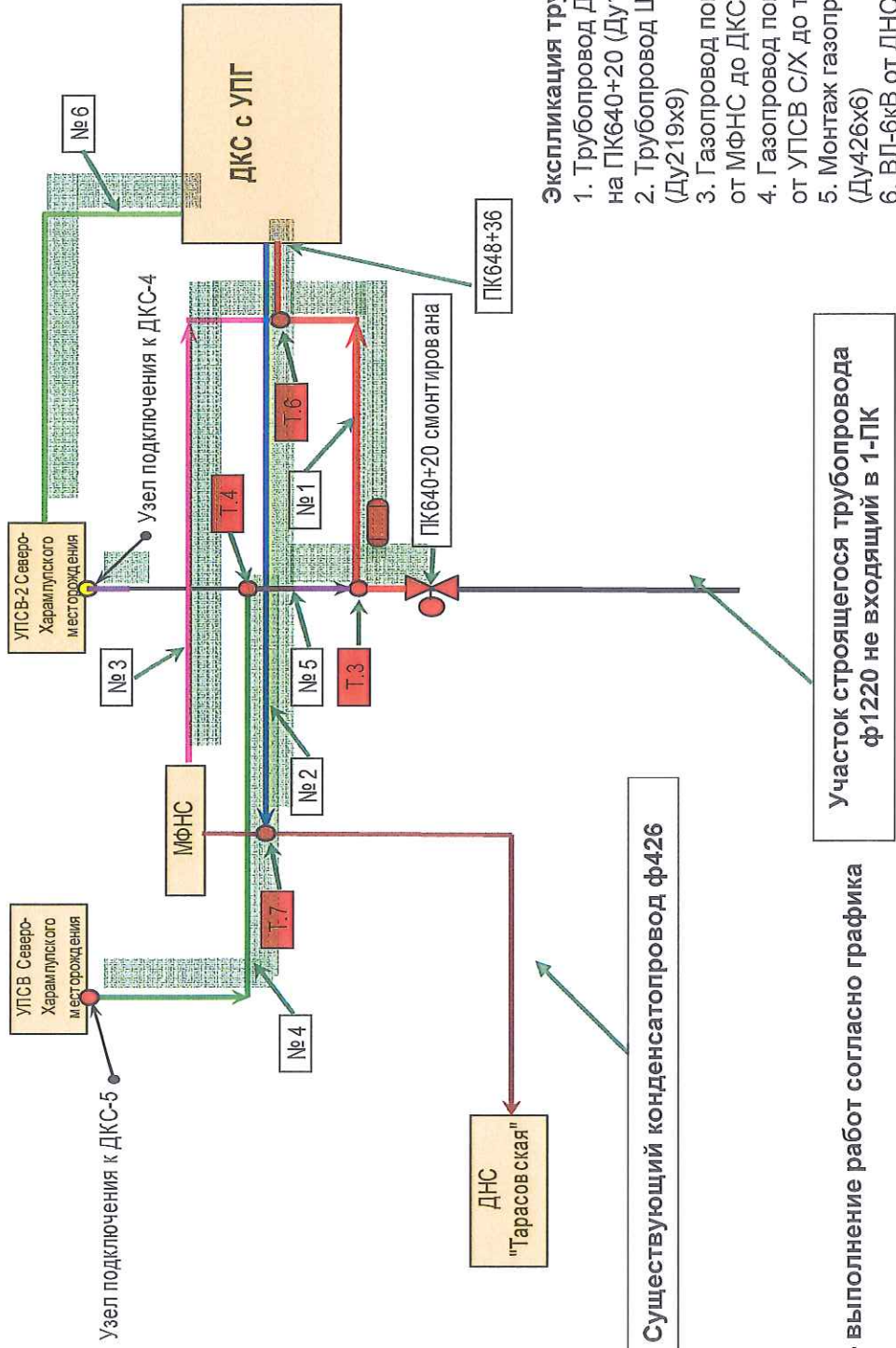
Наименование работ	Ед. изм.	Проект	По плану	Факт	Исполнение плана	Исполнение от объема проекта, %	Подрядная организация
Погружение свай	шт	2424	-	-	-	100%	ООО «ЭГК»
Монтаж м/к ростверков	т	720	-	-	-	100%	ООО «ЭГК»
Монтаж м/к (здания, эстакады, РВС)	т	125	-	-	-	100%	ООО «ЭГК»
Монтаж модульных зданий	шт	7	-	-	-	100%	ООО «ЭГК»
Монтаж емкостей	шт	11	-	-	-	100%	ООО «ЭГК»
Монтаж подводящих газопроводов	м	7503	7503	0	7490	99%	ООО «ЭГК»
Монтаж внутренних систем БКУ	%	100	60	0	48	48%	ООО «ЭГК»
Монтаж кабельной продукции	м	24551	20000	18340	18340	74,7%	ООО «ЭГК»
Монтаж плит (благоустройство)	м2	8268	8268	7340	7340	88,77%	ООО «ЭГК»

Проблемные вопросы		Мероприятия по решению		Срок
Не выполнены ПНР на компрессорных установках АЈАХ		Заключить договор на проведения ПНР с ООО «УНИКмаш»		20.11.2012



# Линейная часть Коллектор от т. 2' до ДКС Харампурского м/р: план строительной площадки

Срок готовности объекта – сентябрь 2012  
Срок ввода – март 2013



## Экспликация трубопроводов 1-ПК

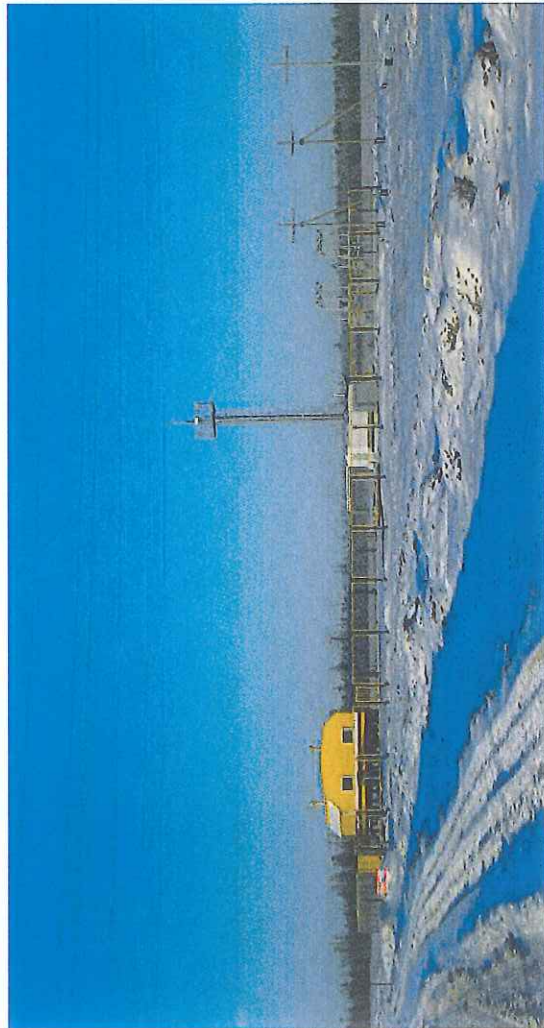
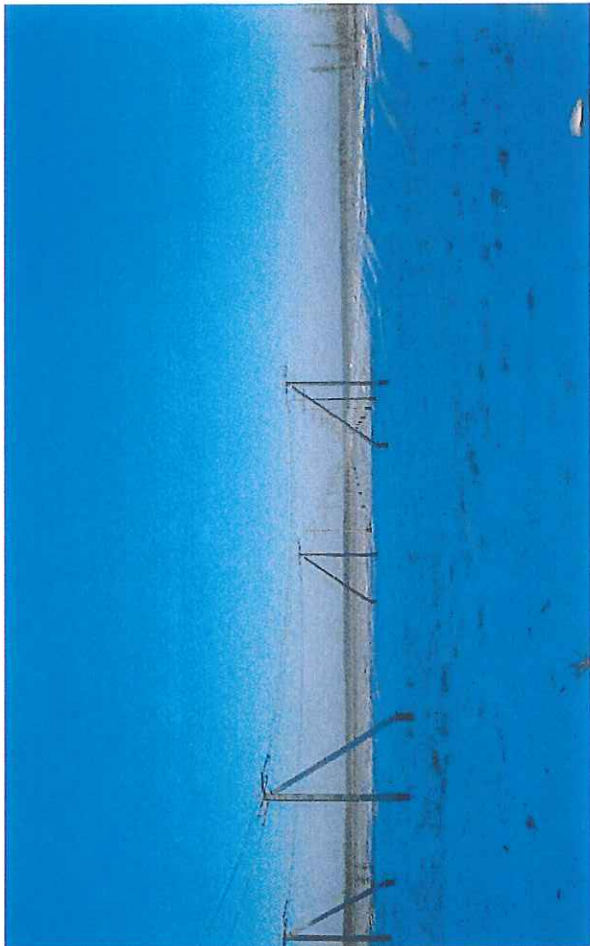
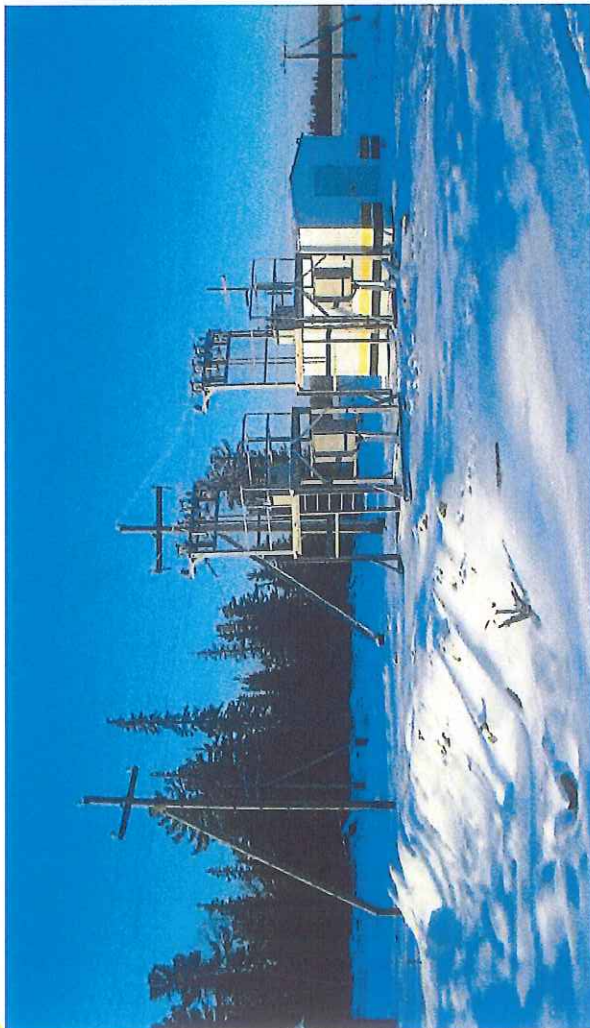
1. Трубопровод Ду1200 от ДКС до КШ на ПК640+20 (Ду1200x12)
2. Трубопровод ШФЛУ от ДКС до т.7 (Ду219x9)
3. Газопровод попутного нефтяного газа от МФНС до ДКС (Ду325x8)
4. Газопровод попутного нефтяного газа от УПСВ С/Х до т.4(Ду273x6)
5. Монтаж газопровода от ДКС-4 до т.3 (Ду426x6)
6. ВЛ-6кВ от ДНС-1 до ДКС с УПГ L=1,2км



- выполнение работ согласно графика



Линейная часть Коллектор от т. 2' до ДКС Харампурского м/р: ход строительства





## Линейная часть Коллектор от т. 2' до ДКС Харампурского м/р: разработка ПСД

Наименование этапов, разделов ПСД	Количество				Сроки завершения			Примечания
	Всего	План	Факт	Отклонения	План Неделя +1	План	Факт / Прогноз	
Получение результатов ИИ	100%	100%	100%	0				
Разработка стадии «Проект»	100%	100%	100%	0				
Прохождение ГЭ	100%	100%	100%	0				
Получение разрешения на строительство	100%	100%	100%	0				
Разработка стадии РД всего, в т.ч.:	100%	100%	100%	0				



## Линейная часть Коллектор от т. 2' до ДКС Харампурского м/р: комплектация МТР

Наименование МТР	Ед. изм.	Заявлено		Законтрактовано		Поставлено на отчетную дату		Общий остаток к поставке	Общий процент комплектации, %	График поставки МТР		
		План	Факт	План	Факт	План	Факт			Октябрь 2012	Ноябрь 2012	Декабрь 2012
Запорная арматура	шт	163	163	163	163	163	163	0	100			
Запорная арматура*	шт	2	2	2	2	2	2	0	100			
Кабельно-проводниковая продукция	км	196,0	196,0	196,0	196,0	196,0	196,0	0	100			
Труба свайная	Тн	886	886	886	886	886	886	0	100			
Труба технологическая	Тн	12376	12376	12376	12376	12376	12376	0	100			
Фасонные изделия	шт.	78	78	78	78	78	78	0	100			
Оборудование ДЦИ	компл.	135	135	135	135	135	135	0	100			

\* аварийный резерв



## Линейная часть Коллектор от т. 2' до ДКС Харампурского м/р: проведение СМР

Сроки строительства	
Начало	Окончание
План 13.07.2010	Март 2013
Факт 01.07.2010	

Подрядчик: ООО «Ортекс»			
Персонал		Техника	
План	Факт	План	Факт
130	124	44	30

Наименование работ	Ед. изм.	Проект	По плану	Факт	Исполнение плана	Исполнение от объема проекта, %	Подрядная организация
Устройство вдоль трассового проезда	км	31,42	31,42	31,42	выполнено	100%	ООО «Ортекс»
Сварка захлестов трубопровода д. 1200	ст	185	185	185	выполнено	100%	ООО «Ортекс»
Сварка труб в нитку	км	31,82	31,82	31,82	выполнено	100%	ООО «Ортекс»
Изоляция стыков	км	31,82	31,82	31,82	выполнено	100%	ООО «Ортекс»
Разработка траншеи экскаватором	км	31,82	31,82	31,82	выполнено	100%	ООО «Ортекс»
Укладка и балластировка подземная	км	31,82	31,82	31,82	выполнено	100%	ООО «Ортекс»
Обратная засыпка	км	31,82	31,82	31,82	выполнено	100%	ООО «Ортекс»
Монтаж кранового узла	шт	7	7	7	выполнено	100%	ООО «Ортекс»
Испытание трубопровода 1200	км	31,82	31,82	31,82	выполнено	100%	ООО «Ортекс»

Проблемные вопросы		Мероприятия по решению	Срок
Отсутствие лимитов КВ, отсутствие лимитов финансирования		Обеспечить подготовку материалов и вынесение вопросов изменения стоимости строительства на рассмотрение ТПК Компании	15.11.2012