

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО «СН-МНГ»

«16» февраля 2015г.

А.М. Пятаев

2015г.

Задание на проектирование № 14-15/1

по объекту «Газотранспортная система Левобережной группы месторождений»

1.	Наименование объекта
	Обустройство Левобережной группы месторождений нефти. Система газопроводов обеспечивающая транспорт ПНГ с Ново-Покурского, Южно-Покамасовского, Островного, Покамасовского, Северо-Островного, Локозовского, Северо-Ореховского месторождений на Нижневартовский ГПК.
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район - Покамасовский, Северо-Островной, Южно-Локозовский лицензионный участок; Нижневартовский район - Ново-Покурский, Южно-Покамасовский, Южно-Островной, Кетовский, Северо-Ореховский лицензионный участок.
3.	Основание для проектирования
	Газовая программа (протокол совместного совещания с ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Газпром нефть» от 19.12.2014г.)
4.	Заказчик
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»)
5.	Вид строительства
	Капитальное строительство.
6.	Разработчик проектной документации
	Определяется в результате тендера.
7.	Стадия проектирования
	Проектная документация, рабочая документация.
8.	Требования к проектной организации
	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
9.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию
	2016г.
10.	Условия ввода в эксплуатацию
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11.	Потребность в инженерных изысканиях
	Выполнить инженерные изыскания для строительства системы газопроводов обеспечивающей транспорт ПНГ с Ново-Покурского, Южно-Покамасовского, Островного, Покамасовского, Северо-Островного, Локозовского, Северо-Ореховского месторождений на Нижневартовский ГПК с размещением всего необходимого оборудования. Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте. Обязательно согласовать: – Задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»;

	<ul style="list-style-type: none">– Представить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный план и генеральный план в системе координат НВР и Балтийской системе высот в формате MapInfo.								
12.	Требования по вариантной проработке и формированию ОТР <p>Разработать ТЭО по следующим вариантам Левобережной группы месторождений:</p> <ul style="list-style-type: none">– строительство системы газопроводов Левобережной группы месторождений для транспорта ПНГ на Нижневартовский ГПК указанного в п.14;– строительство энергоцентра для выработки электроэнергии на основе использования ПНГ с привлечением подрядной организации и собственным энергоцентром (приложение 7);– строительство системы газопроводов Левобережной группы месторождений для транспорта ПНГ на Нижневартовский ГПК через газопровод ОАО «РН-Варьеганнефтегаз» (приложение №8);– строительство системы газопроводов Левобережной группы месторождений для транспорта ПНГ на Локосовский ГПК ТПП «Лангепаснефтегаз» (приложение №9);– строительство системы газопроводов Левобережной группы месторождений в газопровод ДНС-5 Покамасовского месторождения ТПП «Лангепаснефтегаз» (приложение №9). <p>ТЭО выполнить на объем добычи нефти и ПНГ по минимальному, оптимальному, максимальному вариантам. Объем добычи нефти и ПНГ на минимальный, оптимальный, максимальный варианты запросить от заказчика (приложение №10).</p> <p>При проработке вариантов использования ПНГ обосновать выбор вариантов (состав оборудования, определить и обосновать количество ГПА в составе ГПЭС, количество КУ в составе ДКС), согласовать с заказчиком.</p> <p>Перечень вариантов и состав рассматриваемого оборудования согласовать с заказчиком.</p> <p>Защита ОТР перед Заказчиком на стадии «П».</p> <p>Проведение внутренней экспертизы Заказчиком на стадии «П» (перед ГГЭ) и на стадии «РД».</p>								
13.	Требования к выделению пусковых комплексов <p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p><u>Левобережная группа месторождений:</u></p> <p>1-й этап строительства:</p> <ul style="list-style-type: none">- Газопровод «УПН Ново-Покурского месторождения – т.вр. газопровод ДНС Кетовского месторождения»; <p>2-й этап строительства:</p> <ul style="list-style-type: none">- Газопровод «ДНС Локосовского месторождения – ДКС Кетовского месторождения»; <p>3-й этап строительства:</p> <ul style="list-style-type: none">- ДКС Кетовского месторождения; <p>4-й этап строительства:</p> <ul style="list-style-type: none">- Реконструкция напорных нефтегазопроводов под газопровод «ДНС Кетовского месторождения – т.вр. в газопровод «ВЦТП – Нижневартовский ГПК».								
14.	Основные технико-экономические показатели <p><u>Левобережная группа месторождений:</u></p> <table><tr><th>Наименование участка</th><th>Ед. изм.</th><th>Кол-во</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Газопровод «УПН Ново-Покурского месторождения – т.вр. газопровод ДНС Кетовского месторождения»</td><td>км.</td><td>51</td><td>Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий</td></tr></table>	Наименование участка	Ед. изм.	Кол-во	Примечание	Газопровод «УПН Ново-Покурского месторождения – т.вр. газопровод ДНС Кетовского месторождения»	км.	51	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий
Наименование участка	Ед. изм.	Кол-во	Примечание						
Газопровод «УПН Ново-Покурского месторождения – т.вр. газопровод ДНС Кетовского месторождения»	км.	51	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий						

	Газопровод «ДНС Локосовского месторождения – ДКС Кетовского месторождения»	км.	29,5	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий
	ДКС Кетовского месторождения			Производительность ДКС предусмотреть +30% к планируемому объему транспорта ПНГ
	Реконструкция напорных нефтегазопроводов под газопровод «ДНС Кетовского месторождения – т.вр. в газопровод «ВЦТП – Нижневартовский ГПК»	км.	72	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий
<ul style="list-style-type: none"> – Планируемая схема газопроводов представлена в Приложении №1; – Основные показатели разработки и баланс ПНГ представлены в Приложении №2; – Свойства попутного нефтяного газа представлены в Приложении №3. 				
15.	Требования к техническим решениям			
	<p>1. В рамках проектирования провести НИР:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Выполнить отбор проб ПНГ на объектах планируемых к транспортировке ПНГ на первой и второй ступенях сепарации. Определить состав и свойства ПНГ; – Провести НИР по PVT анализу с целью определения условий и объемов выпадения жидких фракций, точки росы и др. параметров; – Предусмотреть производительность оборудования (газопроводы, ДКС, СИКТ и т.д.) с учетом возможного увеличения объемов ПНГ + 30% к планируемому объему транспорта ПНГ; – Гидравлический расчет произвести с помощью программного комплекса OLGA. Предусмотреть вариативность расчетов в зависимости от расхода ПНГ, состава ПНГ, качества подготовки ПНГ, сезонности, применения конденсатосборников; Произвести гидравлический расчет газопровода «ВЦТП – НВ-ГПК» с учетом поставок ПНГ с Левобережной группы месторождений (схема существующих газопроводов представлена в приложение №4, объем поставки ПНГ на Нижневартовский ГПК представлен в приложении №5); – Предоставить результаты гидравлических расчетов на согласование Заказчику; – Определить расход ингибитора гидратообразований, режимов поршневания, режимов запуска диагностических устройств; – Определить количество узлов ввода метанола. На газопроводах, при необходимости, предусмотреть в доступных местах устройства подачи метанола; – Предусмотреть вариативность по качеству подготовки ПНГ: <ul style="list-style-type: none"> 1) Базовый вариант - Транспорт неподготовленного ПНГ без применения по трассе газопровода конденсатосборников; 2) Транспорт неподготовленного ПНГ с установкой по трассе газопровода конденсатосборников; 3) Транспорт подготовленного ПНГ без применения по трассе газопровода конденсатосборников. – Отчет о выполнении НИР вынести на рассмотрение научно-технологического совета (НТС) Заказчика. Перед выносом отчета НИР на НТС предоставить материал на рецензию Заказчику; – Провести согласование и защиту принятых основных проектных решений на НТС ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпромнефть». <p>2. Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Производственные мощности и состав объектов транспорта ПНГ должны обеспечивать использование ПНГ 95% и выше; 			

- Определить проектом состав объектов транспорта попутного нефтяного газа (далее по тексту ПНГ) согласно динамики объема ПНГ для использования с учетом следующих технологических параметров:
 1. Давление ПНГ на УПН Ново-Покурского м.р. – до 0,4 МПа, ДНС Локосовского м.р. – до 0,7 МПа, Кетовского м.р. – до 0,5 МПа.
- Предусмотреть производительность оборудования (газопроводы, ДКС, СИКГ и т.д.) с учетом возможного увеличения объемов ПНГ + 30% к планируемому объему транспорта ПНГ;
- Отбор жидкости из конденсатосборника предусмотреть в передвижную автоцистерну;
- Участки газопровода и запорной арматуры находящихся на поверхности выполнить в теплоизоляции;
- Разработку проектной и рабочей документации выполнить в соответствии с требованиями СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов»;
- Трубы, фасонные части к трубопроводам (отводы, тройники, переходы), запорная арматура, их качество и материальное исполнение выбрать в зависимости от свойств транспортируемой среды, их рабочих параметров и климатического исполнения из марок стали 09ГСФ, 13ХФА, 08 ХМФБЧА, 08 ХМФЧА, 08 ХМФА. Марку стали согласовать с Заказчиком на стадии ОПР. Применение при строительстве и реконструкции нефтегазопроводных труб, изготовленных из углеродистых марок сталей 10 и 20 по требованиям ГОСТ запрещено.
- Обязательно проведение испытаний вязко-пластических свойств и хладостойкости стали: на ударный изгиб в соответствии с СП 34-116-97. Трубы, не прошедшие испытания на ударную вязкость КСЧ при температуре минус 60°С, в соответствии с обязательными требованиями по ударной вязкости, к закупке и эксплуатации не допускаются. Параметр КСЧ -60°С является отбраковочным и должен быть указан в сертификатах качества трубы.

Обязательные требования по ударной вязкости

Номинальная толщина стенки (δ), мм	среднеарифметические значения по результатам испытаний трех образцов, замеренные на образцах Менаже (КСЧ тип 1-3 по ГОСТ 9454-78) при температуре равной минус 60°С.			
	КСЧ-60°С, Дж/см2 (кгс*м/см2)			
	для основного металла		для сварных соединений	
	трубы	детали	трубы	детали
1	2	3	4	5
δ ≤ 15	39,2 (4,0)		39,2 (4,0)	
15 < δ ≤ 25	49,0 (5,0)	39,2 (4,0)		
25 < δ ≤ 30	58,8 (6,0)			
<i>Примечание: Величина ударной вязкости определяется как среднее арифметическое значение по результатам испытаний трех образцов. На одном образце допускается снижение ударной вязкости на 9,8 Дж/см² (1 кгс·м/см²).</i>				

- Трубы должны поставляться с заводским антикоррозионным покрытием. ТУ, тип покрытия согласовать с Заказчиком на стадии ОПР.
- Толщину стенки определить при проектировании и проверить расчетом прочности.
- При расчетной скорости потока более 0,3 м/с предусмотреть в регламенте на эксплуатацию газопровода очистку внутренней полости трубопровода.

- При взаимном пересечении трубопроводов расстояние между ними в свету должно приниматься не менее 350 мм. Пересечения между трубопроводами и другими инженерными сетями (водопровод, кабели и др.) проектируются в соответствии с требованиями СНиП II-89-80;
- Для выполнения очистки внутренней полости предусмотреть камеры запуска и приема СОД (необходимость определить на этапе согласования технологической схемы, количество и места расположения камер запуска и приема СОД согласовать с Заказчиком);
- Камеры запуска и приема СОД расположить на сухих участках, к ним предусмотреть подъездные дороги от существующих дорог;
- Камеры запуска и приема СОД предусмотреть в заводском исполнении на площадке с ограждением;
- Повороты нефтепровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях предусмотреть с применением отводов радиусом не менее 5 DN.
- Предусмотреть устройства временных переездов через действующие коммуникации;
- Вариативность исполнения узлов запорной арматуры определить при проектировании (надземное/подземное), согласовать с Заказчиком. Предусмотреть ограждение узла, запираемое на замок;
- При поставке оборудования необходимо обязательное наличие сертификата соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешение Ростехнадзора на применение данного оборудования на опасном производстве. Наличие заводских паспортов на оборудование, инструкций заводоизготовителей по ремонту, техническому обслуживанию, эксплуатации и монтажу оборудования и технологических монтажных схем;
- Предусмотреть закрепление трассы трубопроводов на местности установкой опознавательных, предупредительных и прочих знаков в соответствии с СП 34-116-97 и РД 39-132-94. Конструкцию знаков принять в соответствии с Приложением №12;
- Предусмотреть затраты на внешней строительный надзор за качеством строительства при разработке сметного расчёта;
- Предусмотреть затраты на проведение предпусковой ВТД;
- Согласовать с заказчиком способ подключения газопровода в действующий газопровод;
- При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих. Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;
- Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию газопровода не менее 20 лет;
- Предусмотреть камеры пуска и приема средств очистки и диагностики, площадки и подъезд к ним;
- Тип, конструкция, исполнение, окраска крановых узлов – типовая доведенная Заказчиком;
- Под ДКС следует понимать единый комплекс включающий в себя, кроме основных компрессорных установок, системы и вспомогательные сооружения, обеспечивающие полный цикл транспорта газа, контроля, управления и т.д.
- Конструкции и технологические взаимосвязи модулей, состав вспомогательного оборудования, системы автоматики и управления должны предусматривать возможность вывода из работы отдельных блоков ДКС, без перерыва транспорта ПНГ. В качестве привода компрессорной установки применить электродвигатель. Все оборудование, средства измерения (СИ), используемое в составе ДКС должно иметь сертификаты соответствия Российским стандартам. Масса и габаритные размеры модулей ДКС должны позволять их транспортировку железнодорожным

	<p>и автомобильным транспортом.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Разработать опросные листы на дожимную компрессорную станцию, СИКГ и предоставить заказчику. По результатам проведения тендерной процедуры по выбору поставщиков оборудования, запросить от заказчика заводы-изготовители планируемые к поставки оборудования (ДКС, СИКГ); – По результатам проведения тендерной процедуры по выбору поставщиков оборудования, запросить от заказчика заводы-изготовители планируемые к поставки оборудования (ДКС, СИКГ); – Дожимную компрессорную станцию (далее по тексту ДКС) расположить в районе ДНС Кетовского месторождения с учетом наименьшей протяженности газопроводов при подключении к ДКС. После компримирования, очистки и охлаждения ПНГ (температуру и давление ПНГ определить проектом) подается в газопровод «ДНС Кетовского м.р. – т. вр. газопровод «ВЦТП – НВ-ГПК»; – Максимально использовать оборудование в блочно-комплектном исполнении, полной заводской готовности, обеспечивающей сокращение объемов, сроков и повышения качества строительства; – После определения состава оборудования ДКС, СИКГ, запросить ТУ на электроснабжение и АСУТП от заказчика; – ТУ на разработку ПСД «СИКГ» представлены в приложении №6; – Устройство свайных оснований и их количество на узлах задвижек газопровода для предотвращения их деформации в результате усадки предусматривать в зависимости от геологии рельефа застраиваемого участка. Устройство свайных оснований обязательно на выходе и входе блочного оборудования; – Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора; – В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса; – При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций; – В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи; – Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м – лестницами с перилами; – Разработать технологические регламенты на газотранспортную систему Левобережной группы месторождений, ДКС; – Проектирование выполнить на основании настоящего технического задания с необходимыми уточнениями исходных данных и технических условий; – Принятые технологии, оборудование, строительные решения, организация производства и труда должны соответствовать нормам Российской Федерации.
16.	Особые условия строительства
	<ul style="list-style-type: none"> – Изыскательские работы выполнить не более чем за 90 дней. – Предусмотреть независимые этапы строительства. – Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком. – Новое строительство. – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком. – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации.
17.	Климатические условия региона
	<ul style="list-style-type: none"> – Климат данного района резко континентальный. Зима суровая, холодная и

	<p>продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны - осень и весна. Наблюдаются поздние весенние и ранние осенние заморозки, резкие колебания температуры в течение года.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Среднегодовая температура воздуха минус 2,2 °С, средняя температура воздуха наиболее холодного месяца января минус 21,0 °С, а самого жаркого июля 18 °С. Абсолютный минимум температуры приходится на декабрь минус 54 °С. – Оборудование должно соответствовать климатическим условиям региона .
18.	<p>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</p> <ul style="list-style-type: none"> – Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов» и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 м), н). При разработке учесть нормативные требования <u>СП 12-136-2002</u>, <u>СП 2.2.1.1312-03</u>, <u>СП 2.2.2.1327-03</u>, <u>СанПиН 2.2.3.1384-03</u>, <u>СНиП 12-03-2001</u>, <u>СНиП 12-04-2002</u> (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность)
19.	<p>Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»</p>
	<ul style="list-style-type: none"> – Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с Нижнеобским территориальным управлением по рыболовству. – Получить экспертное заключение по результатам санитарно-эпидемиологической экспертизы в территориальном Управлении Роспотребнадзора на «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей». – Перечень мероприятий по охране окружающей среды», оформлять отдельной книгой с титульным листом «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей». – Согласовать в Управление Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей». – Произвести расчет стоимости работ согласно приложения №11.

	<ul style="list-style-type: none"> – Произвести расчет стоимости ликвидации объекта. Сформировать отдельным этапом в составе ПД (в ГГЭ не передается).
20.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	<ul style="list-style-type: none"> – Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СП 11-107-98, СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
21.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	<ul style="list-style-type: none"> – Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
22.	Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации
	<ul style="list-style-type: none"> – Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87, требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ. – Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2009. – Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации. – Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.
23.	Материалы, представляемые Заказчиком
	<p>Приложение №1 «Планируемая схема газопроводов».</p> <p>Приложение №2 «Основные показатели разработки и баланс ПНГ».</p> <p>Приложение №3 «Свойства попутного нефтяного газа».</p> <p>Приложение №4 «Схема газопроводов «ВЦТП - Нижневартовский ГПК».</p> <p>Приложение №5 «Объем поставки ПНГ на Нижневартовский ГПК 2015-2034гг.»</p> <p>Приложение №6 «ТУ на разработку ПСД «СИКГ»</p> <p>Приложение №7 «Схема расположения планируемых энергоцентров»</p> <p>Приложение №8 «Схема подключения газопровода к газотранспортной системе ОАО «Варьеганнефтегаз»</p> <p>Приложение №9 «Подключение газопровода к газотранспортной системе ТПП «Лангепаснефтегаз»</p> <p>Приложение №10 «О возможности приема в переработку на ОАО «Нижневартовский ГПК»</p> <p>Приложение №11 «Расчет договорной цены строительства объекта»</p> <p>Приложение №12 «Конструкция опознавательных, предупредительных и прочих знаков»</p>
24.	Срок выдачи проекта
	<ul style="list-style-type: none"> – Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта
25.	Срок выдачи тендерной документации
	<ul style="list-style-type: none"> – В течение 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз
26.	Количество экземпляров ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> – Документацию предоставить для согласования служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации на бумажном носителе в 2-х экземплярах и в эл. виде в 1 экз.; – После получения согласований служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации и положительного заключения государственной экспертизы на бумажном носителе в 4-х экземплярах, в электронном виде в формате «Adobe Acrobat» - 1 экземпляр.
27.	Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов

	<ul style="list-style-type: none"> – Представить опросные листы в формате Заказчика. – Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате Excel. – При составлении ведомостей и спецификаций материалов и оборудования применять кодировку по номенклатурным справочникам Заказчика; – В составе рабочей документации дополнительно отдельной книгой выпускаются заказные спецификации на оборудование и материалы, а также опросные листы для заказа оборудования (предоставлять Заказчику на начальном этапе проектирования).
28.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР
	<ul style="list-style-type: none"> – Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации; – Сметную документацию выполнить в электронном виде в формате «Гранд-смета» (расширение *.xml, *.arp, *.xls.).
29.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> – Согласовать проектные решения с заказчиком. – Заказные спецификации согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией.
30.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
31.	Перечень согласований с федеральными надзорными органами
	<ul style="list-style-type: none"> – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации. – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».
32.	Особые условия
	<ul style="list-style-type: none"> – Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ. – Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов; – Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте MapInfo. – Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования.

Исполнитель:
Начальник ОПРП ДПРПиОМ

А.В. Хвостенко

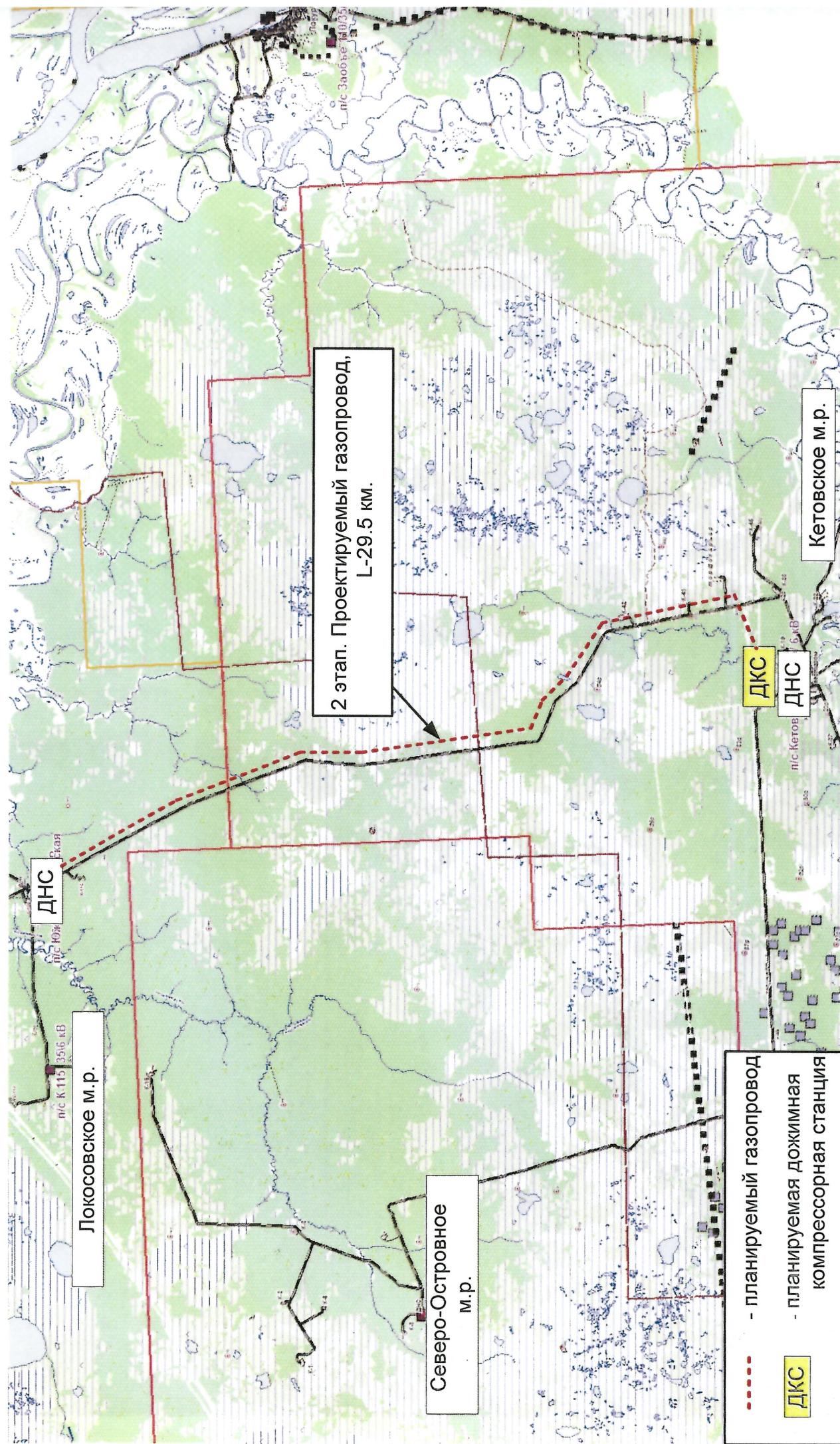
ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к заданию на проектирование по объекту
«Газотранспортная система Левобережной группы месторождений»

<p>Заместитель Главного инженера ОАО «СН-МНГ»</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Седакин А.С. " " 2015г.</p>	<p>Директор по капитальному строительству ОАО «СН-МНГ»</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Николаев Д.А. " " 2015г.</p>
<p>Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений ОАО «СН-МНГ»</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Тухфатуллин И.Г. " " 2015г.</p>	<p>Директор по промышленной безопасности, охране труда и окружающей среды, гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций ОАО «СН-МНГ»</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Анцелович О.В. " " 2015г.</p>
<p>Главный энергетик ОАО «СН-МНГ»</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Сыровежкин В.Е. " 14 " 01 2015г.</p>	<p>Начальник ДКиТПНГ ОАО «СН-МНГ»</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Карачков С.Н. " 14 " 01 2015г.</p>
<p>Начальник УКСиРО ОАО «СН-МНГ»</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Лещенко Е.В. " " 2015г.</p>	<p>Главный метролог ОАО «СН-МНГ»</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Чернов Д.В. " " 2015г.</p>
<p>Начальник ДПНиГ ОАО «СН-МНГ»</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Куршин А.В. " 14 " 01 2015г.</p>	<p>Начальник ООПИР ДПИРиВОЭ</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Бабкин С.Н. " 14 " 01 2015г.</p>

Согласовано:

<p>Начальник управления поддержки проектов развития газового бизнеса ООО «Газпромнефть НТЦ»</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Фролов Е.В. " " 2015г.</p>	<p>Начальник УДГиК ДНГД ОАО «НК «Роснефть»</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Бочков Ф.А. " " 2015г.</p>
<p>Начальник ДДНиГ ОАО «НГК «Славнефть»</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Николаев Ю.М. " " 2015г.</p>	

Схема газопровода
«ДНС Локосовского месторождения – ДКС Кетовского месторождения»



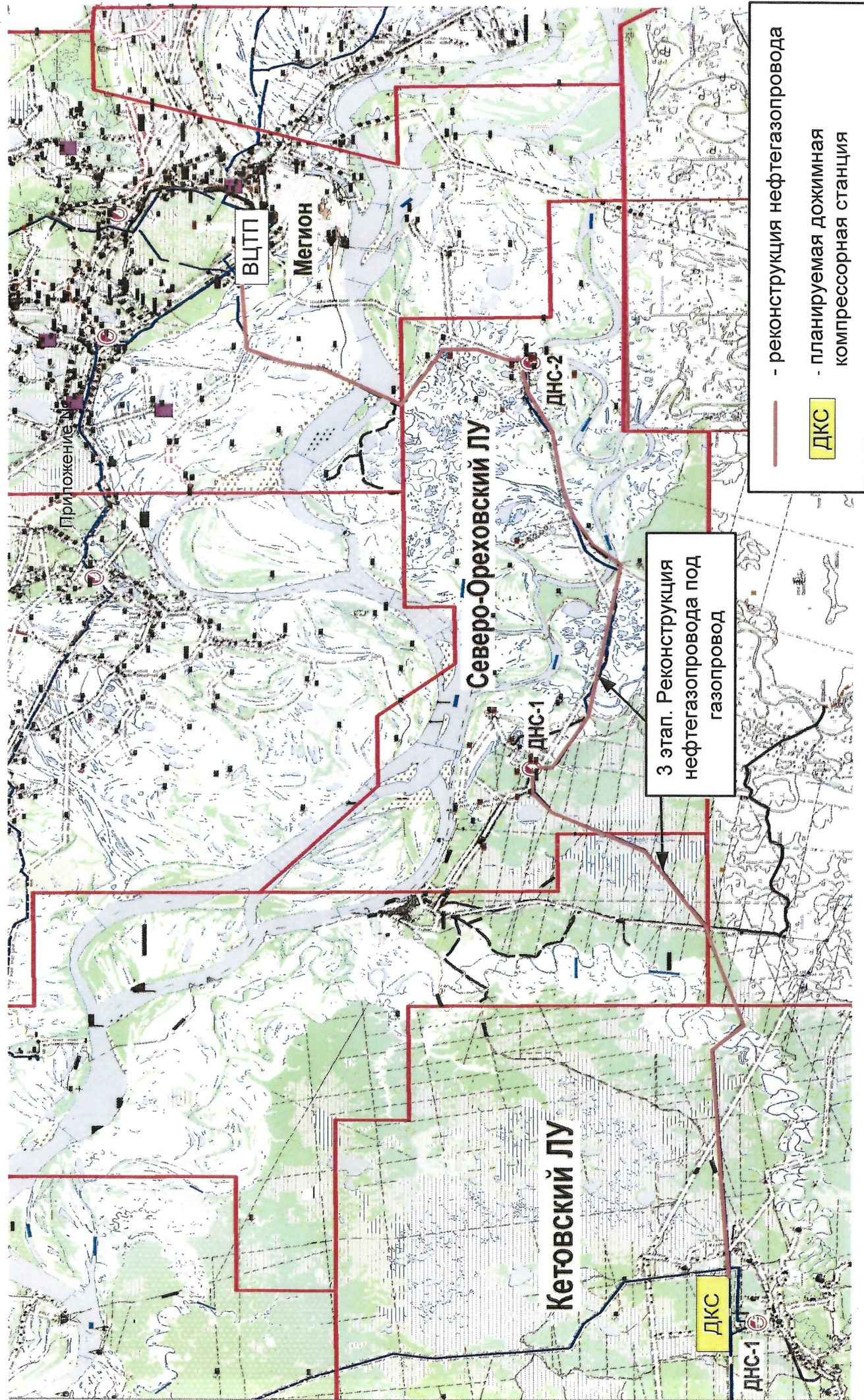


Схема газопровода





Открытое Акционерное Общество

"Славнефть – Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА

ул. Кузьмина д. 51, город Мегион, ХМАО – Югра, 628684

тел.: (34643) 4 – 67 – 04, факс: (34643) 4 – 61 – 97

"30" октября 2014 г.
На № 115-113

№ 14-15-1078
от "17" октября 2014 г.

Начальнику департамента
перспективного развития
производства и обустройства
месторождений
М. Н. Бессонову

О балансе ПНГ

Уважаемый Михаил Николаевич!

Направляю расчет баланса попутного нефтяного газа по месторождениям
ОАО «СН-МНГ» в рамках БП 2015-2019 г.г. на период 2014-2034 г.г.

С уважением,

/ Начальник

А. В. Куршин

И. В. Смирнова
46-137

by 115-2186
31.10.14

Итого 24.15 - 2017
30.10.2017

Баланс добычи нефти и попутного нефтяного газа по месторождениям
ОАО "Славнефть-Мегимнефтегаз" на 2015 - 2034 г.г.

расчет от 18.10.2014 г.	2015 год	2016 год	2017 год	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.
Итого по ОАО "СНМНГ":	15300,035	14327,414	13974,518	13905,840	13632,828	13606,747	13031,397	12488,142	11973,207	11538,535	11058,015	10782,077	10521,389	10282,109	9960,784	9679,596	9391,940	9128,437	8829,217	8559,650
1. Добыча нефти, млн. т	15300,035	14327,414	13974,518	13905,840	13632,828	13606,747	13031,397	12488,142	11973,207	11538,535	11058,015	10782,077	10521,389	10282,109	9960,784	9679,596	9391,940	9128,437	8829,217	8559,650
2. Газовый фактор	85,702	85,417	85,485	86,463	86,968	86,318	86,254	86,236	86,110	86,044	85,918	85,894	85,820	85,804	85,850	85,790	85,703	85,604	85,599	85,594
3. Ресурс газа, млн. м³	1005,233	958,750	928,318	917,577	907,480	902,577	893,387	887,038	881,545	876,924	872,918	868,957	865,027	861,131	857,236	853,318	849,375	845,419	841,451	837,474
4. Добыча газа, млн. м³	976,124	978,024	982,487	971,700	962,103	957,446	950,219	943,058	935,965	928,829	921,674	914,509	907,333	900,156	892,979	885,799	878,619	871,439	864,259	857,079
5. Итого поставка газа, млн. м³	861,512	864,958	868,675	867,827	865,277	863,318	860,825	858,184	855,484	852,784	850,070	847,360	844,650	841,940	839,230	836,520	833,810	831,100	828,390	825,680
5.1. Поставка сторонним, млн. м³	857,788	858,141	858,477	857,124	854,207	851,197	848,269	845,341	842,413	839,485	836,557	833,629	830,701	827,773	824,845	821,917	818,989	816,061	813,133	810,205
5.1.1. Газ на ГПС, млн. м³	648,435	625,555	618,473	600,028	589,103	574,023	558,469	546,806	535,143	523,480	511,817	500,154	488,491	476,828	465,165	453,502	441,839	430,176	418,513	406,850
5.1.2. Отпуск сторонним, млн. м³	11,323	10,885	10,004	10,585	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134
5.2. Газ на ГПС, млн. м³	10,743	10,905	10,004	10,005	10,554	10,554	10,554	10,554	10,554	10,554	10,554	10,554	10,554	10,554	10,554	10,554	10,554	10,554	10,554	10,554
5.2.1. Газ на ГПС, млн. м³	0,580	0,580	0,580	0,580	0,580	0,580	0,580	0,580	0,580	0,580	0,580	0,580	0,580	0,580	0,580	0,580	0,580	0,580	0,580	0,580
5.2.2. Газ на ГПС, млн. м³	203,654	228,877	230,168	258,913	269,040	269,040	309,023	304,595	298,505	288,505	281,725	275,713	270,717	265,122	260,038	254,210	247,743	242,822	238,397	230,686
5.2.3. Газ на ГПС, млн. м³	75,287	61,202	50,327	61,197	61,314	60,745	60,573	61,216	60,953	55,886	58,631	56,023	56,657	56,843	56,547	56,301	55,082	54,842	54,406	54,059
5.2.4. Газ на ГПС, млн. м³	128,357	187,615	180,871	198,418	208,726	247,419	248,450	243,359	233,819	225,084	219,084	219,084	214,080	209,479	203,489	197,909	192,666	187,380	181,991	176,509
6. Потери газа, млн. м³	54,333	62,122	68,452	93,023	104,370	126,284	133,484	134,317	131,288	128,507	125,451	122,820	120,884	118,513	115,188	112,109	109,080	106,347	103,898	100,235
6.1. Потери, всего, млн. м³	71,024	105,493	97,410	107,393	102,388	121,132	114,958	109,052	103,620	105,372	99,843	96,181	93,176	90,968	88,300	85,800	83,576	81,633	79,293	76,274
6.1.1. Потери, всего, млн. м³	143,825	93,793	60,143	59,750	59,203	59,259	58,752	54,419	52,081	50,121	47,948	46,654	45,830	44,582	43,239	41,899	40,597	39,406	38,057	36,834
6.1.2. Потери, всего, млн. м³	14,712	14,067	13,812	13,873	13,831	14,130	13,564	13,061	12,805	12,026	11,504	11,196	10,951	10,700	10,378	10,059	9,746	9,481	9,136	8,847
6.2. Сов. потери, млн. м³	129,114	79,726	46,331	45,977	45,372	45,129	43,188	41,352	39,578	38,095	36,444	35,458	34,678	33,882	32,961	31,840	30,951	29,945	28,918	27,987
7. Коэффициент использования	87,2	91,7	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0

Начальник ДПНГ

А. В. Куршин

Исполнитель: Смирнов И.В., т.4-61-37



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ ГЕОЛОГ

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-67-64, факс (34643) 4-64-91

31.10. 2014 г.
На № _____

№ МК-1433
от _____ 2014 г.

Директору
по перспективному развитию
производства и обустройству
месторождений
ОАО «СН-МНГ»
Тухфатуллин И. Г.

О выдаче ИД

Уважаемый Ильдар Гарифуллович!

В ответ на Ваш запрос исх. № ИТ-297 от 20.10.14г, направляем динамику добычи нефти, жидкости и закачки рабочего агента в пласт за период 2014-2034гг на месторождениях ОАО «СН-МНГ». Планирование осуществляется по ЛУ, месторождениям.

Данные уровни прогнозируются на основе варианта пятилетнего плана (от 18.10.2014г.) 5БП 2015-2019гг. с прогнозом на расчетный период.

С уважением,

М. А. Кузнецов

Гербань А.М.,
46330

В. 11.10.14
31.10.14

Во. ИТ-1349
31.10.14

№	Месторождение	Ед. изм.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Добыча нефти	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348	470149	
2	Великое	тыс.т	17217	14235	11264	10955	9688	8396	7428	7262	6838	6597	6342	6101	59845	570535	5490	5381	5194	4753	4272	4410	
3	Волжское (г.А.)	тыс.т	142466	158460	101331	109574	177269	69485	67333	40599	177328	120603	118611	108643	102589	979292	932166	892770	864040	830703	800818		
4	Атланское	тыс.т	1825451	1178951	1163681	1125060	1116403	1064971	1001488	92148	84578	80865	76418	74006	71657	69327	67569	63149	61185	58467	55903		
5	Южно-Атланское	тыс.т	146127	118479	68439	594536	535176	499515	486479	460337	435410	412407	393227	373433	350441	338665	331484	308113	293405	279209	265236		
6	Южно-Полуостровное	тыс.т	49445	42419	34730	29703	24266	20247	28400	27213	25472	22660	20546	18668	16932	15181	13811	12607	11425	10257	9170		
7	Полуостровное	тыс.т	80486	72181	59133	54730	49445	42419	34730	29703	25472	22660	20546	18668	16932	15181	13811	12607	11425	10257	9170		
8	Береговое	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
9	Славнефть-Мегоннефтегаз	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
10	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
11	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
12	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
13	Атланское	тыс.т	17217	14235	11264	10955	9688	8396	7428	7262	6838	6597	6342	6101	59845	570535	5490	5381	5194	4753	4272		
14	Чистинское	тыс.т	518776	493381	516106	492613	452481	42419	486479	460337	435410	412407	393227	373433	350441	338665	331484	308113	293405	279209	265236		
15	Западное-Усть-Балыкское	тыс.т	253567	302225	172442	152481	135711	123424	119475	113961	104268	100415	96356	94555	93788	91640	89942	87661	85677	83876	82325		
16	Южно-Остринское	тыс.т	1302796	1071338	1151715	1343130	1263556	1211480	1045217	931729	852019	790901	741654	697353	667666	644084	614084	588914	561192	532715	505816		
17	Остринское	тыс.т	30483	68021	53396	77096	92695	87540	85433	83509	84408	84312	87786	90492	93451	95991	96443	94857	94857	93451	90785		
18	Славнефть-Мегоннефтегаз	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
19	Великое	тыс.т	17217	14235	11264	10955	9688	8396	7428	7262	6838	6597	6342	6101	59845	570535	5490	5381	5194	4753	4272		
20	Волжское (г.А.)	тыс.т	142466	158460	101331	109574	177269	69485	67333	40599	177328	120603	118611	108643	102589	979292	932166	892770	864040	830703	800818		
21	Атланское	тыс.т	1825451	1178951	1163681	1125060	1116403	1064971	1001488	92148	84578	80865	76418	74006	71657	69327	67569	63149	61185	58467	55903		
22	Южно-Атланское	тыс.т	146127	118479	68439	594536	535176	499515	486479	460337	435410	412407	393227	373433	350441	338665	331484	308113	293405	279209	265236		
23	Южно-Полуостровное	тыс.т	49445	42419	34730	29703	24266	20247	28400	27213	25472	22660	20546	18668	16932	15181	13811	12607	11425	10257	9170		
24	Полуостровное	тыс.т	80486	72181	59133	54730	49445	42419	34730	29703	25472	22660	20546	18668	16932	15181	13811	12607	11425	10257	9170		
25	Береговое	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
26	Славнефть-Мегоннефтегаз	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
27	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
28	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
29	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
30	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
31	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
32	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
33	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
34	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
35	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
36	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
37	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
38	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
39	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
40	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
41	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
42	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
43	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
44	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
45	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
46	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
47	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
48	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
49	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
50	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466	590588	570535	555134	537626	520094	503927	486348		
51	Линское	тыс.т	1071484	1300187	911072	853636	824551	707241	761132	714081	674093	624326	594249	588466									

18. 10. 1946

[illegible]

№	Месторождение	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Западная																					
2	Мегонское	13 783,869	13 273,074	13 365,636	13 331,679	13 370,307	13 397,630	13 366,146	13 844,126	12 460,317	12 173,377	11 975,974	11 531,602	11 107,237	10 094,112	10 349,444	9 979,507	9 484,405	9 464,573	9 276,565	9 051,577	8 917,985
3	Ветинское (41-М)	17 660	18 250	18 300	18 320	18 250	18 250	16 470	14 600	12 775	10 950	9 150	7 934	6 943	6 454	2 184,888	2 184,888	2 184,888	2 184,888	2 184,888	2 184,888	2 184,888
4	Мегонское	2 877,817	2 994,378	2 825,387	2 877,178	2 954,512	2 750,081	2 711,939	2 600,953	2 530,016	2 451,238	2 375,665	2 303,136	2 231,201	2 159,772	2 088,343	2 016,914	1 945,485	1 874,056	1 802,627	1 731,198	1 660,769
5	Мегонское	50 481,071	49 747,139	49 747,139	49 747,139	49 747,139	49 747,139	49 747,139	49 747,139	49 747,139	49 747,139	49 747,139	49 747,139	49 747,139	49 747,139	49 747,139	49 747,139	49 747,139	49 747,139	49 747,139	49 747,139	49 747,139
6	Мегонское	2 864,265	3 168,454	4 105,512	4 331,783	4 454,923	4 460,233	4 471,702	4 333,344	4 250,845	4 194,257	4 107,596	3 988,694	3 868,651	3 742,332	3 618,693	3 494,060	3 368,427	3 242,794	3 117,161	2 991,528	2 865,895
7	Южно-Поманское	3 770,390	3 770,390	3 953,380	3 941,000	3 930,211	3 941,000	3 941,000	3 941,000	3 941,000	3 941,000	3 941,000	3 941,000	3 941,000	3 941,000	3 941,000	3 941,000	3 941,000	3 941,000	3 941,000	3 941,000	3 941,000
8	Поманское	1 728,880	1 756,056	1 996,314	2 102,418	2 330,211	2 351,758	2 355,491	2 301,541	2 291,166	2 246,620	2 207,736	2 164,867	2 118,446	2 068,446	2 018,446	1 968,446	1 918,446	1 868,446	1 818,446	1 768,446	1 718,446
9	Степно-Остринское	721,450	721,450	721,450	721,450	721,450	721,450	721,450	721,450	721,450	721,450	721,450	721,450	721,450	721,450	721,450	721,450	721,450	721,450	721,450	721,450	721,450
10	Мегонское	2 864,265	3 168,454	4 105,512	4 331,783	4 454,923	4 460,233	4 471,702	4 333,344	4 250,845	4 194,257	4 107,596	3 988,694	3 868,651	3 742,332	3 618,693	3 494,060	3 368,427	3 242,794	3 117,161	2 991,528	2 865,895
11	Мегонское	2 864,265	3 168,454	4 105,512	4 331,783	4 454,923	4 460,233	4 471,702	4 333,344	4 250,845	4 194,257	4 107,596	3 988,694	3 868,651	3 742,332	3 618,693	3 494,060	3 368,427	3 242,794	3 117,161	2 991,528	2 865,895
12	Западное-Омское	4 065,951	4 065,951	4 065,951	4 065,951	4 065,951	4 065,951	4 065,951	4 065,951	4 065,951	4 065,951	4 065,951	4 065,951	4 065,951	4 065,951	4 065,951	4 065,951	4 065,951	4 065,951	4 065,951	4 065,951	4 065,951
13	Амурское	2 691,918	2 790,316	3 151,953	3 156,774	3 308,008	3 365,693	3 416,227	3 379,425	3 307,161	3 235,418	3 163,675	3 091,932	3 019,189	2 946,446	2 873,703	2 800,960	2 728,217	2 655,474	2 582,731	2 509,988	2 437,245
14	Челябинское	1 738,549	1 650,387	1 550,087	1 330,287	1 332,070	1 332,070	1 332,070	1 332,070	1 332,070	1 332,070	1 332,070	1 332,070	1 332,070	1 332,070	1 332,070	1 332,070	1 332,070	1 332,070	1 332,070	1 332,070	1 332,070
15	Западное-Омское	2 740,166	3 308,307	3 971,819	5 365,230	5 882,236	5 882,236	5 882,236	5 882,236	5 882,236	5 882,236	5 882,236	5 882,236	5 882,236	5 882,236	5 882,236	5 882,236	5 882,236	5 882,236	5 882,236	5 882,236	5 882,236
16	Южно-Остринское	1 604,000	1 604,000	1 604,000	1 604,000	1 604,000	1 604,000	1 604,000	1 604,000	1 604,000	1 604,000	1 604,000	1 604,000	1 604,000	1 604,000	1 604,000	1 604,000	1 604,000	1 604,000	1 604,000	1 604,000	1 604,000
17	Остринское	24,400	139,800																			
18	Степно-Остринское																					
19	Итого Амурское ИТУ	81 601,548	81 681,651	85 971,485	85 973,658	87 306,620	88 070,771	88 270,253	92 166,643	91 081,161	91 460,295	91 652,641	91 732,031	91 732,031	91 732,031	91 732,031	91 732,031	91 732,031	91 732,031	91 732,031	91 732,031	91 732,031
20	Ветинское	39 866,484	40 881,298	40 881,298	39 371,156	39 371,156	39 371,156	39 371,156	39 371,156	39 371,156	39 371,156	39 371,156	39 371,156	39 371,156	39 371,156	39 371,156	39 371,156	39 371,156	39 371,156	39 371,156	39 371,156	39 371,156
21	Степно-Остринское	31 641,770	32 394,175	32 394,175	32 394,175	32 394,175	32 394,175	32 394,175	32 394,175	32 394,175	32 394,175	32 394,175	32 394,175	32 394,175	32 394,175	32 394,175	32 394,175	32 394,175	32 394,175	32 394,175	32 394,175	32 394,175
22	Южно-Остринское																					
23	Степно-Остринское	4 232,880	4 231,410	4 166,319	4 166,319	4 166,319	4 166,319	4 166,319	4 166,319	4 166,319	4 166,319	4 166,319	4 166,319	4 166,319	4 166,319	4 166,319	4 166,319	4 166,319	4 166,319	4 166,319	4 166,319	4 166,319
24	Амурское	2 638,119	2 537,768	2 467,396	2 467,396	2 467,396	2 467,396	2 467,396	2 467,396	2 467,396	2 467,396	2 467,396	2 467,396	2 467,396	2 467,396	2 467,396	2 467,396	2 467,396	2 467,396	2 467,396	2 467,396	2 467,396
25	Западное-Омское	1 540,258	1 516,072	1 516,072	1 516,072	1 516,072	1 516,072	1 516,072	1 516,072	1 516,072	1 516,072	1 516,072	1 516,072	1 516,072	1 516,072	1 516,072	1 516,072	1 516,072	1 516,072	1 516,072	1 516,072	1 516,072
26	Уральское	1 845,146	1 577,500	1 461,276	1 461,276	1 461,276	1 461,276	1 461,276	1 461,276	1 461,276	1 461,276	1 461,276	1 461,276	1 461,276	1 461,276	1 461,276	1 461,276	1 461,276	1 461,276	1 461,276	1 461,276	1 461,276
27	Мегонское	21,344	105,550	105,550	105,550	105,550	105,550	105,550	105,550	105,550	105,550	105,550	105,550	105,550	105,550	105,550	105,550	105,550	105,550	105,550	105,550	105,550
28	Ветинское	9 864,707	12 433,920	14 904,252	16 823,439	17 421,672	19 014,033	19 993,329	20 101,651	20 094,934	20 084,295	19 974,534	19 844,072	18 643,836	18 057,633	17 557,252	17 029,917	16 608,523	16 321,194	16 091,390	15 781,653	15 581,149
29	Ветинское ИТУ																					
30	Мегонское ИТУ	197,654	218,000	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600
31	Итого Ветинское ИТУ	218,000	218,000	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600	219,600
32	Итого ОАО "Славнефть-Мегоннефтегаз"	186 268,576	190 757,588	194 230,951	194 230,951	194 230,951	194 230,951	194 230,951	194 230,951	194 230,951	194 230,951	194 230,951	194 230,951	194 230,951	194 230,951	194 230,951	194 230,951	194 230,951	194 230,951	194 230,951	194 230,951	194 230,951

Подпись 18.10.2014

Баланс поступившего нефтяного газа на 2015-2034 г.г.

Ново-Покровское м.р.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	604,439	651,259	694,526	733,176	769,515	806,479	843,443	880,407	917,371	954,335	991,299	1,028,263	1,065,227	1,102,191	1,139,155	1,176,119	1,213,083	1,250,047	1,287,011	1,323,975
	1. Добыча нефти, тыс.тн	33,849	36,471	39,093	41,715	44,337	46,959	49,581	52,203	54,825	57,447	60,069	62,691	65,313	67,935	70,557	73,179	75,801	78,423	81,045
	2. Реурсы газа, млн.м3	32,395	34,636	36,877	39,118	41,359	43,600	45,841	48,082	50,323	52,564	54,805	57,046	59,287	61,528	63,769	66,010	68,251	70,492	72,733
	3. Поступила ПНГ на ГПК, млн.м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Южно-Томановское м.р.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	41,349	34,730	29,943	24,263	20,247	16,400	12,713	9,026	5,339	1,652	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	1. Добыча нефти, тыс.тн	1,755	1,474	1,271	1,069	867	665	463	261	60	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	2. Реурсы газа, млн.м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	3. Поступила ПНГ на ГПК, млн.м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Амурское м.р.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	605,981	516,066	409,613	299,519	194,402	84,779	48,651	28,457	16,825	9,412	5,166	2,819	1,572	826	453	246	133	71	38	20
	1. Добыча нефти, тыс.тн	32,395	34,636	36,877	39,118	41,359	43,600	45,841	48,082	50,323	52,564	54,805	57,046	59,287	61,528	63,769	66,010	68,251	70,492	72,733
	2. Реурсы газа, млн.м3	32,395	34,636	36,877	39,118	41,359	43,600	45,841	48,082	50,323	52,564	54,805	57,046	59,287	61,528	63,769	66,010	68,251	70,492	72,733
	3. Поступила ПНГ на ГПК, млн.м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Чистинское м.р.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	203,225	173,842	152,481	135,721	123,434	111,675	100,415	89,154	77,893	66,632	55,371	44,110	32,849	21,588	10,327	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	1. Добыча нефти, тыс.тн	16,804	14,203	12,458	10,889	9,320	7,751	6,182	4,613	3,044	1,475	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	2. Реурсы газа, млн.м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	3. Поступила ПНГ на ГПК, млн.м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Островное м.р.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	66,021	53,296	41,571	30,295	20,095	10,843	6,408	3,859	2,210	1,261	0,672	0,365	0,200	0,110	0,060	0,030	0,015	0,008	0,004	0,002
	1. Добыча нефти, тыс.тн	4,806	3,937	3,107	2,278	1,449	860	503	295	166	93	52	29	16	9	5	3	2	1	0
	2. Реурсы газа, млн.м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	3. Поступила ПНГ на ГПК, млн.м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Южно-Островное м.р.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	1. Добыча нефти, тыс.тн	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	2. Реурсы газа, млн.м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	3. Поступила ПНГ на ГПК, млн.м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Копеевское м.р.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	131,318	129,950	127,547	125,142	122,737	120,332	117,927	115,522	113,117	110,712	108,307	105,902	103,497	101,092	98,687	96,282	93,877	91,472	89,067	86,662
	1. Добыча нефти, тыс.тн	1,211	1,177	1,143	1,109	1,075	1,041	1,007	973	939	905	871	837	803	769	735	701	667	633	599
	2. Реурсы газа, млн.м3	9,827	10,355	10,883	11,411	11,939	12,467	12,995	13,523	14,051	14,579	15,107	15,635	16,163	16,691	17,219	17,747	18,275	18,803	19,331
	3. Поступила ПНГ на ГПК, млн.м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
С-Ореховское м.р. (ИНС-3)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	35,777	27,147	19,644	13,453	10,085	6,717	3,349	1,881	1,043	0,585	0,317	0,178	0,099	0,054	0,030	0,016	0,008	0,004	0,002	0,001
	1. Добыча нефти, тыс.тн	1,760	2,023	1,404	1,375	1,423	1,287	1,224	1,170	1,113	1,056	1,000	0,943	0,886	0,829	0,772	0,715	0,658	0,601	0,544
	2. Реурсы газа, млн.м3	1,056	1,281	0,774	0,894	0,736	0,611	0,552	0,503	0,449	0,415	0,381	0,347	0,313	0,279	0,245	0,211	0,177	0,143	0,109
	3. Поступила ПНГ на ГПК, млн.м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
С-Ореховское м.р. (ИНС-2)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	103,480	89,447	88,970	85,005	80,313	77,052	73,577	70,103	67,209	64,582	62,192	60,003	58,093	56,358	54,785	53,264	51,794	50,373	48,992	47,651
	1. Добыча нефти, тыс.тн	7,727	6,666	6,531	6,335	6,086	5,743	5,367	5,009	4,613	4,236	3,889	3,561	3,251	2,956	2,674	2,406	2,152	1,911	1,682
	2. Реурсы газа, млн.м3	7,147	5,165	6,132	5,859	5,536	5,212	4,887	4,563	4,238	3,914	3,590	3,266	2,942	2,618	2,294	1,969	1,645	1,321	1,000
	3. Поступила ПНГ на ГПК, млн.м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Северо-Островное м.р. (Без)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	156,607	94,568	100,084	247,156	234,317	270,327	267,004	264,004	261,004	258,004	255,004	252,004	249,004	246,004	243,004	240,004	237,004	234,004	231,004	228,004
	1. Добыча нефти, тыс.тн	6,842	4,132	6,394	10,759	10,236	11,811	11,666	11,539	11,405	11,271	11,137	11,003	10,869	10,735	10,601	10,467	10,333	10,199	10,065
	2. Реурсы газа, млн.м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	3. Поступила ПНГ на ГПК, млн.м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Южно-Локосовское м.р.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	158,834	126,580	96,668	79,621	66,082	53,245	42,766	34,262	27,768	23,274	19,780	17,286	14,792	12,298	10,804	9,310	7,816	6,322	4,828	3,334
	1. Добыча нефти, тыс.тн	9,366	7,110	5,700	4,665	4,014	3,729	3,354	3,009	2,684	2,359	2,034	1,709	1,384	1,059	0,734	0,409	0,084	0,000	0,000
	2. Реурсы газа, млн.м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	3. Поступила ПНГ на ГПК, млн.м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Починковское м.р.	2015	2016	2017	2018</																

Баланс поступного нефтяного газа на 2015-2034 г.г.

Ново-Покровское м.р.		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		604,439	631,259	594,535	581,176	599,615	486,479	460,337	435,413	412,407	392,227	372,633	360,041	350,541	328,055	325,484	308,013	293,089	270,309	265,336	251,991
2. Реурсы газа, млн.м3		33,849	35,471	33,293	29,970	27,973	27,243	26,773	24,365	23,085	21,655	20,987	20,160	19,430	18,887	18,116	17,254	16,413	15,841	14,899	14,112
3. Поступава ПНГ на ГПК, млн.м3		0,000	0,000	0,675	12,083	10,038	14,675	12,836	9,899	7,412	5,279	2,869	1,353	0,398	0,107	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Южно-Покровское м.р.		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		41,349	34,330	29,553	28,265	28,247	28,400	27,213	25,572	22,650	20,546	18,968	18,002	19,382	19,811	20,987	20,407	19,203	17,835	16,577	15,719
2. Реурсы газа, млн.м3		1,765	1,474	1,271	1,199	1,198	1,205	1,155	1,081	0,981	0,912	0,805	0,802	0,818	0,841	0,891	0,898	0,819	0,765	0,703	0,697
3. Поступава ПНГ на ГПК, млн.м3		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Ачинское м.р.		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		493,981	516,105	492,613	493,513	504,042	484,770	448,051	418,505	393,924	372,391	352,805	332,164	323,200	316,890	302,844	282,226	263,656	274,709	265,206	255,419
2. Реурсы газа, млн.м3		32,385	33,836	32,289	33,045	31,781	29,376	27,437	25,625	24,411	22,340	22,235	21,517	20,755	19,884	18,189	16,633	15,015	17,387	16,787	15,719
3. Поступава ПНГ на ГПК, млн.м3		0,000	0,000	0,481	8,046	8,959	3,454	2,654	2,506	2,437	2,328	2,192	3,022	3,544	2,078	1,835	0,844	0,000	0,000	0,000	0,000
Чистинское м.р.		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		203,225	173,842	152,481	135,171	125,454	119,475	113,964	109,119	104,268	100,415	96,356	93,798	90,044	87,661	84,677	82,576	80,476	79,256	78,926	78,926
2. Реурсы газа, млн.м3		16,504	14,203	12,458	11,089	10,085	9,778	9,311	8,915	8,519	8,094	7,813	7,150	7,684	7,602	7,447	7,000	6,711	6,539	6,371	6,359
3. Поступава ПНГ на ГПК, млн.м3		0,000	0,000	4,282	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Остринское м.р.		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		68,021	53,596	77,096	92,095	87,540	85,433	83,969	84,108	84,009	84,212	87,786	90,492	93,551	95,091	96,603	95,091	94,857	93,951	90,785	86,159
2. Реурсы газа, млн.м3		4,506	3,537	5,107	6,101	5,789	5,660	5,563	5,582	5,595	5,578	5,518	5,498	5,498	5,498	5,498	5,498	5,498	5,498	5,498	5,498
3. Поступава ПНГ на ГПК, млн.м3		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,024	0,022	0,020	0,018	0,017	0,017	0,017	0,018	0,018	0,018	0,017	0,016	0,016	0,015
Южно-Остринское м.р.		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		0,000	30,743	144,934	197,808	203,587	197,308	196,578	196,511	203,902	198,796	198,796	198,796	198,796	198,796	198,796	198,796	198,796	198,796	198,796	198,796
2. Реурсы газа, млн.м3		0,000	2,278	10,741	14,689	15,087	14,615	14,689	15,004	15,111	14,691	14,732	14,647	14,665	14,665	14,665	14,665	14,665	14,665	14,665	14,665
3. Поступава ПНГ на ГПК, млн.м3		0,000	0,000	0,738	5,101	3,305	1,750	1,859	2,860	2,817	2,894	2,868	3,258	3,464	3,464	3,464	3,464	3,464	3,464	3,464	3,464
Котловское м.р.		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		131,318	219,950	227,547	207,012	199,996	214,316	205,692	198,197	193,175	188,536	181,893	178,391	175,656	171,997	167,215	164,101	158,904	153,203	148,468	143,539
2. Реурсы газа, млн.м3		11,211	18,777	19,409	17,673	17,074	18,288	17,589	16,520	15,491	16,085	16,529	16,229	14,996	14,896	14,276	14,009	13,666	13,079	12,575	12,283
3. Поступава ПНГ на ГПК, млн.м3		9,927	10,355	17,827	15,908	15,351	15,478	16,800	15,208	14,511	14,445	13,922	13,644	13,428	13,138	12,791	12,616	12,109	11,655	11,281	10,890
С-Орловское м.р. (ДНС-1)		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		23,727	27,147	19,644	18,483	19,095	18,444	17,267	16,625	15,095	14,930	14,400	15,566	16,469	17,593	17,706	16,076	17,568	17,414	17,298	14,936
2. Реурсы газа, млн.м3		1,768	2,023	1,484	1,378	1,423	1,375	1,287	1,224	1,170	1,113	1,078	1,100	1,227	1,289	1,320	1,347	1,300	1,298	1,289	1,112
3. Поступава ПНГ на ГПК, млн.м3		1,066	1,291	0,774	0,894	0,730	0,891	0,911	0,952	0,903	0,448	0,415	0,493	0,666	0,613	0,841	0,666	0,631	0,920	0,913	0,448
С-Орловское м.р. (ДНС-2)		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		105,680	89,447	88,970	85,005	80,313	77,082	73,357	70,183	67,009	64,582	62,192	60,993	59,528	58,233	56,598	55,016	53,247	51,784	50,117	49,887
2. Реурсы газа, млн.м3		7,727	6,668	6,631	6,335	5,886	5,743	5,467	5,231	5,009	4,813	4,535	4,448	4,444	4,344	4,218	4,100	3,989	3,856	3,736	3,718
3. Поступава ПНГ на ГПК, млн.м3		7,147	5,166	5,132	5,359	5,536	5,512	5,058	4,837	4,633	4,451	4,366	4,308	4,110	4,018	3,901	3,792	3,671	3,566	3,464	3,459
		5,2 14128,1																			
Свєро-Остринское м.р. (базе)		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		156,607	160,084	160,084	147,158	143,277	140,327	137,004	134,104	131,043	127,905	124,685	121,395	118,065	114,685	111,255	107,785	104,255	100,685	97,055	93,365
2. Реурсы газа, млн.м3		6,842	4,132	6,994	10,799	10,235	11,811	11,685	11,539	11,405	12,142	11,870	11,595	11,360	11,171	10,912	10,668	10,445	10,259	10,054	9,835
3. Поступава ПНГ на ГПК, млн.м3		0,000	0,000	0,458	9,972	9,454	10,908	10,773	10,655	10,532	11,212	10,962	10,707	10,481	10,316	10,076	9,842	9,646	9,475	9,284	9,082
Южно-Покровское м.р.		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		158,834	120,580	96,668	79,621	68,082	63,245	62,766	60,772	58,555	56,841	54,956	53,977	55,013	55,419	55,569	54,902	54,421	53,521	52,521	51,521
2. Реурсы газа, млн.м3		9,365	7,110	5,700	4,895	4,914	3,729	3,701	3,654	3,445	3,422	3,409	3,379	3,268	3,259	3,277	3,237	3,209	3,097	2,967	2,867
3. Поступава ПНГ на ГПК, млн.м3		0,000	0,000	0,000	4,417	3,776	3,699	3,482	3,344	3,248	3,220	3,049	2,921	2,746	1,555	1,239	0,767	0,316	1,293	0,959	0,282
Покровское м.р.		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		71,161	193,133	237,005	245,966	252,161	275,665	275,615	282,379	275,929	270,889	264,414	248,798	243,564	238,707	233,859	227,779	222,809	218,560	213,204	208,587
2. Реурсы газа, млн.м3		6,112	16,359	20,082	20,690	21,359	23,350	23,345	23,918	23,953	22,877	21,949	21,074	20,514	19,783	18,782	18,283	18,513	18,059	17,655	17,655
3. Поступава ПНГ на ГПК, млн.м3		0,000	0,000	7,448	7,809	8,443	10,519	10,514	11,056	10,531	10,074	9,822	8,844	8,880	9,088	8,945	8,974	9,001	7,561	6,170	7,387

Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371

TotalChrom version 6.3.2

Дата отбора пробы: 18.03.2014

Место отбора пробы: ДНС Кетовского к/р

Наименование пробы:

Номер пробы:

Дата анализа: 20.03.2014

№ п.п.	Компонент	Жидков		44332		г	г %	г ^а	Хср. мол %	Цк мол %	Хср. об %	Хср. масс %	г (уд/неуд)
		№1	№2	мол %	мол %								
1	O2	0.0100	0.0120	0.0020	0.0020	0.0000	0.0010	0.0110	0.0110	0.0019	0.0111	0.0114	УА
2	N2	1.0980	1.1080	0.0080	0.0080	0.0000	0.0078	0.0798	1.020	0.0454	1.1157	0.9995	УА
3	CO2	1.0430	1.0630	0.0200	0.0200	0.0000	0.0717	1.0530	58.8730	0.0644	1.0608	1.5004	УА
4	Метан	58.9830	58.7530	0.2400	0.2400	0.0000	0.5567	58.8730	0.7791	0.7791	59.5104	30.5764	УА
5	Этан	5.7600	5.7870	0.0270	0.0270	0.0000	0.1847	5.7735	0.2312	0.2312	5.8003	5.8206	УА
6	Пропан	14.3280	14.3320	0.0040	0.0040	0.0000	0.4072	14.3300	0.8600	0.8600	14.2718	20.4582	УА
7	и-Бутан	3.2770	3.3530	0.0760	0.0760	0.0000	0.1452	3.3150	0.1991	0.1991	3.2599	6.2369	УА
8	н-Бутан	7.3520	7.4440	0.0920	0.0920	0.0000	0.3026	7.3980	0.4441	0.4441	7.2541	13.9212	УА
9	и-Пентан	2.0550	2.0550	0.0000	0.0000	0.0000	0.0935	2.0550	0.1235	0.1235	1.9834	4.8002	УА
10	н-Пентан	2.4610	2.4610	0.0000	0.0000	0.0000	0.1114	2.4610	0.1479	0.1479	2.3553	5.7489	УА
11	Гексаны+	3.6230	3.6340	0.0110	0.0110	0.0000	0.0968	3.6285	0.2189	0.2189	3.3771	10.1235	УА
СУММА		100.0000	100.0000					100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	

C:\TotalChrom\Data\Files\Data-20140320-142027.TXT

C:\TotalChrom\Data\Files\Data-20140320-140115.TXT

Расчет теплотехнических параметров газа по ГОСТ 31369

	0°C		20°C		25°C	
	низшее	высшее	низшее	высшее	низшее	высшее
Молярная теплота сгорания, кДж/моль	1421.21	1555.73	1420.87	1552.85	1420.79	1552.15
Массовая теплота сгорания, МДж/кг	46.01	50.37	46.00	50.27	46.00	50.25
Объемная теплота сгорания, МДж/м³	64.12	70.19	59.58	65.11	58.54	63.95
Число Воббе, МДж/м³	61.78	67.63	57.47	62.81		
Относительная плотность	1.0772		1.0747			
Плотность, кг/м³	1.3935		1.2951			
Молярная масса, г/моль	30.89					
Содержание тяжелых компонентов C3+			793.75			
Содержание тяжелых компонентов C5+			267.73			

Выполнил лаборант:

Гаг О.А.

Подпись: 16202

Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371

TotalChrom version 6.3.2

Дата анализа: 24.03.2014

Место отбора пробы: АИРДУ ДНС Ломосово

Наименование пробы: ФНД

Код пробы:

№ п.п.	Компонент	№1 мол. %	№2 мол. %	г мол. %	г мол. %	Хср. мол. %	Ux мол. %	Хср. об. %	Хср. масс. %	г (удельн.)
1	O2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0012	0.0000	0.0000	га
2	N2	0.0050	0.2480	0.0590	0.0798	0.2725	0.0123	0.2909	0.1892	га
3	CO2	1.1000	1.0650	0.0300	0.0717	1.0940	0.0462	1.0390	1.1528	га
4	Метан	21.3030	31.7850	0.4820	0.5512	31.5440	1.2901	32.1077	32.4007	га
5	Этан	8.8680	8.7500	0.1100	0.1647	8.8080	1.3528	8.9106	8.4843	га
6	Пропан	20.5820	26.3230	0.7590	0.4072	26.4505	1.5874	26.5287	26.6021	га
7	н-Бутан	5.7180	5.7120	0.0060	0.1452	5.7159	0.3431	5.6593	5.1149	га
8	н-Пентан	13.5270	13.6000	0.0730	0.3028	13.5635	0.8141	13.3823	19.3305	га
9	и-Пентан	3.7010	3.7590	0.0580	0.0936	3.7300	0.2240	3.6251	5.5388	га
10	и-Пентан	4.6900	4.6940	0.1260	0.1484	1.6270	0.2179	4.4591	3.1057	га
11	Геланды+	4.2050	4.1950	0.0110	0.0389	4.2005	0.2523	3.9363	6.0750	га
СУММА		100.0006	100.0000			100.0000		100.0000	100.0000	

C:\TotalChrom\Data Files\data-2014\0624-894441.TXT

C:\TotalChrom\Data Files\data-2014\0624-100251.TXT

Расчет теплофизических параметров газа по ГОСТ 31369

	0°С		20°С		25°С	
	низшее	высшее	низшее	высшее	низшее	высшее
Молярная теплота сгорания, кДж/моль	1368.21	2036.56	1367.75	2031.95	1367.65	2031.05
Молярная теплота сгорания, МДж/кг	45.81	49.01	45.80	49.32	45.79	49.50
Объемная теплота сгорания, МДж/м³	95.08	92.86	78.34	85.78	77.42	84.20
Число Вудко, МДж/м³	71.00	77.36	65.96	71.78		
Окислительная плотность		1.4354		1.4286		
Плотность, кг/м³		1.8580		1.7219		
Молярная теплота сгорания, кДж/моль		45.78				
Средняя теплота сгорания, кДж/моль		1372.77				
Средняя теплота сгорания, МДж/кг		407.34				

Заполнить данные

Газ: О.А.

Подпись: