Описание осуществленных действий в соответствии со специальной проектной документацией

по проекту Совместного Осуществления:

«УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ХАРАМПУРСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КОМПАНИИ ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

Период мониторинга: 13.09.2012 – 31.10.2012

Версия 1.2

Дата подготовки отчета: 24 декабря 2012 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Раздел A.	Общая информация о проектной деятельности	Стр. 3
Раздел B.	Система мониторинга сокращения выбросов парниковых газов	Стр. 6
Раздел C.	Отклонения от плана мониторинга, заявленного в проектной документации	Стр. 18
Раздел D.	Результаты расчета сокращения выбросов парниковых газов	Стр. 22
Приложение 1	Список сокращений	Стр. 35

Раздел А. Общая информация о проектной деятельности

А.1. Введение

Цель настоящего отчёта - представление результатов мониторинга и расчета объема сокращения выбросов парниковых газов, полученного в результате реализации проекта Совместного Осуществления «Утилизация попутного нефтяного газа Харампурской группы месторождений ОАО «НК «Роснефть» за период: с 13 сентября 2012 года по 31 октября 2012 года.

Техническая реализация проекта проводится с 2008 г., ее окончание ожидается в 2013 г.

Рассматриваемый проект утвержден в Российской Федерации как принимающей стороне Приказом Министерства Экономического Развития РФ № 709 от 30 декабря 2010 г.

Декларация об одобрении проекта со стороны Нидерландов от имени Министерства экономики, сельского хозяйства и инноваций, через уполномоченное агентство "NL Agency", действующее в качестве Координационного центра для проектов Совместного Осуществления была получена 18 марта 2011 г.

А.2. Описание проекта

После завершения строительства проект будет предусматривать:

- Сбор и транспорт попутного нефтяного газа высокого давления под собственным давлением и газа низкого давления с предварительным компримированием с действующих площадок ДНС «Фестивальное», ДНС-1 «Южно-Харампурская», УПСВ-2 «Южно-Харампурская», ДНС-2 «Северо-Харампурская», УПСВ «Северо-Харампурская» на площадку дожимной компрессорной станции (ДКС) с установкой подготовки газа (УПГ)
- Разделение ПНГ на ДКС методом низкотемпературной конденсации на товарные продукты: сухой отбензиненный газ в соответствии со стандартом Газпром 089-2010 и ШФЛУ (извлечение C_3 и выше не менее 90%)
- Транспорт ШФЛУ на Тарасовское месторождение, где продукт отгружается потребителям
- Закачку товарного сухого газа в пласт ПК-1 (сеноманская газовая залежь Харампурского месторождения), через нагнетательные скважины. После строительства газопровода до газотранспортной системы ОАО «Газпром», нагнетательные скважины будут переведены в добывающий фонд.

Описание полной технологической схемы проекта приведено в специальной проектной документации (СПД), версия 1.4 от 1 февраля 2011 г. В рамках настоящего периода мониторинга используется сокращенная технологическая схема (режим пробной эксплуатации).

Пробная эксплуатация ДКС с УПГ

Вследствие смещения планируемого срока ввода объектов строительства по проекту было принято решение произвести частичный запуск ДКС с УПГ в объеме пробной эксплуатации. Запуск в режим пробной эксплуатации был произведен 13 сентября 2012 г. Перевод технологической схемы в нормальный режим работы с началом выделения ШФЛУ и закачкой в пласт сухого отбензиненного газа планируется в марте 2013 г.

Основные технологические решения в режиме пробной эксплуатации:

- Поставка газа на ДКС с УПГ осуществляется под собственным давлением с дожимной насосной станции ДНС-2 «Северо-Харампурская» и УПСВ «Северо-Харампурская». Компрессорное оборудование (ДКС-4 и ДКС-5) для компремирования газа низкого давления,

установленное в рамках проекта, при этом не задействовано, потребление электроэнергии отсутствует.

- Попутный нефтяной газ с первых ступеней сепарации ДНС-2 и УПСВ, ранее сжигаемый на факелах высокого давления, по сборным трубопроводам направляется на площадку ДКС, где, пройдя входной узел учета газа и входные сепараторы, поступает на компремирование в блок компрессорных установок (БКУ) №1. В БКУ-1 попутный нефтяной газа компримируется до давления транспорта на двух газопоршневых компрессорных установках №09, 10. Топливом для их работы служит ПНГ.
- Компремированный до давления транспорта газ через конденсатопровод, предназначенный для ШФЛУ, направляется на установку стабилизации конденсата (УСОК) Тарасовского месторождения где, не проходя дальнейшей переработки, смешивается с ПНГ Тарасовского месторождения и через существующую систему транспорта поставляется на ОАО «Губкинский ГПК».

В работе в режиме пробной эксплуатации задействовано следующие основные линии и оборудование, являющиеся частью исходного проекта, как описано в СПД, версия 1.4 от 1 февраля 2011 г:

– входной коллектор Ду-1200 и сепараторы С-01/1,2;

– БКУ-1 в составе двух компрессорных агрегатов №09, 10;

– факельный коллектор низкого давления Ду 1000.

– компрессорная воздуха КИП;

– дренажная система;

– пожарные резервуары и азотная станция газового тушения.

А.3. Сокращение выбросов за период мониторинга

Фактический объем Единиц Сокращения Выбросов (ЕСВ) составил:

с 13 сентября по 31 октября 2012 года: 69 935 тонн $CO_{2экв}$

Согласно специальной проектной документации, версия 1.4 от 01 февраля 2011 г. (разработка и независимая экспертиза СПД была выполнена в 2008 г., доработка до данной версии была проведена после получения одобрения в Российской Федерации) эксплуатация проекта должна была начаться в 2010 г. Впоследствии, по ряду причин:

- заморозка производственной деятельности рядом поставщиков оборудования в 2008-2009 гг. под влиянием последствий мирового экономического кризиса;

- значительное увеличение сроков разработки конструкторской документации;

- аномально низкие температуры в зимний период 2009-2010 гг., не позволившие осуществить ключевые строительно-монтажные работы, и отсутствие дорог в твердом покрытии и т.д.

реализация проекта была перенесена на 2012 г., а объем образования ЕСВ при одобрении проекта в Российской Федерации был пересмотрен до 1,5 млн. тонн $CO_{2экв}$,

Реализуемый в настоящий момент режим пробной эксплуатации не позволяет утилизировать весь попутный нефтяной газ. С запуском в нормальный режим работы ДКС с УПГ и блочных компрессорных установок для компремирования ПНГ низкого давления с концевых ступеней сепарации объем образования ЕСВ составит более 100 тыс. тонн $CO_{2экв}$ ежемесячно, а уровень утилизации ПНГ возрастет до 95%.

А.4. Контактная информация участников проекта

Контактное лицо от владельца проекта:

Организация:	ОАО «НК «Роснефть»
Улица/ п/я	Софийская набережная
Строение:	26/1
Город:	Москва
Штат/регион	
Почтовый индекс:	117997
Страна:	Россия
Телефон:	+7 (495) 777-44-77
Факс:	+7 (495) 777-44-44
Адрес э/почты:	postman@rosneft.ru
Адрес в интернете:	www.rosneft.ru
Представитель:	Ростислав Латыш
Титул:	Директор департамента
Обращение:	Господин
Фамилия	Латыш
Имя:	Ростислав Ростиславович
Департамент:	Департамент экономики и бизнес планирования

Контактное лицо от консультанта владельца проекта и разработчика настоящего отчета по мониторингу:

Организация:	ООО «СиТиЭф»
Улица/ п/я	Щипок
Строение:	9/26, стр.1, офис 18
Город:	Москва
Штат/регион	-
Почтовый индекс:	115054
Страна:	Россия
Телефон:	+7 (495) 984-59-51
Факс:	+7 (495) 984-59-52
Адрес э/почты:	konstantin.myachin@carbontradefinance.com
Адрес в интернете:	http://www.carbontradefinance.com/
Представитель:	
Титул:	Менеджер углеродных проектов
Обращение:	
Фамилия	Мячин
Имя:	Константин Юрьевич
Департамент:	-

B. Система мониторинга сокращения выбросов парниковых газов

B.1 Информация о сборе и учете данных о воздействии проекта на окружающую среду

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. В ООО «РН-Пурнефтегаз» функционирует Управление промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, в задачи и функции которого входят обеспечение соблюдения на предприятии экологических норм и правил, получение государственных разрешений на выброс и сброс вредных веществ, 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 начальником Управления охраны окружающей среды 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.

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 каждой промплощадки (ДНС, УПСВ и т.д.) на атмосферный воздух в количественном эквиваленте. Основным источником загрязнения атмосферного воздуха является факельное сжигание попутного нефтяного газа. В результате реализации проекта оно уменьшается до минимального технически обоснованного уровня, соответственно, воздействие на окружающую среду значительно снижается.

Поскольку в настоящее время объекты проекта не запущены в промышленную эксплуатацию, то их включение в том ПДВ в качестве нормируемых источников выбросов пока не производилось. Для запуска оборудования в тестовую эксплуатацию получено разрешение Ростехнадзора.

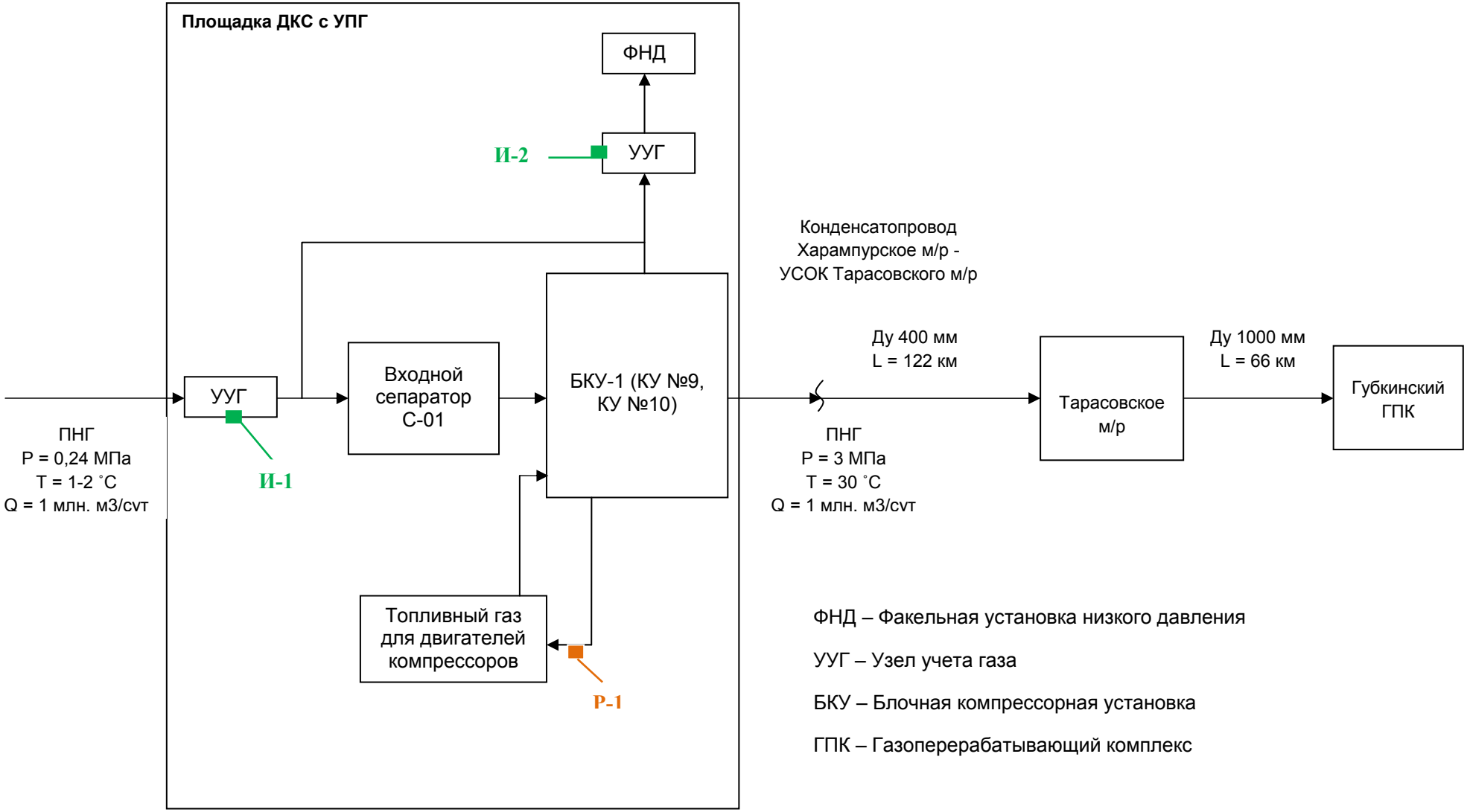
B.2 Используемый методологический подход

Для мониторинга выбросов парниковых газов в проекте и в исходных условиях применяется собственная методология, основанная на принципах Руководства по критериям установления исходных условий и мониторинга для Совместного Осуществления (JI Guidance on criteria for baseline setting and monitoring, версия 03). Поскольку в ходе рассматриваемого периода мониторинга осуществляется режим пробной эксплуатации ДКС с УПГ то, в настоящем отчете по мониторингу использованы подходы к учету выбросов парниковых газов, изложенные в утвержденной методологии Механизма чистого развития AM0009 версия 06.0.0., вместо AM0009, версия 2.1, использованной в СПД.

В границы проекта с учетом режима пробной эксплуатации ДКС с УПГ входят:

- Факельные установки ДНС-2 «Северо-Харампурская» и УПСВ «Северо-Харампурская»;
- Площадка ДКС с УПГ (подобнее см. раздел А.2)
- Электростанции Объединенной Энергетической Системы (ОЭС) Урала

Диаграмма В.2.1. Границы проекта с точками мониторинга



Для расчета проектных выбросов CO_2 используется следующий подход:

1. Выбросы CO_2 от потребления электроэнергии ДКС с УПГ рассчитываются с использованием данных измерений потребления электроэнергии, фиксированного ex-ante значения потерь сетевой электроэнергии при передаче и фиксированного ex-ante сетевого коэффициента эмиссии CO_2 при производстве электроэнергии в ОЭС Урала;
2. Выбросы CO_2 от сжигания ПНГ в двигателях газовых компрессоров БКУ-1 рассчитываются, используя данные по потреблению ПНГ (точка Р-1 на диаграмме В.2.1) на основе паспортных характеристик двигателя компрессоров 1/9 and 1/10 и фактического времени их работы в минутах, а также коэффициента эмиссии CO_2 от сжигания попутного нефтяного газа в газопоршневом двигателе, рассчитанного с использованием данных по компонентному составу ПНГ, определяемому ежемесячно.

Для расчета выбросов CO_2 в исходных условиях используется следующий подход:

1. Объем ПНГ, поставленный на Губкинский ГПК, рассчитывается специалистами ООО «РН-Пурнефтегаз» балансовым методом на основе показаний узла учета газа на входе в ДКС (точка И-1 на диаграмме В.2.1.), узла учета газа на линии факела низкого давления (точка И-2) и рассчитанного потребления ПНГ на собственные нужды (точка Р-1, см. описание выше);
2. Используя значение низшей теплотворной способности ПНГ, определяемое по результатам ежемесячных исследований компонентного состава попутного нефтяного газа, стандартный коэффициент эмиссии CO_2 для метана, приведенный в методологии AM0009, версия 06.0.0, и объем ПНГ, поставленный на Губкинский ГПК, рассчитываются выбросы CO_2 в исходных условиях.

В таблице В.2.1. представлены значения параметров, которые используются в расчетных формулах, и являются зафиксированными ex-ante.

Таблица В.2.1. Данные и параметры, зафиксированные в течение кредитного периода

№	Параметр, единицы измерения	Обозначение	Значение	Источник данных
1.	Коэффициент эмиссии CO_2 для метана, тонн CO_2/ТДж	$EF_{CO2, Methane}$	54,834	Методология МЧР AM0009, версия 06.0.0
2.	Фактор эмиссии CO_2 для электроэнергии, вырабатываемой ОЭС Урала, т CO_2/МВтч	$EG_{PJ, y}$	0,541	«Отчет по разработке факторов (коэффициентов) эмиссии парниковых газов для энергосистем России», 2008 г.[1] Выполнено Carbon Investments Ltd. По заказу Carbon Trade & Finance SICAR S.A. Получено положительное заключение от независимой экспертной компании Bureau Veritas
3.	Средние потери при транспортировке и распределении электроэнергии в сети для того уровня напряжения,	TDL_y	20%	Принято консервативное значение по умолчанию, согласно Приложению 4 СПД, версия 1.4. от 25 августа 2011 г.

[1] Значимые для данного проекта выдержки из отчета приведены в Приложении 4 СПД, версия 1.4. от 1 февраля 2011 г.

	который необходим для получения электроэнергии из сети,%			
4.	Плотность CO_2 при стандартных условиях (P = 101,3 кПа, T = 293,16° K (+20° C), кг/м^3	ρ_{CO2}	1,839	В соответствии с ГОСТ 8050-85 «Двуокись углерода газообразная и жидкая»[2].

[2] http://www.docload.ru/Basesdoc/10/10469/index.htm

B.3 Информация о параметрах мониторинга

Таблица B.3.1. Данные, собираемые для мониторинга выбросов в проекте и исходных условиях, и как они будут архивироваться

Идентификационный номер	Показатель	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота проведения регистрационных записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/ на бумажном носителе)	Комментарии
P-1	**$EG_{PJ_BCS\ Kh}$** Количество электроэнергии, потребленной ДКС Харампурского м/р	Отчет по потреблению электроэнергии	МВтч	и	Постоянно	Все	Электронный и бумажный на протяжении 2 лет после окончания кредитного периода	
P-2	**$V_{APG_consum_BCU-1}$** Потребление ПНГ газопоршневыми двигателями компрессоров БКУ-1 ДКС Харампурского м/р	Реестр потребления газа на собственные нужды ДКС Харампурского м/р	$м^3$	п	Постоянно	Все	Электронный и бумажный на протяжении 2 лет после окончания кредитного периода	Потребление ПНГ рассчитывается на основе паспортных характеристик двигателя компрессоров 1/9 и 1/10 и фактического времени их работы в минутах
P-3	**$Y_{i\ APG}$** Мольная доля компонента в ПНГ	Протокол исследования газа	мольный %	и	Ежемесячно	Проба	Электронный и бумажный на протяжении 2 лет после окончания кредитного периода	
B-1	**$V_{APG_BCS\ Kh\ entry}$** Прием газа на входном узле учета ДКС Харампурского м/р	Реестр учета газа по входному узлу на ДКС Харампурского м/р	$м^3$	и	Постоянно	Все	Электронный и бумажный на протяжении 2 лет после окончания кредитного периода	
B-2	**NCV_{APG}** Низшая теплотворная способность ПНГ	Протокол исследования газа	МДж/$м^3$	п	Ежемесячно	Проба	Электронный и бумажный на протяжении 2 лет после окончания кредитного	Отбор газа для исследования произведен после БКУ-1 что наиболее

							периода	корректно для расчета выбросов в исходных условиях
В-3	$V_{APG_flared_BCS\ Kh}$ Сжигание ПНГ на ДКС Харампурского м/р после входного узла	Реестр расхода газа на факелах высокого и низкого давления ДКС Харампурского м/р	$м^3$	и	Постоянно	Все	Электронный и бумажный на протяжении 2 лет после окончания кредитного периода	
В-4	$V_{APG_supply_GGPP}$ Поставка ПНГ с ДКС Харампурского м/р на Губкинский ГПК	Реестр сдачи газа ДКС Харампурского м/р на Губкинский ГПК	$м^3$	п	Постоянно	Все	Электронный и бумажный на протяжении 2 лет после окончания кредитного периода	Объем ПНГ, поставленного на Губкинский ГПК, рассчитывается специалистами ООО «РН-Пурнефтегаз» балансовым методом

В.4. Формулы для расчета проектных выбросов CO_2

$$PE_y = PE_{CO2,\ elec} + PE_{CO2,\ APG\ consumption} + PE_{CO2,\ fossil\ fuels}$$ **(Формула 1)**

Где:

PE_y – Проектные выбросы за период мониторинга y, тонн $CO_{2экв}$

$PE_{CO2,\ elec,y}$ – Выбросы от потребления электроэнергии на объектах проекта, тонн $CO_{2экв}$

$PE_{CO2,\ APG\ consumption}$ – Выбросы от потребления ПНГ газопоршневыми двигателями компрессоров БКУ-1 ДКС Харампурского месторождения, тонн $CO_{2экв}$

$PE_{CO2,\ fossil\ fuels,\ y}$ – Выбросы от потребления ископаемого топлива на объектах проекта, тонн $CO_{2экв}$

$$PE_{CO2,\ elec,y} = EG_{PJ_BCS\ Kh} * EF_{grid} * (1+ TDL)$$ **(Формула 2)**

Где:

EG_{PJ} – Количество электроэнергии, потребленной ДКС Харампурского месторождения, МВтч

EF_{grid} – Коэффициент эмиссии для сетевой электроэнергии, $тCO_2$/МВтч (см. Таблицу В.2.1)

TDL – Средние потери при транспортировке и распределении электроэнергии в сети для того уровня напряжения, который необходим для получения электроэнергии из сети, % (см. Таблицу В.2.1)

Для рассматриваемого периода мониторинга потребление дизельного топлива не имело место, соответственно

$$\mathbf{PE_{CO2,\ fossil\ fuels,\ y} = 0}$$

$$\mathbf{PE_{CO2,\ APG\ consumption} = V_{APG_consum_BCU\text{-}1} * \sum_i y_{i\ APG\ treated} * N_c * \rho_{CO2} / 10^3} \qquad \textbf{(Формула 3)}$$

Где:

$V_{APG_consum_BCU\text{-}1}$ – Потребление ПНГ газопоршневыми двигателями компрессоров БКУ-1 ДКС Харампурского месторождения, $м^3$

$Y_{i\ APG}$ – Мольная доля компонента в ПНГ, мольный %

N_c – Количество атомов углерода в молекуле компонента ПНГ, единиц

ρ_{CO2} – Плотность CO_2, $кг/м^3$ (см. Таблицу В.2.1)

В.5. Формулы для расчета выбросов CO_2 в исходных условиях

$$\mathbf{BE_y = V_{APG_supply_GGPP} * NCV_{APG} * EF_{CO2,\ Methane} / 10^6} \qquad \textbf{(Формула 4)}$$

Где:

BE_y – Выбросы в исходных условиях за период мониторинга у, тонн $CO_{2экв}$

$V_{APG_supply_GGPP}$ – Объем ПНГ, поставленный с ДКС Харампурского месторождения на Губкинский ГПК, $м^3$

NCV_{APG} – Низшая теплотворная способность ПНГ, $МДж/м^3$

$EF_{CO2,\ Methane}$ – Коэффициент эмиссии CO_2 для метана, тонн CO_2/ТДж (см. Таблицу В.2.1)

$$\mathbf{V_{APG_supply_GGPP} = V_{APG_BCS\ Kh\ entry} - V_{APG_consum_BCU\text{-}1} - V_{APG_flared_BCS\ Kh}} \qquad \textbf{(Формула 5)}$$

Где:

$V_{APG_supply_GGPP}$ – Объем ПНГ, поставленный с ДКС Харампурского месторождения на Губкинский ГПК, $м^3$

$V_{APG_BCS\ Kh\ entry}$ – Прием газа на входном узле учета ДКС Харампурского месторождения, $м^3$

$V_{APG_consum_BCU\text{-}1}$ – Потребление ПНГ газопоршневыми двигателями компрессоров БКУ-1 ДКС Харампурского месторождения, $м^3$

$V_{APG_flared_BCS\ Kh}$ – Сжигание ПНГ на ДКС Харампурского месторождения после входного узла, $м^3$

B.6. Формулы для расчета сокращения выбросов от проектной деятельности

$$\mathbf{ER_y = BE_y - PE_y - LE_y} \qquad \textbf{(Формула 6)}$$

Где:

ERy – Объем сокращения выбросов за период мониторинга y, тонн $CO_{2экв}$

BE_y – Выбросы в исходных условиях за период y, тонн $CO_{2экв}$

PE_y – Проектные выбросы на период y, тонн $CO_{2экв}$

LEy – Выбросы от утечек, тонн $CO_{2экв}$

В контексте проекта утечки не рассматриваются в соответствии с подходом, принятым в методологии AM0009, версия 06.0.0, соответственно:

LEy = 0

B.7 Подход к организации и проведению мониторинга

Для функционирования системы мониторинга в рамках проекта Совместного Осуществления в ООО «РН-Пурнефтегаз» был принят приказ и.о. генерального директора №2898 от 13 ноября 2012 г.

Согласно приказу предоставление в Департамент экономики и бизнес планирования ОАО «НК «Роснефть» информации и данных, необходимых для разработки отчета по мониторингу производится Отделом охраны окружающей среды Управления промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды ООО «РН-Пурнефтегаз» до 14 числа месяца, следующего за отчетным. Структурные подразделения, ответственные за мониторинг по каждому параметру в рамках проекта Совместного Осуществления (Управление подготовки и транспортировки газа и конденсата, Управление энергетики, Отдел главного метролога), несут ответственность за обращение с первичной отчетностью, обработку, подготовку, проверку и передачу в Отдел охраны окружающей среды отчетных документов, содержащих информацию по параметрам мониторинга согласно срокам, утвержденных приказом №2898.

Хранение утвержденных отчетных документов на бумажном/электронном носителе (контрольных экземпляров или оригиналов) осуществляется в соответствии с действующим в подразделении порядком до 1 января 2015 г. Хранение всей отчетности по мониторингу проекта Совместного Осуществления (характеризующей промежуток времени с 13 сентября 2012 г. до 31 декабря 2012 г.) в электронной и бумажной форме осуществляется до 1 января 2015 г.

В случае изменения технологической схемы проекта, замены или поверки/калибровки приборов учета, ответственный от подразделения обязан сообщить об этом в отдел охраны окружающей среды.

Отчетность и информационные материалы в электронной форме передается по электронной почте ООО «СиТиЭф» (Консультанту). Аналогично Консультанту сообщают о произошедших изменениях в системе мониторинга, в том числе актуальную информацию о техническом описании проекта, метрологическом обеспечении для того, чтобы при подготовке отчета о мониторинге в него были, при необходимости, внесены соответствующие уточнения.

Консультант после получения полного комплекта отчетности производит расчеты сокращения выбросов парниковых газов, достигнутых по проекту совместного осуществления. Результаты расчетов доводятся до сведения Департамента экономики и бизнес планирования ОАО «НК «Роснефть».

Отчет по мониторингу за согласованный с Обществом период утверждается Главным инженером ООО «РН-Пурнефтегаз». Отчет переводится на английский язык консультантом и передается на верификацию.

После получения положительного заключения аккредитованной независимой экспертной организации по результатам верификации отчет по мониторингу в финальной версии утверждается уполномоченным представителем ОАО «НК «Роснефть» в составе пакета заявки в ОАО «Сбербанк России» и Министерство природных ресурсов на выпуск образовавшихся ЕСВ.

В.8 Метрологическое обеспечение

Таблица В.8.1. Измерительные приборы, используемые в мониторинге, и статус их поверки/калибровки

Тип прибора, серийный №	Погрешность	Установленная периодичность поверки/калибровки	Дата калибровки/ поверки со сроком действия, попадающим на период мониторинга	Примечания
Блок узлов оперативного учета газа на входе ДКС с УПГ				
Узел оперативного учета газа на входе ДКС с УПГ				
Ультразвуковой счетчик газа FLOWSIC 100 EX Z2-Re в составе: Блок управления MCU зав. № 09448587; Приемопередающий блок ведущий FLSE100 Зав. № 09448553; Приемопередающий блок ведомый FLSE100 Зав. № 09448554;	2%	2 года	17.03.2012	Блок управления MCU зав. № 09448587; является вычислителем
Термопреобразователь сопротивления ТСПУ-902820 зав. № 41091467	0,2°С	1 год	15.03.2012	
Преобразователь давления dTrans p02 зав. № 0138253701009440002	0,1%	2 года	15.03.2012	
Узлы учета газа факельных линий				
Узел оперативного учета газа факела низкого давления ДКС с УПГ				
Ультразвуковой счетчик газа FLOWSIC 100 зав. № 11318261	2%	2 года	28.09.2011	
Термопреобразователь сопротивления ТСПУ-902820, зав. № 41091458	0,2°С	1 год	15.03.2012	
Преобразователь давления dTrans p03, зав. № 013752550109420007	0,1%	2 года	15.03.2012	

Вычислитель ВТД-У зав. № A43F	0,2%	4 года	20.10.2011	
Хроматограф для определения компонентного состава ПНГ				
Хроматограф Хроматэк-Кристалл 9000	н/п	1 год	07.06.2012	
Расход электроэнергии по ЗРУ-6 кВ «ДКС»				
ПС-110/35/6 кВ «Харампурская», ПС-35/6 кВ «301»				
Многофункциональный счетчик электроэнергии «МИР» С-01 заводской номер 2639700702172	0,5S/1,0	8 лет	12.04.2007	ПС-35/6 кВ «301», яч.1 Ктт=600/5
Многофункциональный счетчик электроэнергии «МИР» С-01 заводской номер 2639700703348	0,5S/1,0	8 лет	12.04.2007	ПС-35/6 кВ «301», яч.14 Ктт=600/5

C. Отклонения от плана мониторинга, заявленного в проектной документации

В настоящем отчете по мониторингу имеются отклонения от плана мониторинга, представленного в разделе D проектной документации, версия 1.4 от 1 февраля 2011 г. Изменения были сделаны с целью адаптации плана мониторинга и отображения фактически существующей ситуации согласно Руководству по критериям для установления исходных условий и мониторинга, версия 03 в связи с запуском проекта в режим пробной эксплуатации ДКС с УПГ.

Как изложено в СПД	Применено на практике	Пояснение
Расчет выбросов по проекту производится в соответствии с положениями методологии AM0009 версия 2.1. Для расчета выбросов по проекту используется метод углеродного баланса, основанный на учете всего углерода между потоком сырого ПНГ, входящего на ДКС для переработки, и потоками товарных продуктов: сухого газа и ШФЛУ. Выбросы по проекту рассчитываются согласно формуле: $\mathbf{PE_y = PE_{CO2gas,y} + PE_{CH4,\ plants+\ pipeline,y} + PE_{CH4,\ pipeline,\ accident} + PE_{EC,y} + PE_{CO2,\ otherfuels,y} + L_y}$ **(D.1.1.2.-1)** Где: PE_y – выбросы по проекту, тонн $CO_{2экв}$ $PE_{CO2gas,y}$ – выбросы CO_2 от использования или факельного сжигания ПНГ на площадке ДКС за период y, тCO_2 $PE_{CH4,\ plants+pipeline,y}$ – утечки CH_4 от проектной деятельности при работе оборудования на площадке ДКС, нагнетательном кусте ВПХГ,	Расчет выбросов по проекту производится более консервативно, применяя логические подходы одобренной методологии AM0009 версия 06.0.0. *Выбросы по проекту рассчитываются согласно формулам:* $\mathbf{PE_y = PE_{CO2,\ elec} + PE_{CO2,\ APG\ consumption} + PE_{CO2,\ fossil\ fuels}}$ **(Формула 1)** Где: PE_y – Проектные выбросы за период мониторинга y, тонн $CO_{2экв}$ $PE_{CO2,\ elec,y}$ – Выбросы от потребления электроэнергии на объектах проекта, тонн $CO_{2экв}$ $PE_{CO2,\ APG\ consumption}$ – Выбросы от потребления ПНГ газопоршневыми двигателями компрессоров БКУ-1 ДКС Харампурского месторождения, тонн $CO_{2экв}$ $PE_{CO2,\ fossil\ fuels,\ y}$ – Выбросы от потребления ископаемого топлива на объектах проекта, тонн $CO_{2экв}$ $\mathbf{PE_{CO2,\ elec,y} = EG_{PJ_BCS\ Kh} * EF_{grid} * (1+ TDL)}$	Поскольку в ходе рассматриваемого периода мониторинга осуществлялся режим пробной эксплуатации ДКС с УПГ, не рассмотренный в специальной проектной документации (СПД) версия 1.4 от 1 февраля 2011 г., то, в настоящем отчете по мониторингу использованы принципы утвержденной методологии Механизма чистого развития AM0009 версия 06.0.0., вместо AM0009, версия 2.1, использованной в СПД.

транспортировке газа за период y, тCO_2-экв $PE_{CH4,\ pipeline,\ accident}$ - выбросы CH_4 от проектной деятельности при аварийной ситуации на трубопроводе, т$CO_{2\text{-экв}}$ $PE_{EC,y}$ – выбросы CO_2 от проектной деятельности в результате потребления электроэнергии в рамках проекта за период y, тCO_2 $PE_{CO2,\ otherfuels,y}$ – выбросы CO_2 от проектной деятельности при сжигании другого вида топлива на ДКС за период y, тCO_2 L_y – утечки (методологические) от проектной деятельности за период y, т$CO_{2\text{-экв}}$ <u>Расчет выбросов в исходных условиях</u> основан на объеме ПНГ, который в отсутствии проекта сжигается. Выбросы в исходных условиях рассчитываются исходя из двух составляющих: выбросов CO_2, согласно AM0009 версия 2.1, и выбросов CH_4 в результате недожога. Расчет выбросов метана при сажевом режиме работы факелов производится согласно методики расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при сжигании ПНГ на факельных установках, разработанной НИИ охраны атмосферного воздуха г. Санкт-Петербург, 1998 г, утвержденной приказом № 199 от 08.04.98 г. Государственного комитета РФ по охране окружающей среды. $\mathbf{BE_y = BE_{,CO2} + BE_{,CH4}}$ **(D.1.1.4.-1)** $\mathbf{BE_{,CO2} = V_{A,\ ПНГ,\ y} * w_{A,\ ПНГ,\ y} * 44/12 * 1/1000}$	**(Формула 2)** Где: EG_{PJ} – Количество электроэнергии, потребленной ДКС Харампурского месторождения, МВтч EF_{grid} – Коэффициент эмиссии для сетевой электроэнергии, тCO_2/МВтч (см. Таблицу B.2.1) TDL – Средние потери при транспортировке и распределении электроэнергии в сети для того уровня напряжения, который необходим для получения электроэнергии из сети, % (см. Таблицу B.2.1) Для рассматриваемого периода мониторинга потребление дизельного топлива не имело место, соответственно $\mathbf{PE_{CO2,\ fossil\ fuels,\ y} = 0}$ $\mathbf{PE_{CO2,\ APG\ consumption} = V_{APG\ \ consum\ \ BCU\text{-}1} * \sum_i y_{i\ APG\ treated} * N_c * \rho_{CO2} / 10^3}$ **(Формула 3)** Где: $V_{APG_consum_BCU\text{-}1}$ – Потребление ПНГ газопоршневыми двигателями компрессоров БКУ-1 ДКС Харампурского месторождения, $м^3$ $Y_{i\ APG}$ – Мольная доля компонента в ПНГ, мольный % N_c – Количество атомов углерода в условной молекуле ПНГ, единиц ρ_{CO2} – Плотность CO_2, кг/$м^3$ (см. Таблицу B.2.1) <u>Расчет выбросов в исходных условиях</u> основан на	

(D.1.1.4.-2) Где: BE_y – суммарные выбросы в исходных условиях, тонн $CO_{2экв}$ $BE_{, CO2}$ – выбросы CO_2, согласно методологии AM0009 версия 2.1, тонн CO_2 $BE_{, CH4}$ – выбросы метана в результате недожога, тонн $CO_{2экв}$ $V_{A, ПНГ, y}$ – объем ПНГ, поставляемого с площадок Харампурской группы месторождений за период y, $м^3$ $w_{A, ПНГ, y}$ – среднее содержание углерода в ПНГ, поставляемого с площадок месторождений за период y, $кгС/м^3$ <u>Расчет Единиц Сокращения Выбросов</u> $\mathbf{ER_y = BE_y - PE_y}$ **(D.1.4.-1)** Где: ERy – объем ЕСВ на период y, тонн $CO_{2экв}$ BE_y – выбросы в исходных условиях за период y, $тCO_{2экв}$ PE_y – выбросы по проекту за период y, $тCO_{2экв}$	объеме ПНГ, который в отсутствии проекта сжигается. За данный объем принят объем ПНГ, поставленный с ДКС на Губкинский ГПК. *Выбросы в исходных условиях рассчитываются согласно формулам:* $\mathbf{BE_y = V_{APG\ supply\ GGPP} * NCV_{APG} * EF_{CO2, Methane} / 10^6}$ **(Формула 4)** Где: BE_y – Выбросы в исходных условиях на период мониторинга y, тонн $CO_{2экв}$ $V_{APG_supply_GGPP}$ – Объем ПНГ, поставленный с ДКС Харампурского месторождения на Губкинский ГПК, $м^3$ NCV_{APG} – Низшая теплотворная способность ПНГ, $МДж/м^3$ $EF_{CO2, Methane}$ – Коэффициент эмиссии CO_2 для метана, тонн CO_2/ТДж (см. Таблицу В.2.1) $\mathbf{V_{APG_supply_GGPP} = V_{APG_BCS\ Kh\ entry} - V_{APG_consum_BCU\text{-}1} - V_{APG_flared_BCS\ Kh}}$ **(Формула 5)** Где: $V_{APG_supply_GGPP}$ – Объем ПНГ, поставленный с ДКС Харампурского месторождения на Губкинский ГПК, $м^3$ $V_{APG_BCS\ Kh\ entry}$ – Приход газа на входном узле учета ДКС Харампурского месторождения, $м^3$ $V_{APG_consum_BCU\text{-}1}$ – Потребление ПНГ газопоршневыми двигателями компрессоров БКУ-1 ДКС Харампурского месторождения, $м^3$	

	$V_{APG_flared_BCS\ Kh}$ – Сжигание ПНГ на ДКС Харампурского месторождения после входного узла, $м^3$ *Сокращение выбросов рассчитывается согласно формуле:* **$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$ (Формула 6)** Где: ERy – Объем сокращения выбросов за период мониторинга y, тонн $CO_{2экв}$ BE_y – Выбросы в исходных условиях за период y, тонн $CO_{2экв}$ PE_y – Проектные выбросы на период y, тонн $CO_{2экв}$ LEy – Выбросы от утечек, тонн $CO_{2экв}$ В контексте проекта утечки не рассматриваются в соответствии с подходом, принятым в методологии AM0009, версия 06.0.0, соответственно: **LEy = 0**	

D. Результаты расчёта сокращения выбросов парниковых газов

Прием ПНГ на входном узле учета ДКС Харампурского месторождения

Сентябрь 2012

Дата	Суточный объем	Накопленный объем с начала месяца	Накопленный объем с начала года	Примечания
	тыс. м3	тыс. м3	тыс. м3	
1	2	3	4	5
01.09.12	0,000	0,000	0,000	
02.09.12	0,000	0,000	0,000	
03.09.12	0,000	0,000	0,000	
04.09.12	0,000	0,000	0,000	
05.09.12	0,000	0,000	0,000	
06.09.12	0,000	0,000	0,000	
07.09.12	0,000	0,000	0,000	
08.09.12	0,000	0,000	0,000	
09.09.12	0,000	0,000	0,000	
10.09.12	0,000	0,000	0,000	
11.09.12	0,000	0,000	0,000	
12.09.12	0,000	0,000	0,000	
13.09.12	379,105	379,105	379,105	
14.09.12	540,156	919,261	919,261	
15.09.12	519,434	1438,695	1438,695	
16.09.12	757,063	2195,758	2195,758	
17.09.12	772,041	2967,799	2967,799	
18.09.12	817,701	3785,500	3785,500	
19.09.12	826,478	4611,978	4611,978	
20.09.12	887,881	5499,859	5499,859	
21.09.12	870,704	6370,563	6370,563	
22.09.12	911,240	7281,803	7281,803	
23.09.12	863,317	8145,120	8145,120	
24.09.12	780,889	8926,009	8926,009	
25.09.12	640,628	9566,637	9566,637	
26.09.12	625,628	10192,265	10192,265	
27.09.12	637,041	10829,306	10829,306	
28.09.12	682,483	11511,789	11511,789	
29.09.12	596,635	12108,424	12108,424	
30.09.12	819,285	12927,709	12927,709	
Всего, м3	**12 927 709**	12 927 709	12 927 709	

Октябрь 2012

Дата	Суточный объем	Накопленный объем с начала месяца	Накопленный объем с начала года	Примечания
	тыс. м3	тыс. м3	тыс. м3	
1	2	3	4	5
01.10.12	798,869	798,869	13726,578	
02.10.12	822,077	1620,946	14548,655	
03.10.12	747,887	2368,833	15296,542	
04.10.12	925,565	3294,398	16222,107	
05.10.12	826,584	4120,982	17048,691	
06.10.12	824,161	4945,143	17872,852	
07.10.12	826,208	5771,351	18699,060	
08.10.12	548,411	6319,762	19247,471	
09.10.12	595,683	6915,445	19843,154	
10.10.12	754,978	7670,423	20598,132	
11.10.12	890,323	8560,746	21488,455	
12.10.12	712,035	9272,781	22200,490	
13.10.12	1 252,400	10525,181	23452,890	
14.10.12	1 300,963	11826,144	24753,853	
15.10.12	1 328,461	13154,605	26082,314	
16.10.12	1 339,845	14494,450	27422,159	
17.10.12	1 327,789	15822,239	28749,948	
18.10.12	1 332,923	17155,162	30082,871	
19.10.12	1 310,114	18465,276	31392,985	
20.10.12	1 297,823	19763,099	32690,808	
21.10.12	1 308,412	21071,511	33999,220	
22.10.12	1 075,469	22146,980	35074,689	
23.10.12	1 215,305	23362,285	36289,994	
24.10.12	1 212,329	24574,614	37502,323	
25.10.12	1 260,902	25835,516	38763,225	
26.10.12	1 312,341	27147,857	40075,566	
27.10.12	1 002,649	28150,506	41078,215	
28.10.12	1 053,157	29203,663	42131,372	
29.10.12	1 252,306	30455,969	43383,678	
30.10.12	1 196,835	31652,804	44580,513	
31.10.12	699,288	32352,092	45279,801	
Всего, м3	**32 352 092**	32 352 092	45 279 801	

Расход газа на факелах высокого и низкого давления ДКС Харампурского месторождения

Сентябрь 2012

Дата	Суточный объем Факел низкого давления	Суточный объем Факел высокого давления	Суммарный объем	Накопленный объем с начала месяца, Факел низкого давления	Накопленный объем с начала месяца, Факел высокого давления	Накопленный объем с начала года, Факел низкого давления	Накопленный объем с начала года, Факел высокого давления
	тыс. м3	тыс. м3	тыс. м3	тыс. м3	тыс. м3	тыс. м3	тыс. м3
1	2	3	4	5	6	7	8
01.09.12	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
02.09.12	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
03.09.12	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
04.09.12	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
05.09.12	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
06.09.12	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
07.09.12	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
08.09.12	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
09.09.12	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10.09.12	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
11.09.12	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12.09.12	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
13.09.12	290,787	0,000	290,787	290,787	0,000	290,787	0,000
14.09.12	167,684	0,000	167,684	458,471	0,000	458,471	0,000
15.09.12	127,151	0,000	127,151	585,622	0,000	585,622	0,000
16.09.12	40,401	0,000	40,401	626,023	0,000	626,023	0,000
17.09.12	41,000	0,000	41,000	667,023	0,000	667,023	0,000
18.09.12	93,968	0,000	93,968	760,991	0,000	760,991	0,000

19.09.12	96,965	0,000	96,965	857,956	0,000	857,956	0,000
20.09.12	259,560	0,000	259,560	1117,516	0,000	1117,516	0,000
21.09.12	335,804	0,000	335,804	1453,320	0,000	1453,320	0,000
22.09.12	387,931	0,000	387,931	1841,251	0,000	1841,251	0,000
23.09.12	342,849	0,000	342,849	2184,100	0,000	2184,100	0,000
24.09.12	324,813	0,000	324,813	2508,913	0,000	2508,913	0,000
25.09.12	566,726	0,000	566,726	3075,639	0,000	3075,639	0,000
26.09.12	506,606	0,000	506,606	3582,245	0,000	3582,245	0,000
27.09.12	246,041	0,000	246,041	3828,286	0,000	3828,286	0,000
28.09.12	213,339	0,000	213,339	4041,625	0,000	4041,625	0,000
29.09.12	329,735	0,000	329,735	4371,360	0,000	4371,360	0,000
30.09.12	697,196	0,000	697,196	5068,556	0,000	5068,556	0,000

Всего, м3	**5 068 556**	5 068 556	5 068 556	5 068 556

Октябрь 2012

Дата	**Суточный объем Факел низкого давления**	**Суточный объем Факел высокого давления**	**Суммарный объем**	**Накопленный объем с начала месяца, Факел низкого давления**	**Накопленный объем с начала месяца, Факел высокого давления**	**Накопленный объем с начала года, Факел низкого давления**	**Накопленный объем с начала года, Факел высокого давления**
	тыс. м3	**тыс. м3**	**тыс. м3**	**тыс. м3**	**тыс. м3**	**тыс. м3**	**тыс. м3**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
01.10.12	239,067	0,000	239,067	239,067	0,000	5307,623	0,000
02.10.12	270,254	0,000	270,254	509,321	0,000	5577,877	0,000
03.10.12	184,540	0,000	184,540	693,861	0,000	5762,417	0,000
04.10.12	363,160	0,000	363,160	1057,021	0,000	6125,577	0,000
05.10.12	267,418	0,000	267,418	1324,439	0,000	6392,995	0,000

06.10.12	289,606	0,000	289,606	1614,045	0,000	6682,601	0,000
07.10.12	258,927	0,000	258,927	1872,972	0,000	6941,528	0,000
08.10.12	353,752	0,000	353,752	2226,724	0,000	7295,280	0,000
09.10.12	94,050	0,000	94,050	2320,774	0,000	7389,330	0,000
10.10.12	65,140	0,000	65,140	2385,914	0,000	7454,470	0,000
11.10.12	43,447	0,000	43,447	2429,361	0,000	7497,917	0,000
12.10.12	143,836	0,000	143,836	2573,197	0,000	7641,753	0,000
13.10.12	125,861	0,000	125,861	2699,058	0,000	7767,614	0,000
14.10.12	100,494	0,000	100,494	2799,552	0,000	7868,108	0,000
15.10.12	128,509	0,000	128,509	2928,061	0,000	7996,617	0,000
16.10.12	123,012	0,000	123,012	3051,073	0,000	8119,629	0,000
17.10.12	150,802	0,000	150,802	3201,875	0,000	8270,431	0,000
18.10.12	151,822	0,000	151,822	3353,697	0,000	8422,253	0,000
19.10.12	177,129	0,000	177,129	3530,826	0,000	8599,382	0,000
20.10.12	168,362	0,000	168,362	3699,188	0,000	8767,744	0,000
21.10.12	180,933	0,000	180,933	3880,121	0,000	8948,677	0,000
22.10.12	200,321	0,000	200,321	4080,442	0,000	9148,998	0,000
23.10.12	200,074	0,000	200,074	4280,516	0,000	9349,072	0,000
24.10.12	185,378	0,000	185,378	4465,894	0,000	9534,450	0,000
25.10.12	226,131	0,000	226,131	4692,025	0,000	9760,581	0,000
26.10.12	150,266	0,000	150,266	4842,291	0,000	9910,847	0,000
27.10.12	195,090	0,000	195,090	5037,381	0,000	10105,937	0,000
28.10.12	273,702	0,000	273,702	5311,083	0,000	10379,639	0,000
29.10.12	182,315	0,000	182,315	5493,398	0,000	10561,954	0,000
30.10.12	188,669	0,000	188,669	5682,067	0,000	10750,623	0,000
31.10.12	142,177	0,000	142,177	5824,244	0,000	10892,800	0,000
Всего, м3	**5 824 244**		5 824 244	5 824 244		10 892 800	

Потребление ПНГ на собственные нужды ДКС Харампурского месторождения

Сентябрь 2012

Дата	Суточный объем	Накопленный объем с начала месяца	Накопленный объем с начала года	Примечания
	тыс. м3	тыс. м3	тыс. м3	
1	2	3	4	5
01.09.12	0,000	0,000	0,000	
02.09.12	0,000	0,000	0,000	
03.09.12	0,000	0,000	0,000	
04.09.12	0,000	0,000	0,000	
05.09.12	0,000	0,000	0,000	
06.09.12	0,000	0,000	0,000	
07.09.12	0,000	0,000	0,000	
08.09.12	0,000	0,000	0,000	
09.09.12	0,000	0,000	0,000	
10.09.12	0,000	0,000	0,000	
11.09.12	0,000	0,000	0,000	
12.09.12	0,000	0,000	0,000	
13.09.12	22,560	22,560	22,560	
14.09.12	22,560	45,120	45,120	
15.09.12	22,560	67,680	67,680	
16.09.12	44,885	112,565	112,565	
17.09.12	28,338	140,903	140,903	
18.09.12	43,581	184,484	184,484	
19.09.12	43,554	228,038	228,038	
20.09.12	27,176	255,214	255,214	
21.09.12	22,560	277,774	277,774	
22.09.12	22,560	300,334	300,334	
23.09.12	22,560	322,894	322,894	
24.09.12	19,302	342,196	342,196	
25.09.12	0,000	342,196	342,196	
26.09.12	12,246	354,442	354,442	
27.09.12	21,870	376,312	376,312	
28.09.12	22,134	398,446	398,446	
29.09.12	15,338	413,784	413,784	
30.09.12	22,089	435,873	435,873	
Всего, м3	**435 873**	435 873	435 873	

Октябрь 2012

Дата	Суточный объем	Накопленный объем с начала месяца	Накопленный объем с начала года	Примечания
	тыс. м3	тыс. м3	тыс. м3	
1	2	3	4	5
01.10.12	22,560	22,560	458,433	
02.10.12	22,560	45,120	480,993	
03.10.12	22,560	67,680	503,553	
04.10.12	22,435	90,115	525,988	
05.10.12	22,403	112,518	548,391	
06.10.12	20,680	133,198	569,071	
07.10.12	21,182	154,380	590,253	
08.10.12	0,736	155,116	590,989	
09.10.12	32,540	187,656	623,529	
10.10.12	44,780	232,436	668,309	
11.10.12	45,120	277,556	713,429	
12.10.12	42,896	320,452	756,325	
13.10.12	43,240	363,692	799,565	
14.10.12	45,120	408,812	844,685	
15.10.12	44,807	453,619	889,492	
16.10.12	44,869	498,488	934,361	
17.10.12	44,587	543,075	978,948	
18.10.12	45,120	588,195	1024,068	
19.10.12	42,911	631,106	1066,979	
20.10.12	45,120	676,226	1112,099	
21.10.12	45,120	721,346	1157,219	
22.10.12	35,908	757,254	1193,127	
23.10.12	44,869	802,123	1237,996	
24.10.12	40,734	842,857	1278,730	
25.10.12	45,120	887,977	1323,850	
26.10.12	43,726	931,703	1367,576	
27.10.12	23,437	955,140	1391,013	
28.10.12	36,879	992,019	1427,892	
29.10.12	43,021	1035,040	1470,913	
30.10.12	45,120	1080,160	1516,033	
31.10.12	45,120	1125,280	1561,153	
Всего, м3	**1 125 280**	1 125 280	1 561 153	

Поставка ПНГ с ДКС Харампурского месторождения на Губкинский ГПК

Сентябрь 2012

Дата	Суточный объем	Накопленный объем с начала месяца	Накопленный объем с начала года	Примечания
	тыс. м3	тыс. м3	тыс. м3	
1	2	3	4	5
01.09.12	0,000	0,000	0,000	
02.09.12	0,000	0,000	0,000	
03.09.12	0,000	0,000	0,000	
04.09.12	0,000	0,000	0,000	
05.09.12	0,000	0,000	0,000	
06.09.12	0,000	0,000	0,000	
07.09.12	0,000	0,000	0,000	
08.09.12	0,000	0,000	0,000	
09.09.12	0,000	0,000	0,000	
10.09.12	0,000	0,000	0,000	
11.09.12	0,000	0,000	0,000	
12.09.12	0,000	0,000	0,000	
13.09.12	65,758	65,758	65,758	
14.09.12	349,912	415,670	415,670	
15.09.12	369,723	785,393	785,393	
16.09.12	671,777	1457,170	1457,170	
17.09.12	702,703	2159,873	2159,873	
18.09.12	680,152	2840,025	2840,025	
19.09.12	685,959	3525,984	3525,984	
20.09.12	601,145	4127,129	4127,129	
21.09.12	512,340	4639,469	4639,469	
22.09.12	500,749	5140,218	5140,218	
23.09.12	497,908	5638,126	5638,126	
24.09.12	436,774	6074,900	6074,900	
25.09.12	73,902	6148,802	6148,802	
26.09.12	106,776	6255,578	6255,578	
27.09.12	369,130	6624,708	6624,708	
28.09.12	447,010	7071,718	7071,718	
29.09.12	251,562	7323,280	7323,280	
30.09.12	100,000	7423,280	7423,280	
Всего, м3	**7 423 280**	7 423 280	7 423 280	

Октябрь 2012

Дата	Суточный объем	Накопленный объем с начала месяца	Накопленный объем с начала года	Примечания
	тыс. м3	тыс. м3	тыс. м3	
1	2	3	4	5
01.10.12	537,242	537,242	7960,522	
02.10.12	529,263	1066,505	8489,785	
03.10.12	540,787	1607,292	9030,572	
04.10.12	539,970	2147,262	9570,542	
05.10.12	536,763	2684,025	10107,305	
06.10.12	513,875	3197,900	10621,180	
07.10.12	546,099	3743,999	11167,279	
08.10.12	193,923	3937,922	11361,202	
09.10.12	469,093	4407,015	11830,295	
10.10.12	645,058	5052,073	12475,353	
11.10.12	801,756	5853,829	13277,109	
12.10.12	525,303	6379,132	13802,412	
13.10.12	1083,299	7462,431	14885,711	
14.10.12	1155,349	8617,780	16041,060	
15.10.12	1155,145	9772,925	17196,205	
16.10.12	1171,964	10944,889	18368,169	
17.10.12	1132,400	12077,289	19500,569	
18.10.12	1135,981	13213,270	20636,550	
19.10.12	1090,074	14303,344	21726,624	
20.10.12	1084,341	15387,685	22810,965	
21.10.12	1082,359	16470,044	23893,324	
22.10.12	839,240	17309,284	24732,564	
23.10.12	970,362	18279,646	25702,926	
24.10.12	986,217	19265,863	26689,143	
25.10.12	989,651	20255,514	27678,794	
26.10.12	1118,349	21373,863	28797,143	
27.10.12	784,122	22157,985	29581,265	
28.10.12	742,576	22900,561	30323,841	
29.10.12	1026,970	23927,531	31350,811	
30.10.12	963,046	24890,577	32313,857	
31.10.12	511,991	25402,568	32825,848	
Всего, м3	**25 402 568**	25 402 568	32 825 848	

Состав ПНГ и расчет коэффициента эмиссии CO_2 от его сжигания

Протокол исследования ПНГ от 11/09/2012

Расчет коэффициента эмиссии CO2 при его сжигании в двигателях газовых компрессоров, сентябрь 2012

Колонка #	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
Параметр	Мольная доля компонента	Количество атомов углерода в молекуле компонента	Плотность CO2	Эффективность сжигания ПНГ в газопоршневом двигателе	Коэффициент эмиссии CO2 при его сжигании в газопоршневом двигателе
Обозначение	yi	Nc	ρCO2	FEGT	EFCO2,GT
Единица измерения	%		кг/м3	-	тCO2/тыс. м3
Диоксид углерода, CO2	0,44%	1	1,839	1	0,008
Метан, CH4	82,57%	1	1,839	1	1,519
Этан, C2H6	7,13%	2	1,839	1	0,262
Пропан, C3H8	5,09%	3	1,839	1	0,281
Изобутан, C4H10	1,20%	4	1,839	1	0,088
Н-бутан, C4H10	1,47%	4	1,839	1	0,108
Нео-пентан, C5H12	0,01%	5	1,839	1	0,001
Изопентан, C5H12	0,43%	5	1,839	1	0,040
Н-пентан, C5H12	0,34%	5	1,839	1	0,032
Н-гексан, C6H14	0,32%	6	1,839	1	0,036
Н-гептан, C7H16	0,00%	7	1,839	1	0,000
					2,374

NCV ПНГ, МДж/м3	41,280

Протокол исследования ПНГ от 03/10/2012

Расчет коэффициента эмиссии CO2 при его сжигании в двигателях газовых компрессоров, октябрь 2012

Колонка #	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
Параметр	Мольная доля компонента	Количество атомов углерода в молекуле компонента	Плотность CO2	Эффективность сжигания ПНГ в газопоршневом двигателе	Коэффициент эмиссии CO2 при его сжигании в газопоршневом двигателе
Обозначение	yi	Nc	ρCO2	FEGT	EFCO2,GT
Единица измерения	%		кг/м3	-	тCO2/тыс. м3
Диоксид углерода, CO2	0,45%	1	1,839	1	0,008
Метан, CH4	82,84%	1	1,839	1	1,523
Этан, C2H6	7,19%	2	1,839	1	0,264
Пропан, C3H8	5,15%	3	1,839	1	0,284
Изобутан, C4H10	1,19%	4	1,839	1	0,087
Н-бутан, C4H10	1,42%	4	1,839	1	0,105
Нео-пентан, C5H12	0,01%	5	1,839	1	0,001
Изопентан, C5H12	0,40%	5	1,839	1	0,036
Н-пентан, C5H12	0,31%	5	1,839	1	0,028
Н-гексан, C6H14	0,23%	6	1,839	1	0,025
Н-гептан, C7H16	0,06%	7	1,839	1	0,008
					2,370

NCV ПНГ, МДж/м3	40,900

Сокращение выбросов, произведенное в результате деятельности по проекту ДКС Харампурского месторождения

2012	Сентябрь	Октябрь	Всего
Прием ПНГ на ДКС, м3	12 927 709	32 352 092	
Сжигание ПНГ в двигателях газовых компрессоров, м3	435 873	1 125 280	
Сжигание ПНГ на факелах высокого и низкого давления ДКС, м3	5 068 556	5 824 244	
Поставка ПНГ на Губкинский ГПК, м3	7 423 280	25 402 568	32 825 848
Низшая теплотворная способность ПНГ, МДж/м3	41,28	40,9	
Потребление электроэнергии объектами ДКС, МВтч	106,2	105,1	
Фактор эмиссии для сетевой электроэнергии, тонн CO2экв/МВтч	0,541	0,541	
Потери электроэнергии в распределительной сети, %	20	20	
Фактор эмиссии для метана, тонн CO2экв/ТДж	54,834	54,834	
Фактор эмиссии CO2 при сжигании ПНГ в двигателях газовых компрессоров, тCO2/1000 м3	2,374	2,37	
Выбросы в исходных условиях, тонн CO2экв	16 803	56 971	73 774
Проектные выбросы, тонн CO2экв	1 104	2 735	3 839
Сокращение выбросов, тонн CO2экв	15 699	54 236	**69 935**

Приложение 1

Список сокращений

БКУ	Блочная компрессорная установка
ГПК	Газоперерабатывающий комплекс
ДНС	Дожимная насосная станция
ЕСВ	Единица Сокращения Выбросов
ЗРУ	Закрытое распределительное устройство
МЧР	Механизм чистого развития
МГЭИК	Межправительственная группа экспертов по изменению климата
НК	Нефтяная компания
ОАО	Открытое акционерное общество
ООО	Общество с ограниченной ответственностью
ОЭС	Объединенная энергетическая система
ПДВ	Предельно-допустимые выбросы
ПДС	Предельно-допустимые сбросы
ПНГ	Попутный нефтяной газ
ПНООЛР	Проект нормативов образования отходов и лимитов на их размещение
ПС	Подстанция
СПД	Специальная проектная документация
СО	Совместное Осуществление
УПСВ	Установка предварительного сброса воды
УПГ	Установка подготовки газа
УСОК	Установка стабилизации и очистки конденсата