

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО «СН-МНГ»

А.М. Пятаев

«___» _____ 2015г.

Задание на проектирование № 17-15
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, Локосовского, Северо-Ореховского месторождений на Нижневартовский ГПК.
2. Географическое положение объекта	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район - Покамасовский, Северо-Островной, Южно-Локосовский 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, Локосовского, 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»; – 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																				
	Защита ОТР перед Заказчиком на стадии «П». Проведение внутренней экспертизы Заказчиком на стадии «П» (перед ГГЭ) и на стадии «РД».																				
13.	Требования к выделению пусковых комплексов																				
	Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. <u>Левобережная группа месторождений:</u> 1-й этап строительства: – Газопровод «УПН Ново-Покурского месторождения – т.вр. газопровод ДНС Кетовского месторождения»; 2-й этап строительства: – Газопровод «ДНС Локосовского месторождения – ДКС Кетовского месторождения»; 3-й этап строительства: – ДКС Кетовского месторождения; 4-й этап строительства: – Реконструкция напорных нефтегазопроводов под газопровод «ДНС Кетовского месторождения – т.вр. в газопровод «ВЦТП – Нижневартовский ГПК».																				
14.	Основные технико-экономические показатели																				
	<u>Левобережная группа месторождений:</u> <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><tr><td>Газопровод «ДНС Локосовского месторождения – ДКС Кетовского месторождения»</td><td>км.</td><td>29,5</td><td>Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий</td></tr><tr><td>ДКС Кетовского месторождения</td><td>шт.</td><td>-</td><td></td></tr><tr><td>Реконструкция напорных нефтегазопроводов под газопровод «ДНС Кетовского месторождения – т.вр. в газопровод «ВЦТП – Нижневартовский ГПК»</td><td>км.</td><td>72</td><td>Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий</td></tr></table> – 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.	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	шт.	-		Реконструкция напорных нефтегазопроводов под газопровод «ДНС Кетовского месторождения – т.вр. в газопровод «ВЦТП – Нижневартовский ГПК»	км.	72	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	шт.	-																			
Реконструкция напорных нефтегазопроводов под газопровод «ДНС Кетовского месторождения – т.вр. в газопровод «ВЦТП – Нижневартовский ГПК»	км.	72	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий																		
15.	Требования к техническим решениям																				
	Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства; – 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.

- В рамках проектирования провести НИР по РVT анализу с целью определения условий и объемов выпадения жидких фракций, точки росы и др. параметров;
- На основании результатов НИР, моделирования и абсолютных отметок определить количество расширительных камер с конденсатосборниками и их объем с отсекающими задвижками. Предусмотреть площадки и подъезд к ним;
- Отбор жидкости из конденсатосборника предусмотреть в передвижную автоцистерну;
- Участки газопровода и запорной арматуры находящихся на поверхности выполнить в теплоизоляции;
- На основании результатов НИР и моделирования определить количество узлов ввода метанола;
- При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих. Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;
- Диаметры газопроводов определить гидравлическим расчетом с применением программного продукта (согласованного с заказчиком) и согласовать с заказчиком. 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);
- Передать результаты гидравлических расчетов Заказчику;
- Предусмотреть камеры пуска и приема средств очистки и диагностики, площадки и подъезд к ним;
- Тип, конструкция, исполнение, окраска крановых узлов – типовая доведенная Заказчиком;
- 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»;
- 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);
- 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;

	<ul style="list-style-type: none"> – 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.
16.	Требования к ТЭО
	<p>Разработать ТЭО по следующим вариантам Левобережной группы месторождений:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Провести экономическое обоснование выбора оптимального способа борьбы с жидкой фракцией (кондесатосборники или «отбивка» жидких на выходе из ДНС); – строительство системы газопроводов Левобережной группы месторождений для транспорта ПНГ на Нижневартовский ГПК указанного в п.8 настоящих ТУ; – 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>ТОЭ 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.</p> <p>Перечень вариантов и состав рассматриваемого оборудования согласовать с заказчиком.</p>
17.	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.
18.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
	<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 СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНИП 12-03-2001, СНИП 12-

	04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность)
19.	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»
	<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. – Произвести расчет стоимости ликвидации объекта. Сформировать отдельным этапом в составе ПД (в ГТЭ 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
	Приложение №1 «Планируемая схема газопроводов».

	Приложение №2 «Основные показатели разработки и баланс ПНГ». Приложение №3 «Свойства попутного нефтяного газа». Приложение №4 «Схема газопроводов «ВЦТП - Нижневартовский ГПК». Приложение №5 «Объем поставки ПНГ на Нижневартовский ГПК 2015-2034гг.» Приложение №6 «ТУ на разработку ПСД «СИКГ» Приложение №7 «Схема расположения планируемых энергоцентров» Приложение №8 «Схема подключения газопровода к газотранспортной системе ОАО «Варьеганнефтегаз» Приложение №9 «Подключение газопровода к газотранспортной системе ТПП «Лангепаснефтегаз» Приложение №10 «О возможности приема в переработку на ОАО «Нижневартовский ГПК»
24.	Срок выдачи проекта
	– Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта
25.	Срок выдачи тендерной документации
	– 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
	– 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
	– 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
	– 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
	– 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: right;">(подпись)</p> <p>Седакин А.С. " " 2015г.</p>	<p>Директор по капитальному строительству ОАО «СН-МНГ»</p> <p style="text-align: right;">(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: right;">(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: right;">(подпись)</p> <p>Анцелович О.В. " " 2015г.</p>
<p>Главный энергетик ОАО «СН-МНГ»</p> <p style="text-align: right;">(подпись)</p> <p>Сыровежкин В.Е. " 14 " 01 2015г.</p>	<p>Начальник ДКиТПНГ ОАО «СН-МНГ»</p> <p style="text-align: right;">(подпись)</p> <p>Карачков С.Н. " 14 " 01 2015г.</p>
<p>Начальник УКСиРО ОАО «СН-МНГ»</p> <p style="text-align: right;">(подпись)</p> <p>Лещенко Е.В. " " 2015г.</p>	<p>Главный метролог ОАО «СН-МНГ»</p> <p style="text-align: right;">(подпись)</p> <p>Чернов Д.В. " " 2015г.</p>
<p>Начальник ДПНиГ ОАО «СН-МНГ»</p> <p style="text-align: right;">(подпись)</p> <p>Куршин А.В. " 14 " 01 2015г.</p>	<p>Начальник ООПИР ДПИРиВОЭ</p> <p style="text-align: right;">(подпись)</p> <p>Бабкин С.Н. " 14 " 01 2015г.</p>

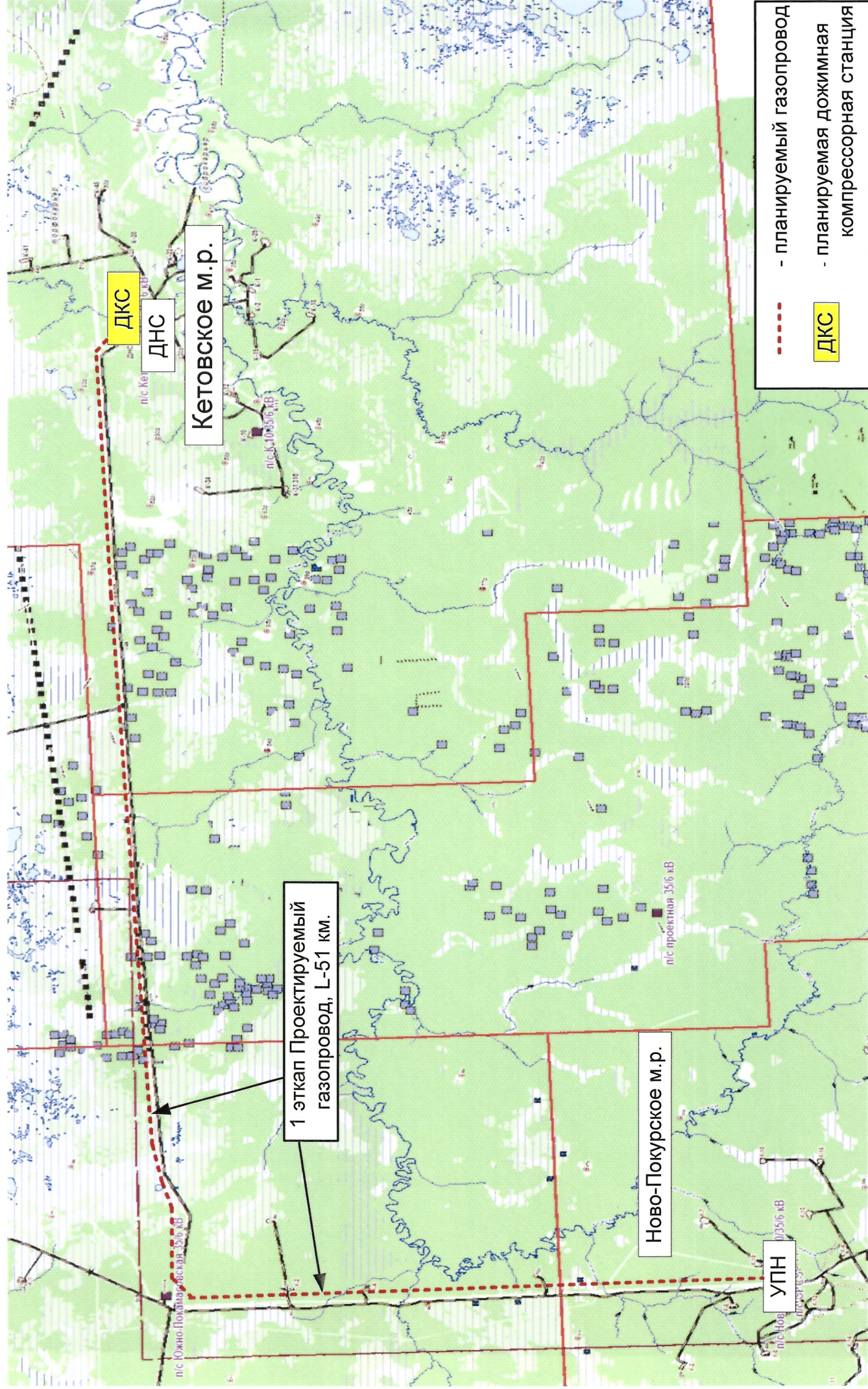
Согласовано:

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

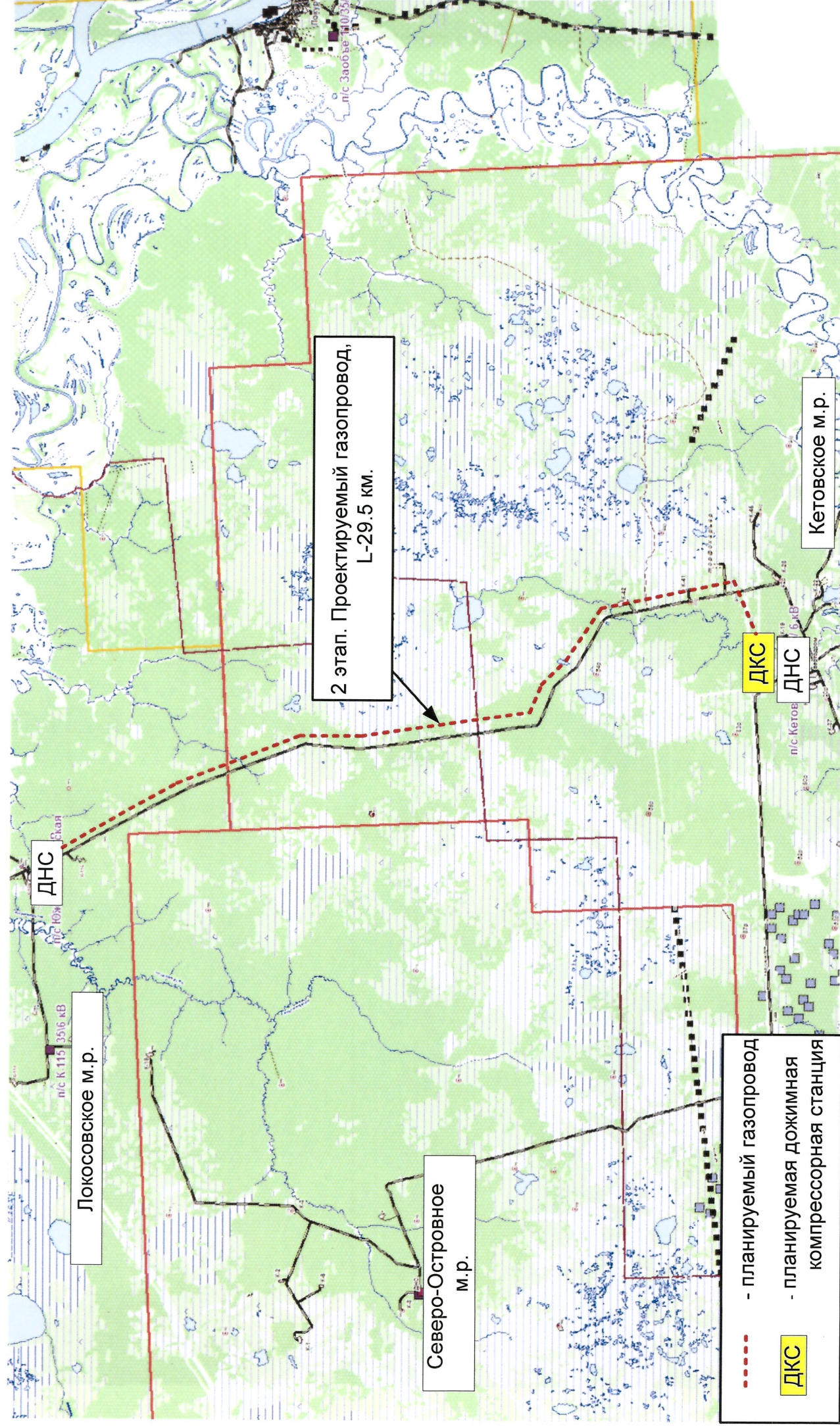
Схема газопровода

Приложение №1

«УПН Ново-Покурского месторождения – ДКС Кетовского месторождения»



Приложение №1



ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на разработку ПСД «СИКГ ДНС 1 Локосовского, ДНС 1 Кетовского, УПН Ново - Покурского, ДНС 1,2 Северо-Ореховского месторождений»

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1.	Назначение	<p>СИКГ на выходе газа с ДНС Локосовского, ДНС 1 Кетовского, УПН Ново -Покурского, ДНС 1,2 Северо-Ореховского месторождений, предназначенных для непрерывного учета количества газа.</p> <p>Согласовать необходимость строительства СИКГ на входе НВ ГПК. При необходимости строительства выполнить ПСД согласно тех. условий на подключение от ГПК.</p>
2.	Технические требования СИКГ	<p>СИКГ должна соответствовать ГОСТ Р 8.733-2011 с изменением №1.</p> <ol style="list-style-type: none"> Измеряемые и расчетные параметры в СИКГ должны быть представлены в следующих единицах измерения: <ul style="list-style-type: none"> - расход, приведенный к стандартным условиям, м³/ч - давление, мПа - температура, °C СИКГ должна обеспечивать выполнение следующих функций: <ul style="list-style-type: none"> - измерение, индикацию и автоматическое обновление данных, измерения расчетов текущего значения расхода за отчетный период через СИКГ; - измерение в автоматическом режиме, индикацию значений и Сигнализацию предельных значений давления и температуры в измерительных линиях; -вычисление, накопление, хранение и отображение на АРМ оператора значений (объема) транспортируемого газа за отдельные периоды (час, сутки, смену, месяц, год); - учет и формирование журнала событий СИКГ. СИКГ должна быть размещена до блока подготовки ПНГ. Предусмотреть 2-ю измерительную линию с установкой СИ для проведения контроля метрологических характеристик. Место установки СИ согласовать со службой главного метролога ОАО «СН-МНГ». Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства: <ul style="list-style-type: none"> - СИКГ ДНС Локосовского м.р.; - СИКГ УПН Ново-Покурского м.р.; - СИКГ ДНС Кетовского м.р.; <p>При необходимости СИКГ на входе ГПК.</p>
3.	Автоматизация СИКГ	<p>Предусмотреть контроль технологических параметров:</p> <p>Дистанционный:</p> <ul style="list-style-type: none"> - расход, давление, температура газа на измерительной линии (применить ультразвуковой преобразователь расхода, вторичная аппаратура с выходом RS-485 протокол Modbus). Предусмотреть вывод информации с СИКГ на существующую станцию управления АСУТП и существующий АРМ оператора и в ПТК «Зонд» с применением программно-аппаратных средств и приборов, принятых в ОАО «СН-МНГ». <p>Выбор СИ согласовать со службой главного метролога ОАО «СН-МНГ».</p>
4.	Требования к метрологическим характеристикам	<p>Относительная погрешность измерения объема газа, приведенная к стандартным условиям, не должна превышать погрешность регламентируемую по классу А ГОСТ Р 8.733-2011г. (с изменением 1). Все средства измерения СИКГ должны иметь сертификаты и поверки утверждения типа средств измерения.</p>

5.	Требования к надежности	<p>Поставляемое оборудование должно иметь:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Сертификат соответствия требованиям пром. безопасности; - Разрешение на применение данного оборудования на опасном производстве, выданное Ростехнадзором России; - Паспорт СИКГ; - На СИКГ должно быть получено положительное заключение метрологической экспертизы и экспертизы промышленной безопасности; - Свидетельство об аттестации методики выполнения измерений; - Применяемые СИ должны быть внесены в Госреестр СИ и иметь свидетельство об утверждении типа СИ и допущены к применению в Российской Федерации; - Перечень эксплуатационных документов и содержание паспорта СИКГ согласно ГОСТ 8.733-2011г. (с изменением 1). - Необходимую техническую документацию: заводские паспорта на оборудование, инструкции завода-изготовителя по ремонту, техническому обслуживанию, эксплуатации и монтажу оборудования, технологические и монтажные схемы на русском языке, сборочные чертежи со спецификацией; - Свидетельство о взрывозащищенности электрооборудования; <p>Класс герметичности арматуры «А» ГОСТ Р 54808-2011. Оборудование должно обеспечить безопасный режим эксплуатации.</p> <p>Материал труб - сталь для северного исполнения (-60 0С) СИКГ должна соответствовать требованиям: ГОСТ Р 8.733-2011г. (с изменением 1). «Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа» ПУЭ "Правила устройства электроустановок", ПРАВИЛА В ОБЛАСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ "ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ, утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 N 101, ПРАВИЛА ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ, РЕВИЗИИ, РЕМОНТУ И ОТБРАКОВКЕ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ РД 39-132-94 утвержденные Минтопэнерго России 30 декабря 1993 года N123—ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», СП4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты; ГОСТ 12.2.044-80* Система стандартов безопасности труда. Машины и оборудование для транспортирования нефти. Требования безопасности". РД 39-0148306-422-89 «Руководство по проектированию газоизмерительных пунктов для систем учета нефтяного газа». Гарантийный срок -18 месяцев с момента ввода в эксплуатацию, но не более 24 месяцев со дня поставки Срок службы СИКГ не менее 10 лет.</p>
----	--------------------------------	--

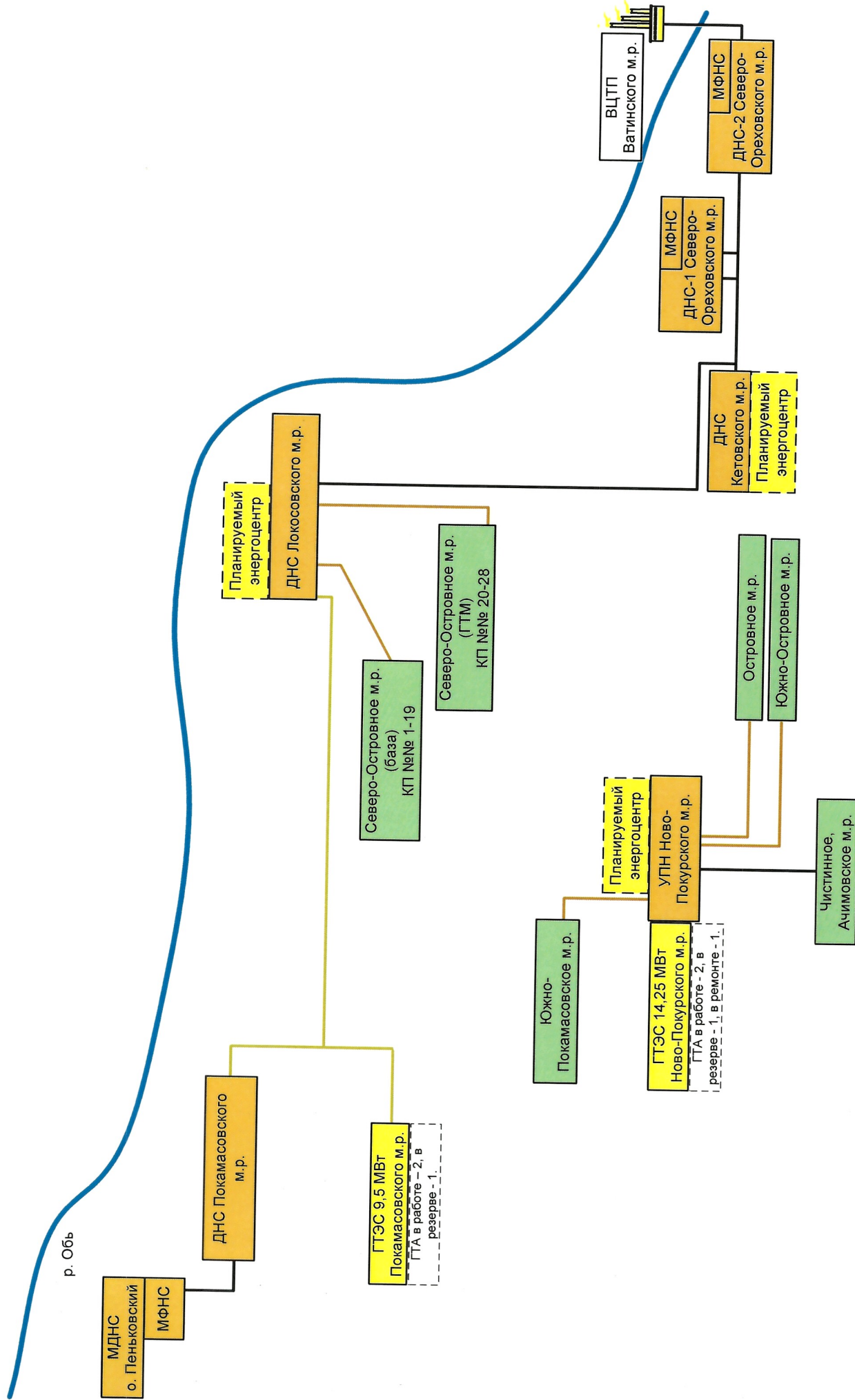
Главный метролог ОАО «СН-МНГ»

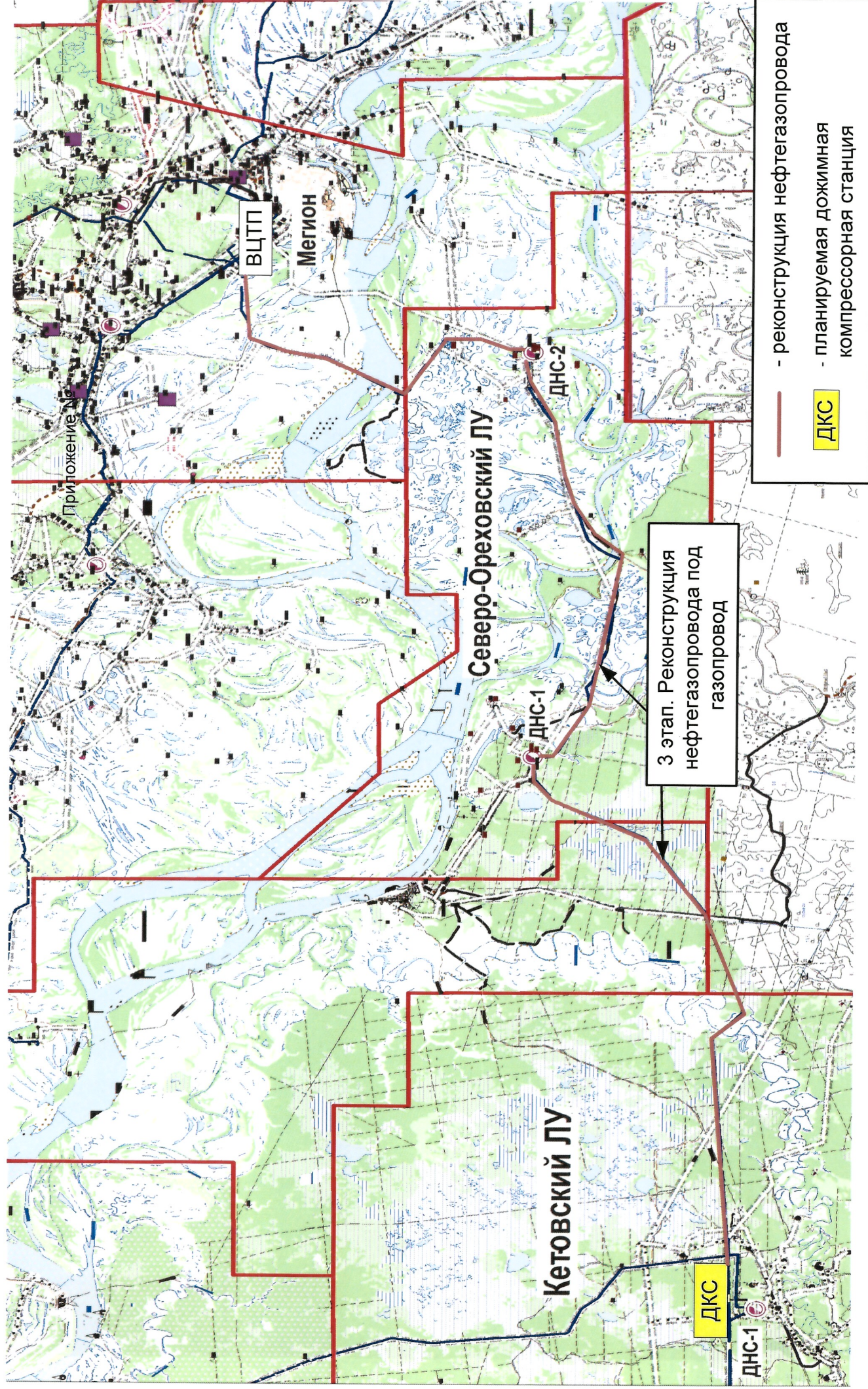


Д.В.Чернов

Схема расположения планируемых энергоцентров

Приложение №7







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 № 115-885

№ 24-15-1078
от " 27 " 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

всех 24.15-2077
30.10.20/Кс.

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

расчет от 18.10.2014 г.)	15300,035	14327,414	13874,518	13806,840	13832,826	13809,747	13031,397	12486,142	11973,207	11536,535	11058,015	10782,077	10521,268	10282,109	9980,784	9679,586	9391,940	9129,437	8829,217	8559,850
ИТОГО по ОАО "СНМНГ"	15300,035	14327,414	13874,518	13806,840	13832,826	13809,747	13031,397	12486,142	11973,207	11536,535	11058,015	10782,077	10521,268	10282,109	9980,784	9679,586	9391,940	9129,437	8829,217	8559,850
1. Добыча нефти, т	15300,035	14327,414	13874,518	13806,840	13832,826	13809,747	13031,397	12486,142	11973,207	11536,535	11058,015	10782,077	10521,268	10282,109	9980,784	9679,586	9391,940	9129,437	8829,217	8559,850
2. Газовый фактор	65,702	66,917	66,465	66,465	66,465	66,465	66,254	66,236	66,110	66,044	65,918	65,894	65,920	65,904	65,880	65,790	65,703	65,604	65,509	65,394
3. Ресурс газа, млн.м³	1005,238	959,750	928,818	917,577	907,480	902,577	862,387	827,039	791,545	761,824	728,918	709,157	693,572	677,631	657,235	638,819	617,075	593,927	578,391	559,751
4. Добыча газа, млн.м³	876,124	879,024	868,449	871,700	882,108	867,448	820,219	785,688	751,989	723,829	692,474	673,699	658,893	643,049	624,375	604,979	588,224	568,982	548,473	531,754
5. ИТОГО ПОСТАВКА ГАЗА, млн.м³	881,412	884,938	868,675	873,827	882,108	867,448	820,219	785,688	751,989	723,829	692,474	673,699	658,893	643,049	624,375	604,979	588,224	568,982	548,473	531,754
5.1. ПОСТАВКА СТОРОННИМ, млн.м³	857,758	859,141	848,473	851,214	860,237	845,157	808,825	772,825	739,484	711,803	680,970	662,503	647,225	630,927	613,961	594,920	576,478	558,521	540,334	522,817
5.1.1. Газ на ПТК, млн.м³	848,435	850,555	839,473	842,029	850,103	834,023	798,488	762,806	728,471	700,184	668,111	649,656	634,081	617,763	600,827	582,576	564,710	546,839	528,937	511,048
5.1.2. Остаток сторонним, млн.м³	11,323	10,583	10,004	10,565	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
ОАО "Теплоэнергетическое"	10,745	10,005	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
ОАО "Теплоэнергетическое" ТХУ	10,745	10,005	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. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ, млн.м³	203,854	229,817	239,188	258,613	265,040	268,181	309,023	304,535	293,505	281,725	269,122	260,122	260,036	254,210	247,748	242,832	236,397	230,598	224,957	219,598
5.2.1. Газ на ТХУ	75,297	61,202	58,327	61,197	61,314	60,748	60,573	61,216	60,953	59,696	58,631	58,023	56,857	56,443	55,301	55,082	54,142	53,406	52,659	51,912
5.2.2. Газ на выработку электроэнергии	128,557	168,615	180,861	197,416	203,726	207,433	248,450	243,319	232,552	222,029	210,494	202,109	203,180	193,779	182,439	172,429	162,740	153,456	144,247	135,046
Газ на ГТЭС	54,333	62,122	63,025	63,025	63,025	63,025	63,025	63,025	63,025	63,025	63,025	63,025	63,025	63,025	63,025	63,025	63,025	63,025	63,025	63,025
Газ на ГТЭС	74,024	105,493	97,819	102,393	102,356	121,132	114,956	109,052	105,670	105,312	99,843	96,161	93,178	90,065	88,300	85,800	83,576	81,633	79,293	76,974
6. ПОТЕРИ ВСЕГО, млн.м³	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256
6.1. Технологические, млн.м³	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256
6.2. Сожигательные, млн.м³	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256	143,256
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

А. В. Курашин

Начальник ДПНГ

Исполнитель: Сырцова И.В. т.461-37



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»
Тухфатуллину 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.) СБП 2015-2019гг. с прогнозом на расчетный период.

С уважением,

М. А. Кузнецов

Горбань А.М.,
46530

Вх. 116-2182
31.10.14

Вх. УЖН-1349
31.10.14.

Расчет добычи нефти на 2014-2024 гг. по месторождениям ОАО "Славнефть-Метгонефтегаз"

№	Месторождение	Единица	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Добыча нефти													
1	Метгонское	тыс.т	101,484	100,187	911,073	853,635	838,551	797,241	761,133	716,081	674,091	645,943	624,356
2	Вангское (42-М)	тыс.т	17,917	14,335	12,654	10,966	9,698	8,394	7,818	7,262	6,738	6,257	5,842
3	Амалское	тыс.т	18,246	17,917	10,131	8,274	7,269	6,485	5,723	5,099	4,523	4,047	3,674
4	Амалское	тыс.т	18,246	17,917	10,131	8,274	7,269	6,485	5,723	5,099	4,523	4,047	3,674
5	Южно-Амурское	тыс.т	16,737	15,851	11,000	9,674	8,416	7,406	6,648	5,941	5,284	4,678	4,119
6	Южно-Амурское	тыс.т	57,346	60,439	65,259	69,525	73,266	76,408	79,048	81,187	82,848	84,084	84,811
7	Южно-Амурское	тыс.т	49,848	41,449	34,720	29,803	24,266	19,247	14,665	10,546	7,239	4,847	3,137
8	Южно-Амурское	тыс.т	10,286	12,161	15,133	18,205	21,366	24,601	27,905	31,243	34,619	38,034	41,488
9	Средне-Омское	тыс.т	10,286	12,161	15,133	18,205	21,366	24,601	27,905	31,243	34,619	38,034	41,488
10	Южно-Амурское	тыс.т	11,193	11,119	219,890	223,491	207,018	189,896	172,116	154,946	138,048	122,115	106,994
11	Южно-Амурское	тыс.т	22,296	15,834	10,890	8,668	7,621	6,802	6,245	5,734	5,263	4,831	4,438
12	Амурское	тыс.т	48,165	49,908	47,857	45,708	43,511	41,264	39,048	36,841	34,634	32,427	30,220
13	Амурское	тыс.т	51,776	49,908	47,857	45,708	43,511	41,264	39,048	36,841	34,634	32,427	30,220
14	Чистинское	тыс.т	25,967	28,235	173,841	157,481	135,711	112,434	89,875	68,041	46,268	24,548	12,641
15	Западное-Усть-Балхское	тыс.т	1,302,796	1,074,538	1,151,715	1,341,330	1,266,366	1,111,480	931,729	796,901	683,019	589,914	504,152
16	Южно-Омское	тыс.т	-	-	30,743	144,634	191,408	203,587	197,108	184,278	168,042	150,884	134,335
17	Омское	тыс.т	30,483	64,221	53,396	77,096	91,695	87,540	85,433	83,949	81,408	79,009	76,588
18	Северо-Амурское	тыс.т	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого Амурское ИТУ	тыс.т	6,930,775	6,431,695	6,099,837	6,754,623	6,882,163	6,997,897	6,930,064	6,794,122	6,581,116	6,344,044	6,091,133	5,831,215
1	Вангское	тыс.т	2,602,385	2,434,607	1,660,333	1,411,416	1,245,116	1,094,978	974,185	864,931	764,041	674,041	594,041
2	Средне-Омское	тыс.т	1,818,860	1,664,664	1,070,466	914,171	797,441	694,041	604,041	524,041	454,041	394,041	344,041
3	Западное-Усть-Балхское	тыс.т	132,168	115,018	119,506	91,221	81,401	70,469	59,041	48,041	37,041	26,041	15,041
4	Омское	тыс.т	7,834	7,326	6,843	6,359	5,875	5,391	4,907	4,423	3,939	3,455	2,971
5	Северо-Омское	тыс.т	11,831	10,747	9,664	8,581	7,498	6,415	5,332	4,249	3,166	2,083	1,000
6	Амурское	тыс.т	17,617	16,534	15,451	14,368	13,285	12,202	11,119	10,036	8,953	7,870	6,787
7	Западное-Амурское	тыс.т	36,421	30,237	20,337	11,823	8,790	6,004	4,219	2,434	6,608	4,441	2,274
8	Ургинское	тыс.т	15,701	13,802	11,823	10,357	8,790	7,225	5,660	4,095	2,530	9,608	7,541
9	Амурское	тыс.т	21,807	18,441	15,074	11,708	8,342	4,974	3,606	2,238	8,841	6,474	4,107
10	Вангское	тыс.т	3,007,715	2,602,385	2,197,054	2,532,280	2,571,224	2,464,041	2,356,964	2,249,887	2,142,810	2,035,733	1,928,656
11	Северо-Амурское	тыс.т	66,550	64,221	49,901	44,374	39,846	34,316	28,786	23,256	17,726	12,196	6,666
12	Вангское ИТУ	тыс.т	109,885	82,444	64,221	50,944	41,170	34,098	28,016	21,941	15,864	9,787	3,710
14	Итого Вангское ИТУ	тыс.т	51,023,52	45,848,942	37,877,587	43,719,990	43,719,990	43,719,990	43,719,990	43,719,990	43,719,990	43,719,990	43,719,990
Итого ОАО "СН-МН"	тыс.т	12,100,027	12,300,035	12,437,414	13,574,618	13,808,840	13,631,876	13,460,747	13,289,015	13,117,007	12,945,142	12,773,217	12,601,300
Итого ОАО "СН-МН"	тыс.т	12,100,027	12,300,035	12,437,414	13,574,618	13,808,840	13,631,876	13,460,747	13,289,015	13,117,007	12,945,142	12,773,217	12,601,300

18.10.2014

Приложение №3

Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371

TotalChrom version 6.3.2

Дата отбора пробы: 18.03.2014

Место отбора пробы: ДНС Котовского м/р

Наименование пробы:

Номер пробы:

Дата анализа: 20.03.2014

№ п.п.	Компонент	Жидков										
		отобрал:	44332	№1	№2	г	г*	Хср.	Ук	Хср.	Хср.	г
		мол %	мол %	мол %	мол %	мол %	мол %	мол %	мол %	об %	масс %	(уд/неуд)
1	O2	0.0100	0.0120	0.0020	0.0610	0.0019	0.0110	0.0019	0.0019	0.0111	0.0114	УА
2	N2	1.0980	1.1080	0.0080	0.0798	0.0454	1.1020	0.0454	0.0454	1.1157	0.9995	УА
3	CO2	1.0430	1.0630	0.0200	0.0717	0.0644	1.0530	0.0644	0.0644	1.0608	1.5004	УА
4	Метан	58.9930	58.7530	0.2400	0.5567	0.7791	58.8730	0.7791	0.7791	59.5104	30.5784	УА
5	Этан	5.7600	5.7870	0.0270	0.1647	0.2312	5.7735	0.2312	0.2312	5.8003	5.8206	УА
6	Пропан	14.3280	14.3320	0.0040	0.4072	0.8600	14.3300	0.8600	0.8600	14.2718	20.4582	УА
7	н-Бутан	3.2770	3.3530	0.0760	0.1452	0.1991	3.3150	0.1991	0.1991	3.2599	6.2360	УА
8	и-Бутан	7.3520	7.4440	0.0920	0.3026	0.4441	7.3980	0.4441	0.4441	7.2541	13.9212	УА
9	и-Пентан	2.0550	2.0550	0.0000	0.0936	0.1235	2.0550	0.1235	0.1235	1.9634	4.8002	УА
10	н-Пентан	2.4610	2.4610	0.0000	0.1114	0.1479	2.4610	0.1479	0.1479	2.3553	5.7486	УА
11	Гексан+	3.6230	3.6340	0.0110	0.0988	0.2180	3.6285	0.2180	0.2180	3.3771	10.1235	УА
СУММА		100.0000	100.0000	0.0110	0.0988	0.2180	3.6285	0.2180	0.2180	3.3771	10.1235	УА

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	
	нижнее	верхнее	нижнее	верхнее	нижнее	верхнее
Молярная теплота сгорания, МДж/моль	1421.21	1555.73	1420.87	1552.85	1420.79	1552.16
Массовая теплота сгорания, МДж/кг	46.01	50.37	46.00	50.27	46.00	50.25
Объемная теплота сгорания, МДж/м³	84.12	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 целевых компонентов C3+			793.76			
Содержание целевых компонентов C5+			267.73			

Выполнил лаборант:

Георг О.А.

Подпись: 

Приложение №3

Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371

TotalChrom version 6.3.2

Дата отбора пробы: 19.06.2014

Место отбора пробы: АНГДУ ДНС Локосово

Наименование пробы: ФНД

Номер пробы: отобран

Дата анализа: 24.06.2014

N п.п.	Компонент	№1 мол %	№2 мол %	г мол %	г мол %	Хср. мол %	Ux мол %	Хср. об %	Хср. масс %	г (уд/неуд)
1	O2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0252	0.0000	0.0012	0.0000	0.0000	УА
2	N2	0.3050	0.2480	0.0590	0.0798	0.2755	0.0123	0.2809	0.1892	УА
3	CO2	1.1020	1.0660	0.0360	0.0717	1.0840	0.0662	1.0996	1.1698	УА
4	Метан	31.3030	31.7850	0.4820	0.5572	31.5440	1.2901	32.1077	12.4067	УА
5	Этан	8.8680	8.7500	0.1160	0.1647	8.8080	0.3526	8.9106	6.4943	УА
6	Пропан	26.5920	26.3230	0.2590	0.4072	26.4525	1.5874	26.5287	28.6021	УА
7	и-Бутан	5.7180	5.7120	0.0060	0.1452	5.7150	0.3431	5.6592	8.1449	УА
8	н-Бутан	13.5270	13.6000	0.0730	0.3026	13.5635	0.8141	13.3823	19.3305	УА
9	и-Пентан	3.7010	3.7590	0.0680	0.0936	3.7300	0.2240	3.6251	6.5988	УА
10	н-Пентан	4.6900	4.5640	0.1260	0.1488	4.6270	0.2779	4.4591	8.1857	УА
11	Гексаны	4.2060	4.1950	0.0110	0.0389	4.2005	0.2523	3.9367	8.8759	УА
СУММА		100.0000	100.0000			100.0000		100.0000	100.0000	

C:\TotalChrom\Data Files\data-20140624-094441.TX0

C:\TotalChrom\Data Files\data-20140624-100251.TX0

Расчет теплотехнических параметров газа по ГОСТ 31369

	0°C		20°C		25°C	
	нижнее	высшее	нижнее	высшее	нижнее	высшее
Молярная теплота сгорания, кДж/моль	1868.21	2035.56	1867.75	2031.93	1867.65	2031.06
Массовая теплота сгорания, МДж/кг	45.81	49.31	45.80	48.82	45.79	48.80
Объемная теплота сгорания, МДж/м3	85.06	92.68	78.84	85.78	77.42	84.20
Число Воббе, МДж/м3	71.00	77.36	65.96	71.76		
Оптическая плотность	1.4354		1.4286			
Плотность, кг/м3	1.8563		1.7216			
Молярная масса, г/моль			40.78			
Содержание целевых компонентов C3+			1372.77			
Содержание целевых компонентов C5+			407.34			

Выполнил лаборант

Гагг О.А.

Подпись: 

Приложение БЗ

Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371

TotalChrom version 6.3.2

Дата отбора пробы: 18.06.2014 13:23

Место отбора пробы: АНГДУ ЦППН-1

Наименование пробы: ФВД

Дата анализа: 17.06.2014

ФВД

отобрал:

N п.п.	Компонент	№1 мол %	№2 мол %	r мол %	r' мол %	Хср. мол %	Ux мол %	Хср. об %	Хср. масс %	r (уд.неуд)
1	O2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0252	0.0000	0.0012	0.0000	0.0000	УА
2	N2	1.4980	1.5000	0.0010	0.0798	1.4995	0.0613	1.5100	1.6964	УА
3	CO2	2.1480	2.1530	0.0050	0.0717	2.1505	0.1302	2.1548	3.8221	УА
4	Метан	71.1090	71.2050	0.0960	0.5455	71.1570	0.5494	71.5426	46.1010	УА
5	Этан	6.6530	6.6610	0.0080	0.1647	6.6570	0.2665	6.6522	8.0839	УА
6	Пропан	10.0340	10.0430	0.0090	0.4072	10.0385	0.6026	9.9442	17.8768	УА
7	н-Бутан	2.3240	2.3230	0.0010	0.1452	2.3235	0.1397	2.2727	5.4538	УА
8	и-Бутан	3.1030	3.0970	0.0060	0.3026	3.1000	0.1862	3.0234	7.2764	УА
9	н-Пентан	0.9720	0.9620	0.0100	0.0936	0.9670	0.0583	0.9283	2.8175	УА
10	и-Пентан	0.8170	0.8080	0.0090	0.1114	0.8125	0.0490	0.7734	2.3674	УА
11	Гексаны	1.3410	1.2480	0.0930	0.0989	1.2945	0.0779	1.1984	4.5051	УА
СУММА		100.0000	100.0000			100.0000		100.0000	100.0000	

C:\TotalChrom\Data Files\data-20140617-180304.TX0

C:\TotalChrom\Data Files\data-20140617-153523.TX0

Расчет теплотехнических параметров газа по ГОСТ 31369

	0°C		20°C		25°C	
	нижнее	верхнее	нижнее	верхнее	нижнее	верхнее
Молярная теплота сгорания, кДж/моль	1124.01	1236.36	1123.75	1233.99	1123.68	1233.41
Массовая теплота сгорания, МДж/кг	45.39	49.93	45.38	49.83	45.38	49.81
Объемная теплота сгорания, МДж/м³	50.49	55.53	46.96	51.57	46.16	50.68
Число Воббе, МДж/м³	54.45	59.89	50.66	55.65		
Относительная плотность	0.8598		0.8587			
Плотность, кг/м³	1.122		1.0348			
Молярная масса, г/моль	24.76		417.01		100.28	
Содержание целевых компонентов C3 +						
Содержание целевых компонентов C5 +						

Выполнил лаборант:

Гагар О.А.

Подпись:

Гагар

Приложение №3

Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371

TotalChrom version 6.3.2
Дата отбора пробы: 16.06.2014
Место отбора пробы: АНГДУ ЦППН-1
Наименование пробы: топливный газ печи
Номер пробы:
Дата анализа: 17.06.2014

N п.п.	Компонент	№1 мол %	№2 мол %	г мол %	г [*] мол %	Хср. мол %	Ух мол %	Хср. об %	Хср. масс %	г (уд.неуд)
1	O ₂	0.0000	0.0000	0.0000	0.0252	0.0000	0.0012	0.0000	0.0000	уд
2	N ₂	1.5130	1.5230	0.0100	0.0798	1.5180	0.0620	1.5276	1.7600	уд
3	CO ₂	2.2490	2.2450	0.0040	0.0717	2.2470	0.1360	2.2600	4.1089	уд
4	Метан	72.3770	72.4510	0.0740	0.5455	72.4140	0.5259	72.7574	48.2469	уд
5	Этан	6.6460	6.6470	0.0010	0.1647	6.6465	0.2661	6.6372	8.3002	уд
6	Пропан	9.6920	9.6980	0.0060	0.4072	9.6950	0.5819	9.5975	17.7549	уд
7	и-Бутан	2.3030	2.2970	0.0060	0.1452	2.3000	0.1382	2.2492	5.5518	уд
8	н-Бутан	2.8870	2.8750	0.0120	0.3026	2.8810	0.1731	2.8079	6.9543	уд
9	и-Пентан	0.8830	0.8730	0.0100	0.0936	0.8780	0.0829	0.8423	2.6308	уд
10	н-Пентан	0.6860	0.6730	0.0130	0.1114	0.6795	0.0410	0.6464	2.0360	уд
11	Гексаны+	0.7640	0.7180	0.0460	0.0989	0.7410	0.0447	0.6855	2.6520	уд
СУММА		100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	

C:\TotalChrom\Data\Files\data-20140617-143355.TXT
C:\TotalChrom\Data\Files\data-20140617-141254.TXT

Расчет теплофизических параметров газа по ГОСТ 31369

	0°С		20°С		25°С	
	нижнее	верхнее	нижнее	верхнее	нижнее	верхнее
Молярная теплота сгорания, кДж/моль	1091.71	1201.69	1091.46	1199.35	1091.39	1198.78
Массовая теплота сгорания, МДж/кг	45.34	49.91	45.33	49.81	45.33	49.79
Объемная теплота сгорания, МДж/м ³	49.01	53.95	45.60	50.11	44.82	49.23
Число Бойля, МДж/м ³	53.62	59.02	49.91	54.84		
Относительная плотность		0.8357		0.8348		
Плотность, кг/м ³		1.0811		1.0060		
Молярная масса, г/моль		24.08		378.04		
Содержание целевых компонентов C3+				73.62		
Содержание целевых компонентов C5+						

выполнил лаборант: Гага О.А.
Подпись: 

Приложение №3

Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371

TotalChrom version 6.3.2

Дата отбора пробы: 14.04.2014

Место отбора пробы: ДНС-1 АЦППН-1 Пономасовское м/р

Наименование пробы: газ на ГТС

Номер пробы:

Дата анализа: 15.04.2014

отобрал:		Лаенг И.Н.		4/10/1962															
№ п.п.	Компонент	№1 мол %	№2 мол %	г мол %	г ^а мол %	Хср. мол %	Ук мол %	Хср. об %	Хср. масс %	г (уд/неуд)									
1	O2	0.0030	0.0010	0.0020	0.0252	0.0020	0.0013	0.0020	0.0026	УА									
2	N2	1.7120	1.6950	0.0170	0.0798	1.7036	0.0694	1.7168	1.9089	УА									
3	CO2	2.7530	2.7110	0.0420	0.0717	2.7320	0.1651	2.7376	4.8095	УА									
4	Метан	70.0080	70.2270	0.2190	0.5455	70.1175	0.5688	70.6020	44.9965	УА									
5	Этан	6.6770	6.6260	0.0510	0.1647	6.8515	0.2663	6.8471	8.0006	УА									
6	Пропан	10.4780	10.4750	0.0010	0.4072	10.4755	0.9288	10.3778	18.4778	УА									
7	и-Бутан	1.6260	1.5930	0.0350	0.1452	1.6105	0.0969	1.6754	3.7443	УА									
8	н-Бутан	3.6750	3.6380	0.0370	0.3026	3.6565	0.2198	3.5664	8.5012	УА									
9	и-Пентан	0.8380	0.8360	0.0020	0.0936	0.8370	0.0505	0.8036	2.4156	УА									
10	н-Пентан	0.8850	0.8580	0.0270	0.1114	0.8715	0.0525	0.8297	2.5152	УА									
11	Гексаны*	1.3450	1.3400	0.0050	0.0989	1.3425	0.0808	1.2429	4.6278	УА									
СУММА		100.0000	100.0000			100.0000		100.0000	100.0000										

C:\TotalChrom\Data Files\data-20140415-104901.TXD

C:\TotalChrom\Data Files\data-20140415-110231.TXD

Расчет теплотехнических параметров газа по ГОСТ 31369

	0°C		20°C		25°C	
	нижнее	верхнее	нижнее	верхнее	нижнее	верхнее
Молярная теплота сгорания, кДж/моль	1119.87	1231.79	1119.71	1229.42	1119.65	1228.84
Массовая теплота сгорания, МДж/кг	44.80	49.27	44.79	49.18	44.79	49.15
Объемная теплота сгорания, МДж/м³	50.31	55.33	46.80	51.38	45.99	50.48
Число Воббе, МДж/м³	54.00	59.39	50.26	55.18		
Относительная плотность	0.8680		0.8670			
Плотность, кг/м³	1.1229		1.0448			
Молярная масса, г/моль	28.00					
Содержание целевых компонентов C3+			420.86			
Содержание целевых компонентов C5+			99.87			

Выполнил лаборант:

Гаг О.А.

Подпись:

Гаг О.А.

Приложение №3

Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371

TotalChrom version 6.3.2
Дата отбора пробы: 14.04.2014
Место отбора пробы: ДНС-1 АЦППН-1 Пономасовское м/р
Наименование пробы: газ на ФВД
Номер пробы: 15
Дата анализа: 15.04.2014

отбор: Ланг И.Н.										
№ п.п.	Компонент	№1 мол %	№2 мол %	г мол %	г ² мол %	Хср. мол %	Ух мол %	Хср. об %	Хср. масс %	г (уд.мол)
1	O2	0.0490	0.06	0.012	0.0252	0.0540	0.0044	0.0545	0.0597	УА
2	N2	1.4310	1.451	0.02	0.0798	1.4410	0.0589	1.4557	1.3942	УА
3	CO2	3.1160	3.194	0.078	0.1323	3.1550	0.1905	3.1712	4.7856	УА
4	Метан	60.4460	60.095	0.351	0.5645	60.2705	0.7529	60.7874	33.3952	УА
5	Этан	7.3770	7.479	0.102	0.1647	7.4280	0.2974	7.4459	7.7143	УА
6	Пропан	14.3130	14.316	0.003	0.4072	14.3145	0.8591	14.2245	21.8011	УА
7	и-Бутан	2.3630	2.412	0.049	0.1452	2.3875	0.1435	2.3426	4.7927	УА
8	н-Бутан	5.4010	5.455	0.054	0.3026	5.4280	0.3259	5.3105	10.8963	УА
9	и-Пентан	1.2860	1.288	0.002	0.0636	1.2870	0.0775	1.2394	3.2071	УА
10	н-Пентан	1.3470	1.376	0.029	0.1114	1.3615	0.0619	1.3001	3.3927	УА
11	Гексаны+	2.8720	2.874	0.002	0.0989	2.8730	0.1726	2.6680	8.5511	УА
СУММА		100.0000	100			100.0000		100.0000	100.0000	

C:\TotalChrom\Data Files\data-20140415-132631.TX0
C:\TotalChrom\Data Files\data-20140415-120358.TX0

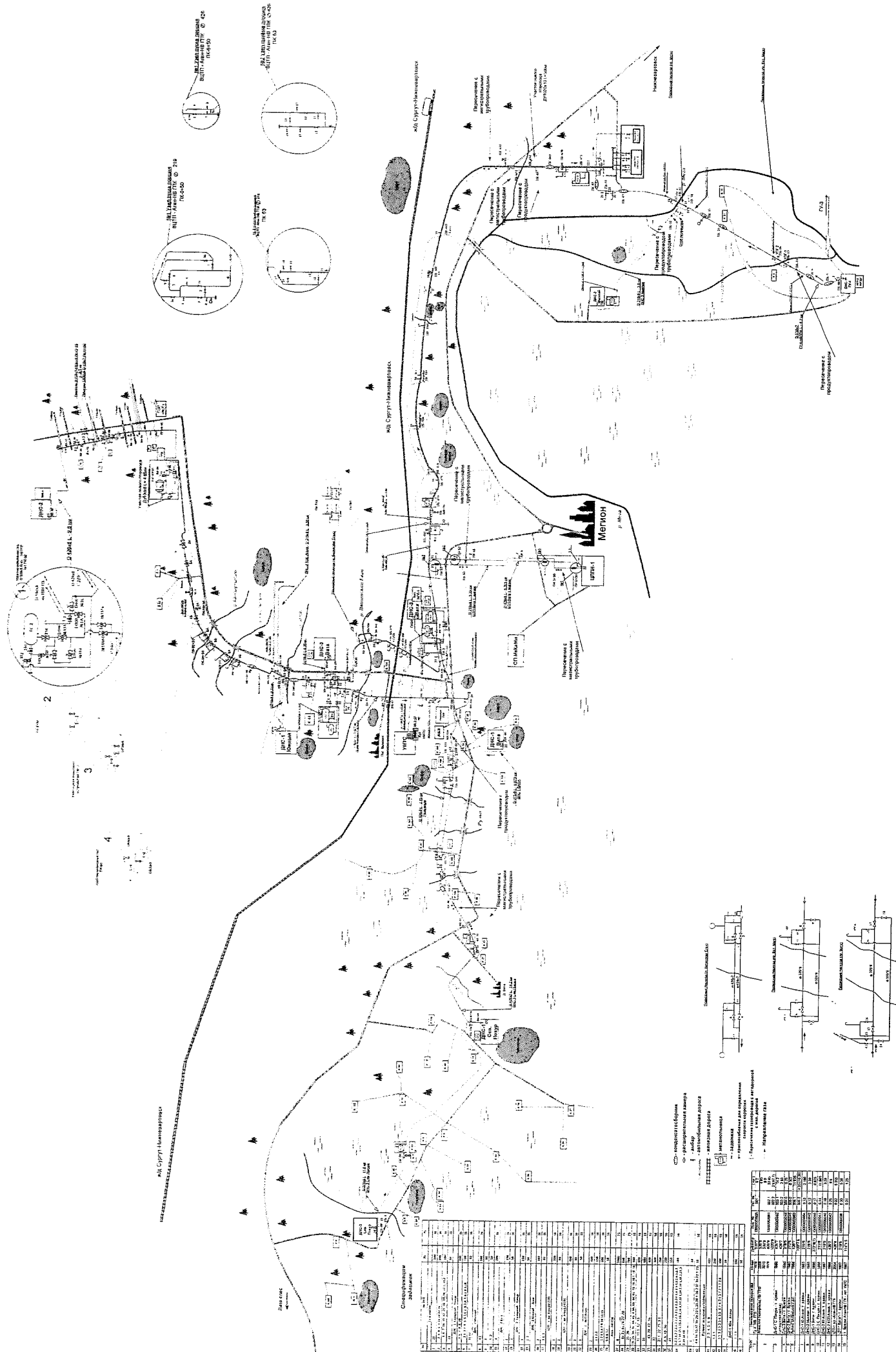
Расчет теплофизических параметров газа по ГОСТ 31369

	0°C		20°C		25°C	
	нижнее	верхнее	нижнее	верхнее	нижнее	верхнее
Молярная теплота сгорания, кДж/моль	1288.362827	1412.411153	1288.08	1409.76	1288.00	1409.12
Массовая теплота сгорания, МДж/кг	44.4377433	48.78139293	44.49	48.69	44.48	48.67
Объемная теплота сгорания, МДж/м3	58.01835711	63.6036022	53.94	59.06	53.00	57.98
Число Воббе, МДж/м3	57.79061611	63.35392636	53.77	58.85		
Относительная плотность	1.0079		1.0081			
Плотность, кг/м3	1.3038		1.2124			
Молярная масса, г/моль	28.95		28.95		28.95	
Содержание целевых компонентов C3+			635.21		635.21	
Содержание целевых компонентов C5+			183.68		183.68	

Выполнил лаборант: Гаар О.А.

Подпись: Р.Р.Р. 2

сбора и транспортировки газа с месторождений
ОАО «Славнефть - Магистральгаз»





ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

СИБУР Холдинг

(ПАО «СИБУР Холдинг»)

ООО «СИБУР» – управляющая
организация ПАО «СИБУР Холдинг»

Исполнительному директору
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
А.Г. Кану

№. И. 2014г. № 7149/14/СХ
На № _____ от _____

О сотрудничестве по поставкам ПНГ

Уважаемый Алексей Геннадьевич!

В ответ на Ваше письмо № АК-844 от 14.11.2014 г. ПАО «СИБУР Холдинг» подтверждает наличие технической возможности приема в переработку на ОАО «Нижневартовский ГПК» начиная с 2017 года дополнительного объема попутного нефтяного газа (далее - ПНГ) из ресурсов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» в соответствии с профилем, указанным в Варианте №1 Приложения к Вашему письму:

Период	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Объем ПНГ, млн. м ³	153,620	178,260	185,760	182,890	172,490	163,070	155,430	148,860

При наличии дополнительного потенциала по ресурсам, сверх заявленного профиля, также будем готовы вести диалог об их приеме на наши перерабатывающие мощности.

При этом существенным условием заинтересованности ПАО «СИБУР Холдинг» в приобретении указанных объемов является сохранение сложившейся в настоящее время экономики поставок основных объемов, которая обеспечивается соотношением цены и качества газа. В этой связи, для более детальной проработки как коммерческих, так и технических аспектов приема предлагаемого к поставке газа просим Вас направить данные по его качественным характеристикам и компонентному составу.

Для резервирования мощностей ОАО «Нижневартовский ГПК» с целью обеспечения гарантированного приема указанных объемов ПНГ в период 2017-2024гг. необходимо обеспечить заключение соответствующей договорной документации между ПАО «СИБУР Холдинг» («Покупатель») и компаниями-собственниками данного ресурса.

С уважением,

Директор
Развитие и сырьевое обеспечение
ДУВС ООО «СИБУР»

Д.А. Соломатин

(Исп.: А.Н. Потапова (тел. *29-03))

ОКПО 78013185 тел.: (495) 777-55-00
ОГРН 1057747421247 факс: (495) 718-90-65
ИНН 7727547261 факс: (495) 718-91-59
КПП 720601001 e-mail: info@sibur.ru
www.sibur.ru

Восточный промышленный район, квартал 1, № 6,
строение 30, г. Тобольск, Тюменская область, 626150
Почтовый адрес:
ул. Кржижановского, д. 16, корп. 1
Москва, ГСП-7, 117997

Передаваемая информация не предназначена для публичного использования. Прямое публичное раскрытие прилагаемых данных через распространение в средства массовой информации, размещение на сайтах или иным способом требует предварительного согласия со стороны ПАО «СИБУР Холдинг»



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ВАРЬЕГАННЕФТЕГАЗ»
(ОАО «Варьеганнефтегаз»)

Почтовый/Юридический адрес: 2 мкр., д. 21, г. Радужный, ХМАО-Югра, Тюменская обл., РФ, 628464
Телефон: (34668) 4-27-70, факс: (34668) 3-84-18, e-mail: odo-vnyg@rosneft.ru
ОКПО 05794051, ОГРН 1028601465067, ИНН/КПП 6609000160/997150001

от 19.11.2014г. № 01-42-ВНГ/1803

на № УТ-322 от 27.10.2014г.

Директору по перспективному
развитию производства и
обустройству месторождений
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
И.Г. Тухфатуллину

Касательно транспорта ПНГ

Уважаемый Ильдар Гарифуллович!

В ответ на ваш запрос о возможности транспорта ПНГ с Кетовского месторождения с подключением в существующую систему газопроводов Орехово-Ермаковского месторождения, сообщая Вам, что данная система газопроводов без негативного влияния на технологический режим работы площадочных объектов и кустовых площадок способна пропустить дополнительный объем поставки ПНГ не более 165 тыс. м³/сут.

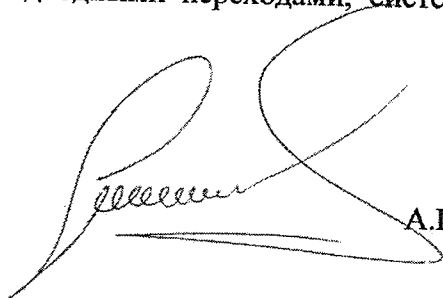
Считаю необходимым обратить Ваше внимание на возрастание при увеличении нагрузки на газопроводы следующих рисков:

- повышение давления в существующем газопроводе и увеличения числа порывов в труднодоступных местах (пойменная зона реки Обь, протока Баграс, подводные переходы);
- значительные экологические последствия, при возникновении аварийных ситуаций (дата ввода объекта в эксплуатацию 1989г);

В связи с выше перечисленным предлагаю провести совместное совещание для определения мероприятий необходимых к реализации при подготовке варианта с врезкой в систему газопроводов Орехово-Ермаковского месторождения (таких как уточнение режимов работы объекта, характеристики насосного оборудования, проведение ВТД для подтверждения технической готовности объекта, рассмотрение вопроса о перспективном строительстве лупинга участка с подводными переходами, системы контроля режимов работы и т.д.).

С уважением,

И.о. главного инженера



А.П. Синяков

Исп. Коваленко Д.А..

Тел. 8 (34668) 42770 доб. 5535

Согласовано:

Начальник ОУЦТ

_____ Коваленко Д.А.

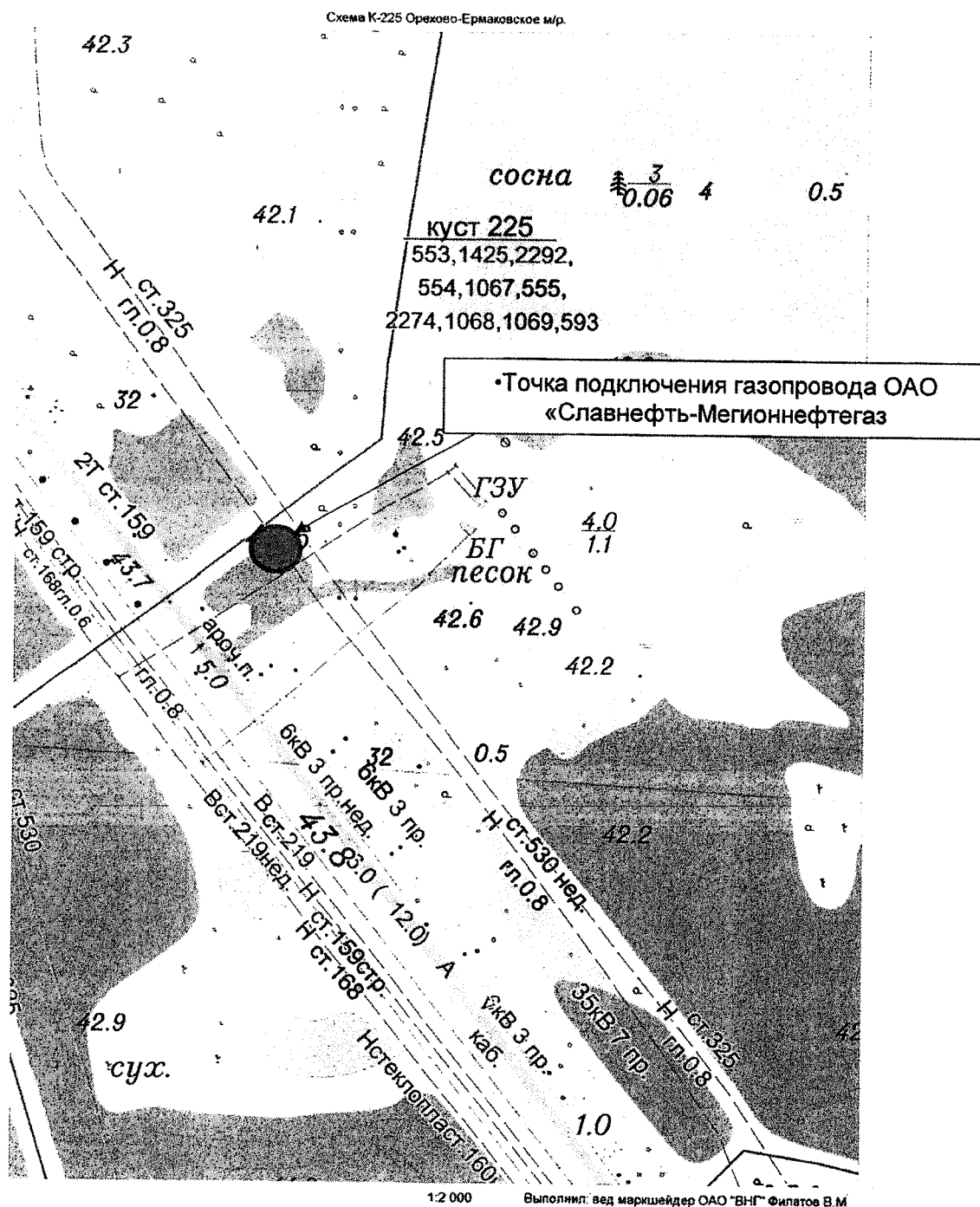
« ____ » _____ 2014г

Утверждаю:

И.о. Главного инженера

_____ Синяков А.П.

« ____ » _____ 2014г



Руководитель проекта ЦТ

Беялов А.Г.

Согласовано:

Начальник ОУЦТ

_____ Коваленко Д.А.

«__» _____ 2014г

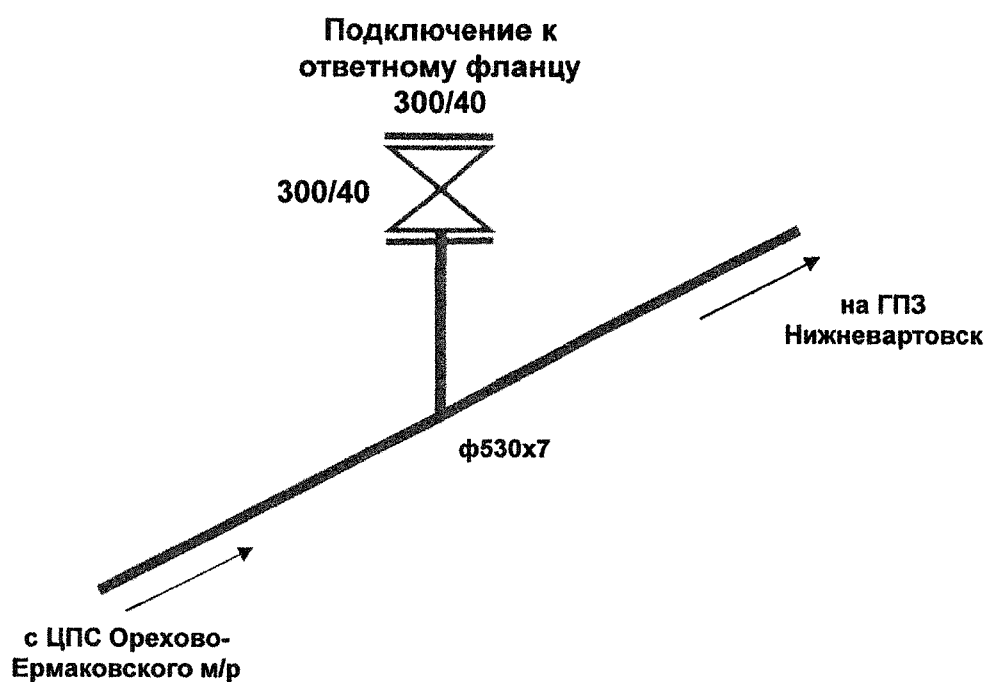
Утверждаю:

И.о. Главного инженера

_____ Синяков А.П.

«__» _____ 2014г

•Точка подключения газопровода ОАО
«Славнефть-Мегионнефтегаз



Руководитель проекта ЦТ

Беялов А.Г.

Поставка ПНГ на Нижневартровский ГТК 2015-2034 г.г.

Матчинское МД	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Поставка ПНГ на НВ-ГТК, млн м3	16,620	12,767	10,702	9,059	8,076	7,673	6,907	6,246	5,710	5,301	5,033	4,808	4,741	4,608	4,608	4,413	4,204	4,080	3,728	3,467
Мисюльское МД	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Поставка ПНГ на НВ-ГТК, млн м3	109,860	98,629	83,208	80,000	66,437	62,439	77,468	72,008	60,164	60,382	62,433	61,334	60,401	60,387	67,606	66,776	64,790	62,850	60,849	49,127
Амурское МД	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Поставка ПНГ на НВ-ГТК, млн м3	186,240	180,687	170,880	174,404	170,785	167,816	148,405	140,631	132,880	128,614	119,768	116,781	113,036	109,880	106,888	101,985	98,661	94,779	91,173	87,833
Южно-Амурское МД	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Поставка ПНГ на НВ-ГТК, млн м3	14,081	14,863	14,382	13,613	12,646	11,892	11,004	10,616	10,030	9,697	9,083	8,790	8,488	8,206	8,008	7,789	7,604	7,297	6,937	6,608
Средне-Амурское МД	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Поставка ПНГ на НВ-ГТК, млн м3	87,246	86,701	80,242	76,407	71,240	70,384	69,746	63,311	60,429	57,787	66,186	63,751	62,764	61,687	60,114	48,383	46,890	44,612	42,871	41,318
Литовское МД	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Поставка ПНГ на НВ-ГТК, млн м3	5,441	5,203	4,016	3,641	3,248	2,287	2,223	2,198	2,059	1,927	1,767	1,729	1,700	1,606	1,604	1,661	1,476	1,418	1,304	1,108
Восточное МД	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Поставка ПНГ на НВ-ГТК, млн м3	178,443	168,446	168,386	148,543	144,781	138,691	128,684	116,084	108,386	103,637	87,318	83,305	80,084	80,780	82,871	78,037	76,630	72,461	69,347	66,446
В.Г.Н.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Поставка ПНГ на НВ-ГТК, млн м3	29,881	27,872	26,184	26,041	24,246	23,224	21,031	19,440	18,319	17,338	16,206	16,024	15,086	14,633	13,887	13,236	12,648	12,137	11,812	11,180
ДПС-1 Восточного МД	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Поставка ПНГ на НВ-ГТК, млн м3	41,244	38,471	36,141	34,604	33,466	32,056	29,029	26,833	26,285	23,931	22,403	21,566	20,821	20,080	19,164	18,308	17,467	16,753	16,028	16,404
ДПС-2 Восточного МД	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Поставка ПНГ на НВ-ГТК, млн м3	56,132	51,425	48,311	46,203	44,736	42,660	38,804	35,069	33,799	31,880	30,068	28,628	27,833	26,616	26,064	24,418	23,336	22,384	21,428	20,591
ДПС-3 Восточного МД	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Поставка ПНГ на НВ-ГТК, млн м3	52,186	48,677	45,730	43,734	42,345	40,661	38,730	33,962	31,893	30,280	28,461	27,287	26,345	26,382	24,236	23,116	22,089	21,197	20,281	19,461

Примечание №5



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь

№ 25/2-10-522А Дата 21.11.2014г.
на № МО-1771 от 01.10.2014г.

Вице-президенту по добыче
нефти и геологии
ОАО «НГК «СЛАВНЕФТЬ»

М.Л. Осипову

О приеме ПНГ

Уважаемый Михаил Леонович!

В ответ на Ваше письмо №МО-1771 от 01.10.2014 г. сообщаем о готовности к сотрудничеству в отношении приема попутного нефтяного газа в переработку на УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», при условии перехода права собственности на поставленный газ в точке подключения к газосборным сетям Общества.

С этой целью направляем Вам проекты технических условий по двум вариантам подключения к объектам газовой инфраструктуры ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Ориентировочная стоимость приобретения и оказания услуг по транспортировке газа будет сообщена Вам дополнительно.

Выдача проекта технических условий не является основанием для приема газа от ОАО «НГК «СЛАВНЕФТЬ».

Приложения:

1. Проект технических условий на подключение к газосборной сети – в 1-ом экз., на 5-ти листах;
2. Проект технических условий для подключения на прием Локосовского ГПЗ – в 1-ом экз., на 5-ти листах.

Исполняющий обязанности
генерального директора

А.С. Голованев

Р.Р. Назмиев
6-12-02

628486, Российская Федерация,
Тюменская обл., г. Когалым,
ул. Прибалтийская, д. 20

Тел.: (34667) 2-98-00
Тел./факс: (34667) 2-98-00
6-14-36, 6-14-37

Проект технических условий
на подключение на прием Локосовского ГПЗ УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз»
ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»

Подключение газопровода с месторождений ОАО «НГК «СЛАВНЕФТЬ» на прием Локосовского ГПЗ УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», выполнить ко входной гребенке Локосовского ГПЗ при соблюдении следующих технических условий:

1. При разработке проектной документации, организации и производстве работ руководствоваться действующими в РФ нормативно-техническими документами.

Предусмотреть применение материалов и оборудования имеющих разрешение на использование на объектах ОАО «Газпром».

2. На местности, совместно с представителем УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» определить конкретные точки подключения, привязать к существующему пикетажу, определить способ прокладки трубопроводов. При этом узел подключения разместить на прямолинейном участке, не подвергающемся обводнению (выше уровня грунтовых и паводковых вод).

Трассу прокладки газопровода подключения, на территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», согласовать с ТПП «Лангепаснефтегаз» на стадии проектирования.

3. Диаметр газопровода в точке подключения $\varnothing 426 \times 6$ мм. Рабочее давление газа в точке подключения соответствует рабочему давлению в газопроводе – $0,1 \pm 0,02$ МПа. Давление подключения принять равным рабочему давлению в газопроводе.

4. Подключение к входной гребенке осуществить путем установки тройника, в период проведения остановочного ремонта Локосовского ГПЗ. При этом учесть техническое состояние прилегающих участков в пределах 100 метров в обе стороны от точки подключения, на основании проведенного диагностического обследования включающего, в том числе, и определение характеристик металла и параметров трубы в точках подключения.

Диагностику и выдачу результатов, по отдельному договору, выполнить силами независимой специализированной организации (ОАО «Башнефтегеофизика» ООО «ЦНИПР»), имеющей лицензию и все необходимые разрешительные документы на выполнение данного вида работ, за счет заинтересованной стороны.

5. При разработке проектной документации, руководствоваться материалами отчета по проведенному диагностическому обследованию.

6. Основанием для получения разрешения на СМР является отчет с положительным заключением по диагностике участков и выполнение

мероприятий эксплуатирующей организации по безопасному их проведению.

7. Узел подключения должен включать в себя запорную арматуру с дистанционным управлением на уровне диспетчерской службы Локосовского ГПЗ УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз», по месту врезки установить шаровой кран Ру16 с электроприводом и с байпасной линией с 2-х сторонней продувкой на свечу (данный крановый узел выполнить в отдельном ограждении).

Байпасные и свечные краны выполнить в подземном исполнении.

Проектом предусмотреть укрытие кранов, освещение и молниезащиту узла подключения.

Технологическую схему узла подключения на этапе проектирования согласовать с УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз».

8. Площадку узла подключения выполнить с отсылкой и в ограждении. Предусмотреть подъездную автомобильную дорогу с твердым покрытием к узлу подключения для его обслуживания в период эксплуатации.

9. Проектной документацией предусмотреть выделение отдельным разделом проекта (пусковым комплексом) узла подключения (точка подключения, участок газопровода от точки подключения до кранового узла, крановый узел в границах ограждения), включая сметную документацию.

10. Перед узлом подключения (по ходу газа) на подключаемом газопроводе предусмотреть (см. приложение 1):

- изолирующую вставку (ИФ) по ГОСТ Р 511 64-98, ВСН 39-1.22-007-2002, ВСН 39-1.8-008-2002 изготовленную по ТУ 10722003;

- регулятор давления газа (РД) в точке подключения, с регулированием давления после себя и выводом управления на АРМ диспетчерской службы Локосовского ГПЗ УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз»;

- обратный клапан (КО);

- секущий шаровой кран с электроприводом (КР), выводом состояния и приоритетом управления на АРМ диспетчерской службы Локосовского ГПЗ УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз».

11. Коммерческий узел измерения количественных и качественных показателей газа (далее коммерческий узел учета газа - КУУГ) расположить непосредственно у границы раздела зон эксплуатационной принадлежности между Обществами, конкретное место установки согласовать с ТПП «Лангепаснефтегаз». Проектирование узла измерения газа произвести в соответствии с требованиями действующей нормативной документацией государственной системы обеспечения единства измерений, а также стандартов и других нормативных документов системы стандартизации ОАО «ЛУКОЙЛ».

Коммерческий узел учета газа должен обеспечивать выполнение следующих функций:

- автоматическое определение расхода, давления и количества газа, приведённого к стандартным условиям, формирование двухчасовых и суточных отчётов;

- определение в автоматическом режиме:

- a) компонентного состава газа;
- b) плотности газа при стандартных условиях;
- c) теплотворной способности газа;
- d) числа Воббе;
- e) температуры точки росы по воде;
- f) температуры точки росы по углеводородам;

- определение в автоматическом режиме объёмной доли кислорода;

- определение:

- a) массы сероводорода;
- b) массы меркаптановой серы;
- c) массы общей серы;

- дублирование технических средств измерительной системы. На КУУГ для повышения надёжности и достоверности измерений объёма газа необходимо применять дублирующие СИ: температуры, давления (перепада давления - при наличии), расхода, средства измерения физико-химических показателей (далее по тексту ФХП) и вычислительные устройства. При этом измерительная система должна обеспечивать непрерывный анализ результатов измерений параметров и расхода газа основных и дублирующих средств измерений;

- автоматическая самодиагностика комплекса технических средств, включая СИ, средства обработки информации;

- автоматическая запись компонентного состава в вычислитель;

- визуальное отображение информации о значениях измеряемых и вычисленных параметров потока и диагностической информации измерительной системы, с выводом полученной информации на АРМ диспетчерской службы Локосовского ГПЗ УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз».

Пределы допускаемой относительной погрешности или расширенной неопределённости измерений объёма газа, приведённого к стандартным условиям, не должны превышать $\pm 0,8\%$.

Средства измерения ФХП передаваемого газа должны включать:

- потоковый хроматограф;
- потоковые анализаторы температуры точки росы газа по воде и по углеводородам;
- систему отбора проб газа, выполненную по ГОСТ 31370-2008.

Кроме этого на КУУГ обеспечить все необходимое поверочное и калибровочное оборудование, для проведения контроля метрологических характеристик и поверки расходомеров на месте эксплуатации. В

технологической схеме узла измерения газа должна быть предусмотрена возможность последовательного включения расходомеров.

Применяемые средства измерений должны быть внесены в Государственный реестр СИ РФ, методики выполнения измерений аттестованы в установленном порядке и внесены в Федеральный реестр.

При проектировании КУУГ необходимо организовать передачу информации по количеству и качеству газа на АРМ диспетчерской службы Локосовского ГПЗ УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз» по протоколу ТСР/IP или Modbus (согласовать дополнительно).

Требования к метрологическому обеспечению КУУГ привести в технических требованиях (задании на проектирование) на разработку проектной документации, техническом задании и проектной документации и согласовать с главным метрологом ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь».

Выполнение требований по метрологическому обеспечению должно быть подтверждено результатами метрологической экспертизы технического задания, проектной документации и приёмо-сдаточными испытаниями КУУГ, проводимыми в установленном порядке, включая приёмо-сдаточные испытания наиболее важных элементов технологического оборудования (например, камер усреднения СУ, калиброванных участков ИЛ, ПР) с участием заинтересованных сторон.

Перед КУУГ проектом предусмотреть установку фильтров-сепараторов для исключения попадания на ИЛ капельной жидкости и механических примесей.

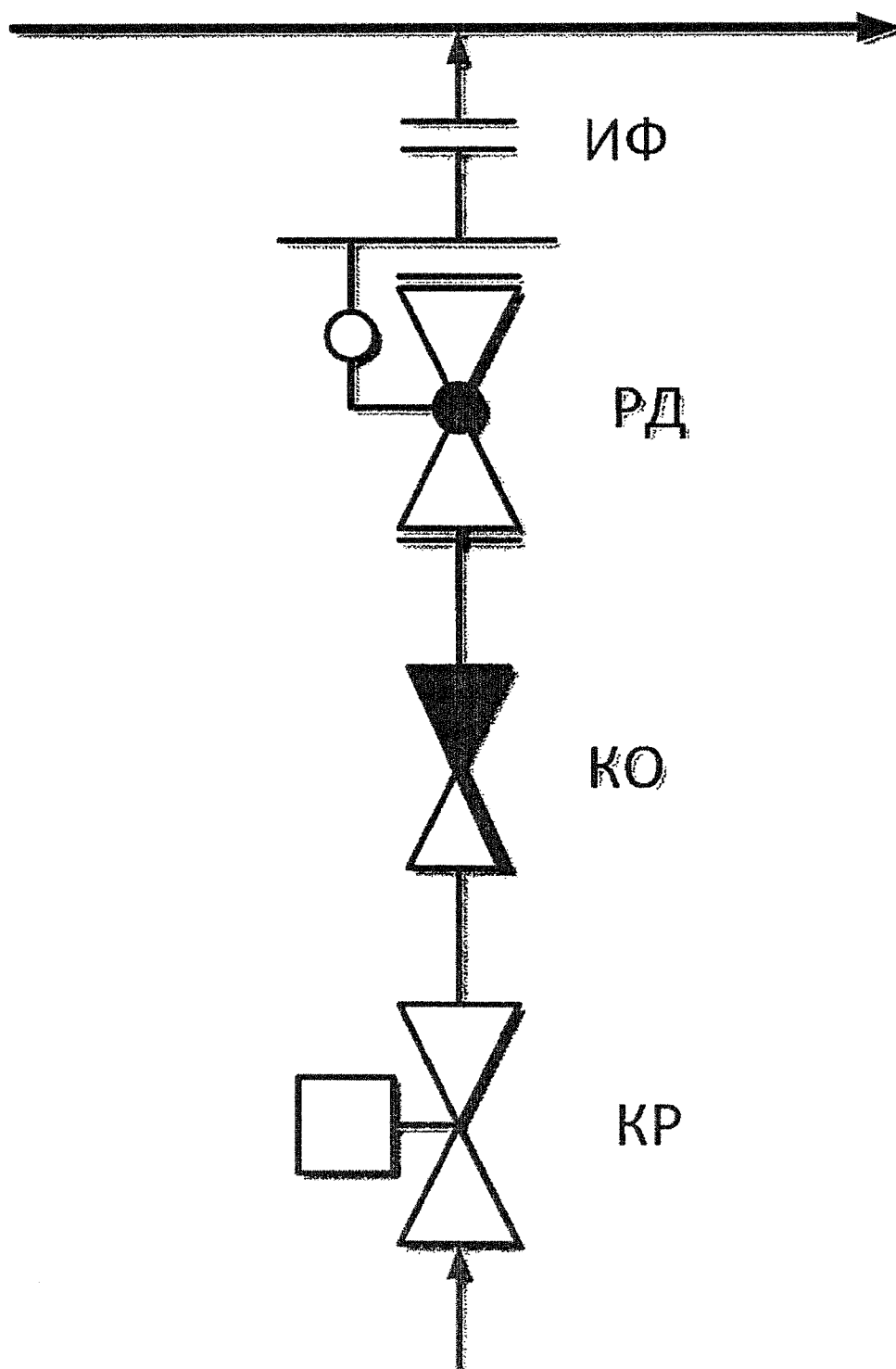
Раздел «Электроснабжение» проекта выполнить в строгом соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ) и технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям.

Первый заместитель генерального
директора – главный инженер
ТПП «Лангепаснефтегаз»



С.А. Яскин

Принципиальная схема
узла подключения к газопроводу



Проект технических условий
на подключение к газосборной сети ТПП «Лангепаснефтегаз»
ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»

Подключение газопровода с месторождений ОАО «НГК «СЛАВНЕФТЬ» к газосборной сети Покамасовского м/р ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», выполнить в районе УПСВ ДНС-5 Покамасовского м/р при соблюдении следующих технических условий:

1. При разработке проектной документации, организации и производстве работ руководствоваться действующими в РФ нормативно-техническими документами.

Предусмотреть применение материалов и оборудования имеющих разрешение на использование на объектах ОАО «Газпром».

2. На местности, совместно с представителем ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» определить конкретные точки подключения, привязать к существующему пикетажу, определить глубину заложения трубопроводов. При этом узел подключения разместить на прямолинейном участке, не подвергающемся обводнению (выше уровня грунтовых и паводковых вод).

Трассу прокладки газопровода подключения, на территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», согласовать с ТПП «Лангепаснефтегаз» на стадии проектирования.

3. Диаметр газопровода в точке подключения $\varnothing 426 \times 6$ мм. Рабочее давление газа в точке подключения соответствует рабочему давлению в газопроводе – $0,15 \pm 0,05$ МПа. Давление подключения принять равным рабочему давлению в газопроводе. На стадии проектирования выполнить гидравлический расчет газопровода от УПСВ ДНС-5 Покамасовского м/р до Локосовского ГПЗ на предмет обеспечения необходимой пропускной способности и согласовать с ТПП «Лангепаснефтегаз».

4. Подключение к газопроводу осуществить путем установки тройника, в период проведения остановочного ремонта Локосовского ГПЗ. При этом учесть техническое состояние прилегающих участков в пределах 100 метров в обе стороны от точки подключения, на основании проведенного диагностического обследования включающего, в том числе, и определение характеристик металла и параметров трубы в точках подключения.

Диагностику и выдачу результатов, по отдельному договору, выполнить силами независимой специализированной организации (ОАО «Башнефтегеофизика» ООО «ЦНИПР»), имеющей лицензию и все необходимые разрешительные документы на выполнение данного вида работ, за счет заинтересованной стороны.

5. При разработке проектной документации, руководствоваться материалами отчета по проведенному диагностическому обследованию.

6. Основанием для получения разрешения на СМР в охранной зоне газопровода является отчет с положительным заключением по диагностике участков и выполнение мероприятий эксплуатирующей организации по безопасному их проведению.

7. Узел подключения должен включать в себя запорную арматуру с дистанционным управлением на уровне диспетчерской службы ДНС-5 ТПП «Лангепаснефтегаз», по каждому месту врезки установить шаровой кран Ру16 с электроприводом и с байпасной линией с 2-х сторонней продувкой на свечу (данный крановый узел выполнить в отдельном ограждении).

Байпасные и свечные краны выполнить в подземном исполнении.

Проектом предусмотреть укрытие кранов, освещение и молниезащиту узла подключения.

Технологическую схему узла подключения на этапе проектирования согласовать с ТПП «Лангепаснефтегаз».

8. Площадку узла подключения выполнить с отсылкой и в ограждении. Предусмотреть подъездную автомобильную дорогу с твердым покрытием к узлу подключения для его обслуживания в период эксплуатации.

9. Проектной документацией предусмотреть выделение отдельным разделом проекта (пусковым комплексом) узла подключения (врезка в газопровод, участок газопровода от точки врезки до кранового узла, крановый узел в границах ограждения), включая сметную документацию.

10. Перед узлом подключения (по ходу газа) на подключаемом газопроводе предусмотреть (см. приложение 1):

- изолирующую вставку (ИФ) по ГОСТ Р 511 64-98, ВСН 39-1.22-007-2002, ВСН 39-1.8-008-2002 изготовленную по ТУ 10722003;

- регулятор давления газа (РД) в точке подключения, с регулированием давления после себя и выводом управления на АРМ диспетчерской службы ДНС-5 ТПП «Лангепаснефтегаз»;

- обратный клапан (КО);

- секующий шаровой кран с электроприводом (КР), выводом состояния и приоритетом управления на АРМ диспетчерской службы ДНС-5 ТПП «Лангепаснефтегаз».

11. Коммерческий узел измерения количественных и качественных показателей газа (далее коммерческий узел учета газа - КУУГ) расположить непосредственно у границы раздела зон эксплуатационной принадлежности между Обществами, конкретное место установки согласовать с ТПП «Лангепаснефтегаз». Проектирование узла измерения газа произвести в соответствии с требованиями действующей нормативной документацией государственной системы обеспечения единства измерений, а также стандартов и других нормативных документов системы стандартизации ОАО «ЛУКОЙЛ».

Коммерческий узел учета газа должен обеспечивать выполнение следующих функций:

- автоматическое определение расхода, давления и количества газа, приведённого к стандартным условиям, формирование двухчасовых и суточных отчётов;

- определение в автоматическом режиме:

- а) компонентного состава газа;

- б) плотности газа при стандартных условиях;

- с) теплотворной способности газа;

- д) числа Воббе;

- е) температуры точки росы по воде;

- ф) температуры точки росы по углеводородам;

- определение в автоматическом режиме объёмной доли кислорода;

- определение:

- а) массы сероводорода;

- б) массы меркаптановой серы;

- с) массы общей серы;

- дублирование технических средств измерительной системы. На КУУГ для повышения надёжности и достоверности измерений объёма газа необходимо применять дублирующие СИ: температуры, давления (перепада давления - при наличии), расхода, средства измерения физико-химических показателей (далее по тексту ФХП) и вычислительные устройства. При этом измерительная система должна обеспечивать непрерывный анализ результатов измерений параметров и расхода газа основных и дублирующих средств измерений;

- автоматическая самодиагностика комплекса технических средств, включая СИ, средства обработки информации;

- автоматическая запись компонентного состава в вычислитель;

- визуальное отображение информации о значениях измеряемых и вычисленных параметров потока и диагностической информации измерительной системы, с выводом полученной информации на АРМ диспетчерской службы ДНС-5 ТПП «Лангепаснефтегаз».

Пределы допускаемой относительной погрешности или расширенной неопределённости измерений объёма газа, приведённого к стандартным условиям, не должны превышать $\pm 0,8\%$.

Средства измерения ФХП передаваемого газа должны включать:

- потоковый хроматограф;

- потоковые анализаторы температуры точки росы газа по воде и по углеводородам;

- систему отбора проб газа, выполненную по ГОСТ 31370-2008.

Кроме этого на КУУГ обеспечить все необходимое поверочное и калибровочное оборудование, для проведения контроля метрологических

характеристик и поверки расходомеров на месте эксплуатации. В технологической схеме узла измерения газа должна быть предусмотрена возможность последовательного включения расходомеров.

Применяемые средства измерений должны быть внесены в Государственный реестр СИ РФ, методики выполнения измерений аттестованы в установленном порядке и внесены в Федеральный реестр.

При проектировании КУУГ необходимо организовать передачу информации по количеству и качеству газа на АРМ диспетчерской службы ДНС-5 ТПП «Лангепаснефтегаз» по протоколу TCP/IP или Modbus (согласовать дополнительно).

Требования к метрологическому обеспечению КУУГ привести в технических требованиях (задании на проектирование) на разработку проектной документации, техническом задании и проектной документации и согласовать с главным метрологом ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

Выполнение требований по метрологическому обеспечению должно быть подтверждено результатами метрологической экспертизы технического задания, проектной документации и приёмо-сдаточными испытаниями КУУГ, проводимыми в установленном порядке, включая приёмо-сдаточные испытания наиболее важных элементов технологического оборудования (например, камер усреднения СУ, калиброванных участков ИЛ, ПР) с участием заинтересованных сторон.

Перед КУУГ проектом предусмотреть установку фильтров-сепараторов для исключения попадания на ИЛ капельной жидкости и механических примесей.

Раздел «Электроснабжение» проекта выполнить в строгом соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ) и технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям.

Первый заместитель генерального
директора – главный инженер
ТПП «Лангепаснефтегаз»



С.А. Яскин

Принципиальная схема
узла подключения к газопроводу

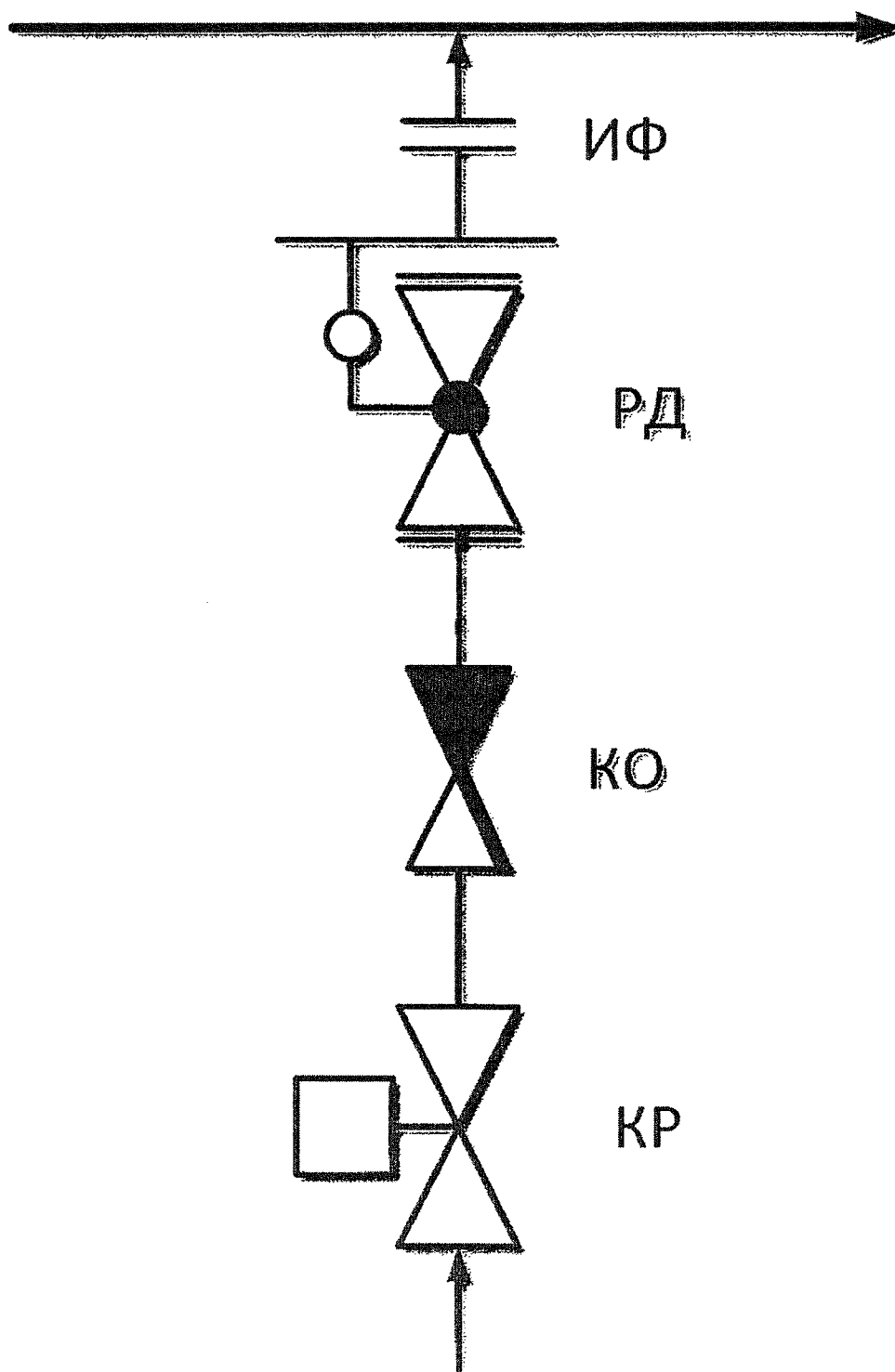


Схема
системы газопроводов Ленобсеружной группы месторождений в газопровод ДНС-5 Покамасовского месторождения
ТПП «Лангепнафтегаз».

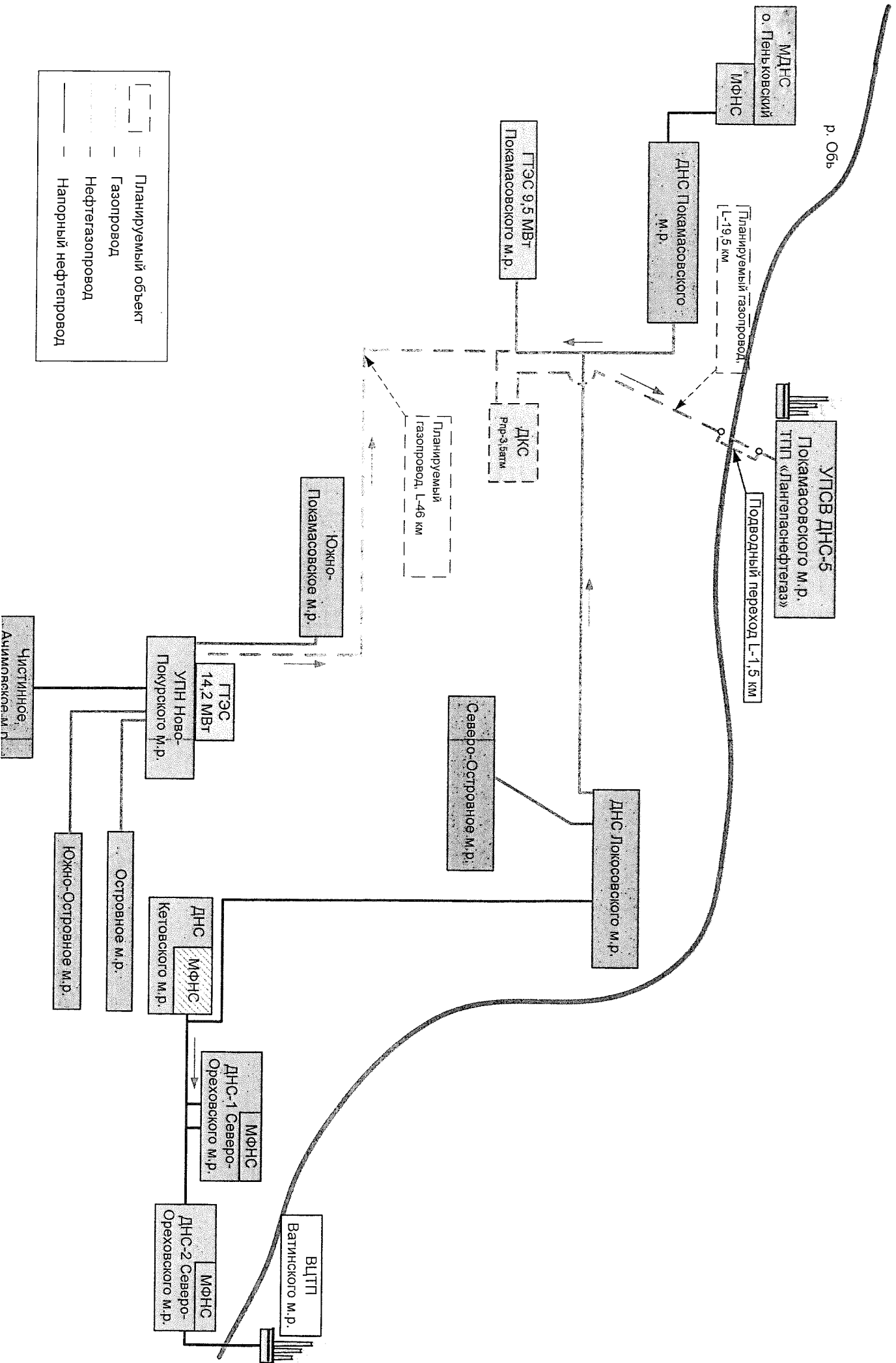
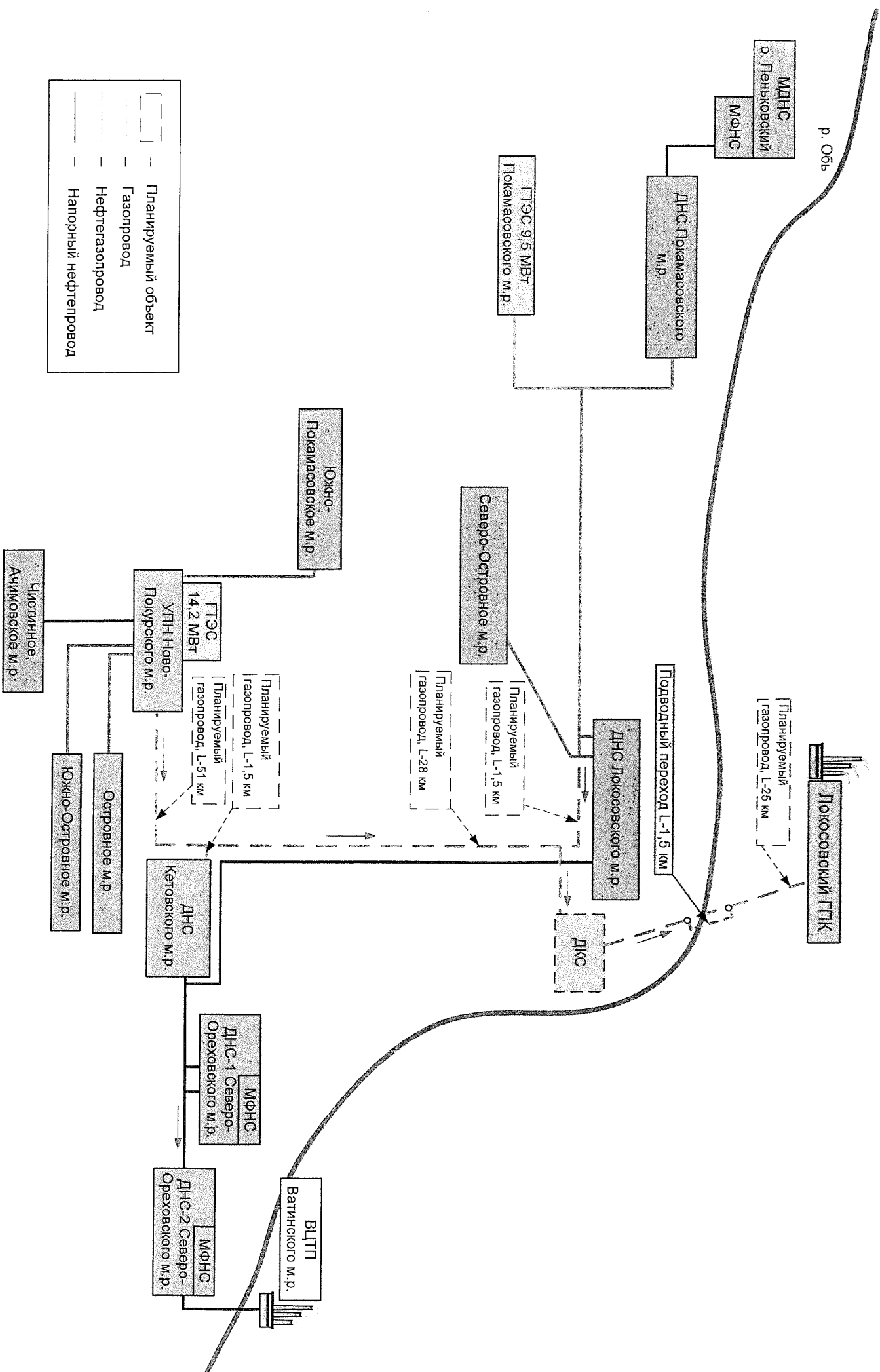


Схема
системы газопроводов Левобережной группы месторождений (транспорт ПНГ на Локосовский ГТК ТПН Лаптеваснефтегаз)





ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
СИБУР Холдинг
 (ПАО «СИБУР Холдинг»)
 ООО «СИБУР» – управляющая
 организация ПАО «СИБУР Холдинг»

Исполнительному директору
 ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
 А.Г. Кану

18.11.2014г. № 7119/14/СХ
 На № _____ от _____

О сотрудничестве по поставкам ПНГ

Уважаемый Алексей Геннадьевич!

В ответ на Ваше письмо № АК-844 от 14.11.2014 г. ПАО «СИБУР Холдинг» подтверждает наличие технической возможности приема в переработку на ОАО «Нижневартовский ГПК» начиная с 2017 года дополнительного объема попутного нефтяного газа (далее - ПНГ) из ресурсов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» в соответствии с профилем, указанным в Варианте №1 Приложения к Вашему письму:

Период	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Объем ПНГ, млн. м ³	153,620	178,260	185,760	182,890	172,490	163,070	155,430	148,860

При наличии дополнительного потенциала по ресурсам, сверх заявленного профиля, также будем готовы вести диалог об их приеме на наши перерабатывающие мощности.

При этом существенным условием заинтересованности ПАО «СИБУР Холдинг» в приобретении указанных объемов является сохранение сложившейся в настоящее время экономики поставок основных объемов, которая обеспечивается соотношением цены и качества газа. В этой связи, для более детальной проработки как коммерческих, так и технических аспектов приема предлагаемого к поставке газа просим Вас направить данные по его качественным характеристикам и компонентному составу.

Для резервирования мощностей ОАО «Нижневартовский ГПК» с целью обеспечения гарантированного приема указанных объемов ПНГ в период 2017-2024гг. необходимо обеспечить заключение соответствующей договорной документации между ПАО «СИБУР Холдинг» («Покупатель») и компаниями-собственниками данного ресурса.

С уважением,

Директор
 Развитие и сырьевое обеспечение
 ДУВС ООО «СИБУР»

Д.А. Соломатин

Исп.: А.Н. Потапова (тел.*29-03)

ОКПО 78013185
 ОГРН 1057747421247
 ИНН 7727547261
 КПП 720601001

тел.: (495) 777-55-00
 факс: (495) 718-90-65
 (495) 718-91-59
 e-mail: info@sibur.ru
 www.sibur.ru

Восточный промышленный район, квартал 1, № 6,
 строение 30, г. Тобольск, Тюменская область, 626150.
 Почтовый адрес:
 ул. Кржижановского, д. 16, корп. 1
 Москва, ГСП-7, 117997

Передаваемая информация не предназначена для публичного использования. Прямое публичное раскрытие прилагаемых данных через распространение в средства массовой информации, размещение на сайтах или иным способом требует предварительного согласия со стороны ПАО «СИБУР Холдинг»

Pacific Northwest Publishing and Printing Co., Inc. (Incorporated in Washington)

№ п/п		Наименование объекта (наименование организации)	Код объекта (наименование организации)	Код объекта (наименование организации)	Сведения об объекте (наименование организации)										Сведения об объекте (наименование организации)										Сведения об объекте (наименование организации)																																																																										
					Сведения об объекте (наименование организации)										Сведения об объекте (наименование организации)										Сведения об объекте (наименование организации)																																																																										
					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																
Итого по объектам, подлежащим контролю					Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю										Итого по объектам, подлежащим контролю																																																																

Electrostatic interactions between the polymer and the inorganic surface are expected to be important in determining the adsorption of the polymer on the surface.

	№ п/п	Индекс
1. Исходная информация		
2. Идентификация		
3. Описание задачи		
4. Описание МП		
5. Описание исходных данных		
6. Описание метода		
7. Описание результатов		
8. Заключение		

[illegible]

№ п/п	Инициатор закупки	Владелец бюджета	Код по ОКВЭД	Код по ОКП	№ типа сделки	Наименование типа сделки	Статья затрат	Предмет договора	Ед. изм.		Регион выполнения работ/оказания услуг		Количество заявок (без НДС)	Стоимость за ед. (тыс.руб. без НДС)	Сумма (тыс.руб. без НДС)		Срок оказания услуг		Примечание
									Код по ОКП	Наименование	Код по ОКТО	Наименование					Дата начала оказания услуг	Дата окончания оказания услуг	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	УКСиРО	Директор по капитальному строительству	11.10.11	1120000	1303	Проектно-монтажные работы	Проектно-монтажные работы	Газотранспортная система	384	руб	71118000000 71119000000 71126000000	Западно-Ассаминский ЛУ		23 605,00	0.00		01.03.2015	29.02.2016	Объект отсутствует в плане потребности
	УКСиРО	Директор по капитальному строительству	11.10.11	1120000	1303	Проектно-монтажные работы	Проектно-монтажные работы	Газотранспортная система	384	руб	71118000000 71119000000 71126000000	Ново-Покровский Кетовский, Ловковский ЛУ		48 000,00			01.03.2015	29.02.2016	Объект отсутствует в плане потребности

Начальник УКСиРО

Е.В. Лещенко

Начальник ОПиД по КСиРО

Н.И. Васина

Начальник ОПиПД по КСиРО

В.А. Дменова

Информация

о стоимости проектирования объекта на 29.01.2015г.

руб., без НДС

№ п/п	Тип сделки	Предмет вопроса, вынесенного на заседание	Наличие средств в бизнес-плане 2015г.	Ориентировочная стоимость ОЦПТД	Отклонение (+/-) п. 5-п.4	Источник финансирования
1	2	3	4	5	6	7
1	1303.4.630	Газотранспортная система Западно-Асомкинского месторождения.	0,00	23 605 000,00	23 605 000,00	Газопровод "ДНС-1-ДНС-2" ДУ-219*8 L=25 км (7200000,0 руб.); Газопровод 426*8 ДНС-2 - ЮБ ГПК (КУУП) (16405000,0 руб.).
2	1303.4.631	Газотранспортная система Левобережной группы месторождений.	0,00	48 000 000,00	48 000 000,00	Газопровод "УПН Ново-Покурского м/р-т.вр. Газопровод ДНС Кетовского м/р" ф.273*8, L=51 км (18000000,0 руб.); Дожимная компрессорная станция на Кетовском м/р (11000000,0 руб.); Реконструкция напорных нефтегазопроводов под газопровод "ДНС Кетовского м.р.-ВЛТТ" (6000000,0 руб.); Газопровод "ДНС Локосовского м/р - ДКС Кетовского м/р" ф.273*8, L=29,5 км (13000000,0 руб.).
Итого			0,00	71 605 000,00	71 605 000,00	

Начальник УКСиРО

Е.В. Лешенко

Начальник ОПиА по КС и РО

Н.И. Васина

Начальник ОЦПТД по КСиРО

В.А. Дменова