

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО «СН-МНГ»

А.М. Пятаев
«16» февраля 2015г.

Задание на проектирование № 17-151
по объекту «Газотранспортная система Левобережной группы месторождений»

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

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

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

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

Обязательные требования по ударной вязкости

Номинальная толщина стенки (δ), мм	среднеарифметические значения по результатам испытаний трех образцов, замеренные на образцах Менаже (КСЧ тип 1-3 по ГОСТ 9454-78) при температуре равной минус 60°С.			
	КСЧ-60°С, Дж/см2 (кгс*м/см2)			
	для основного металла		для сварных соединений	
	трубы	детали	трубы	детали
1	2	3	4	5
$\delta \leq 15$	39,2 (4,0)		39,2 (4,0)	
$15 < \delta \leq 25$	49,0 (5,0)	39,2 (4,0)		
$25 < \delta \leq 30$	58,8 (6,0)			

Примечание: Величина ударной вязкости определяется как среднее арифметическое значение по результатам испытаний трех образцов. На одном образце допускается снижение ударной вязкости на 9,8 Дж/см² (1 кгс*м/см²).

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

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

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

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

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

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

Исполнитель:
Начальник ОПРП ДПРПиОМ



А.В. Хвостенко

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

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

Согласовано:


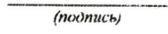
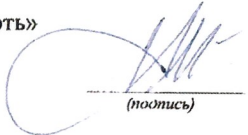
<p>Начальник управления поддержки проектов развития газового бизнеса ООО «Газпромнефть НТЦ»</p> <p style="text-align: center;"> (подпись)</p> <p>Фролов Е.В. " " 2015г.</p>	<p>Начальник УДГиК ДНГД ОАО «НК «Роснефть»</p> <p style="text-align: center;"> (подпись)</p> <p>Бочков Ф.А. " " 2015г.</p>
<p>Начальник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

Схема газопровода
«ДНС Локосовского месторождения – ДКС Кетовского месторождения»

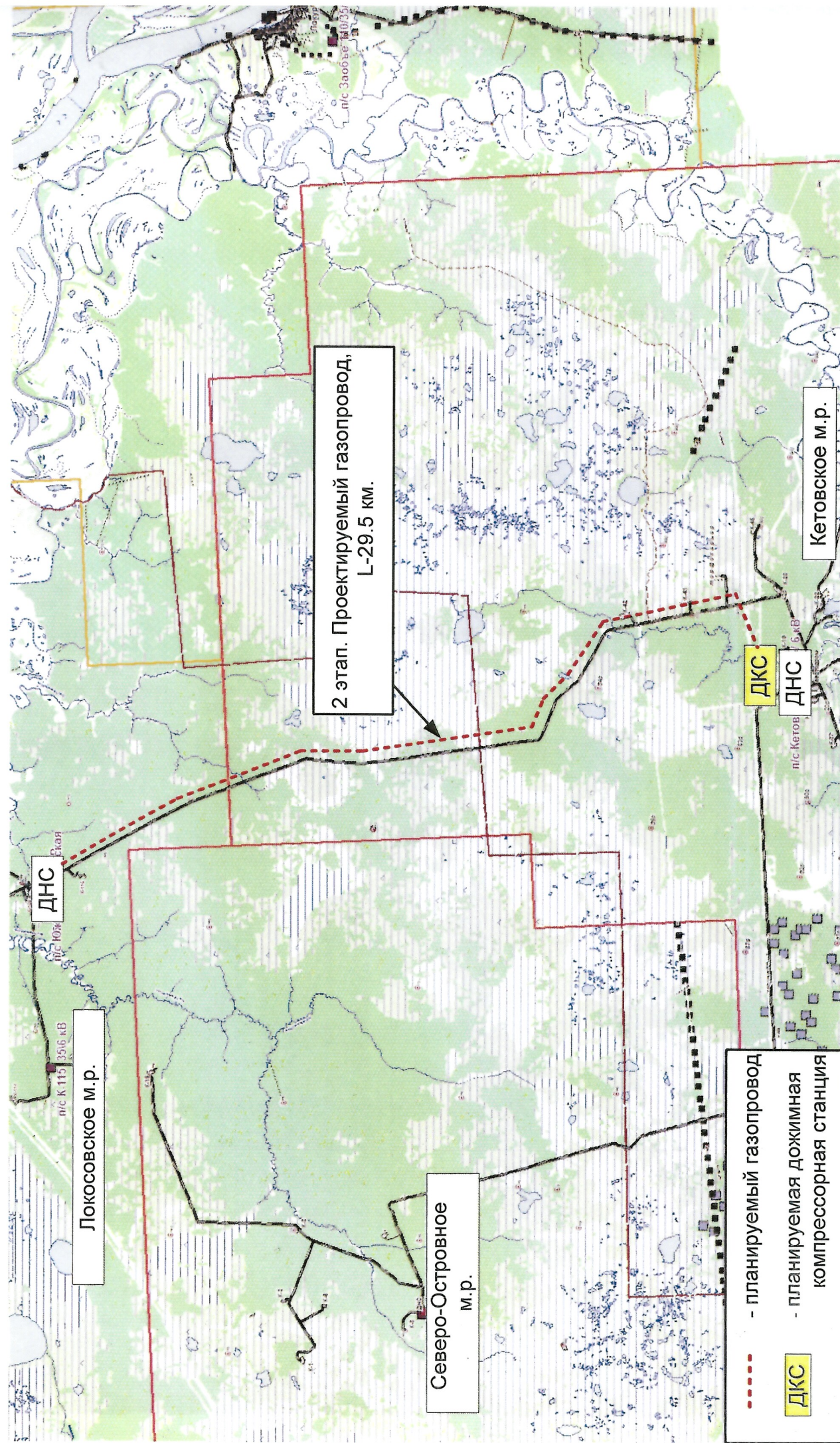


Схема нефтегазопровода «ДКС Кетовского месторождения - ВЦТП»

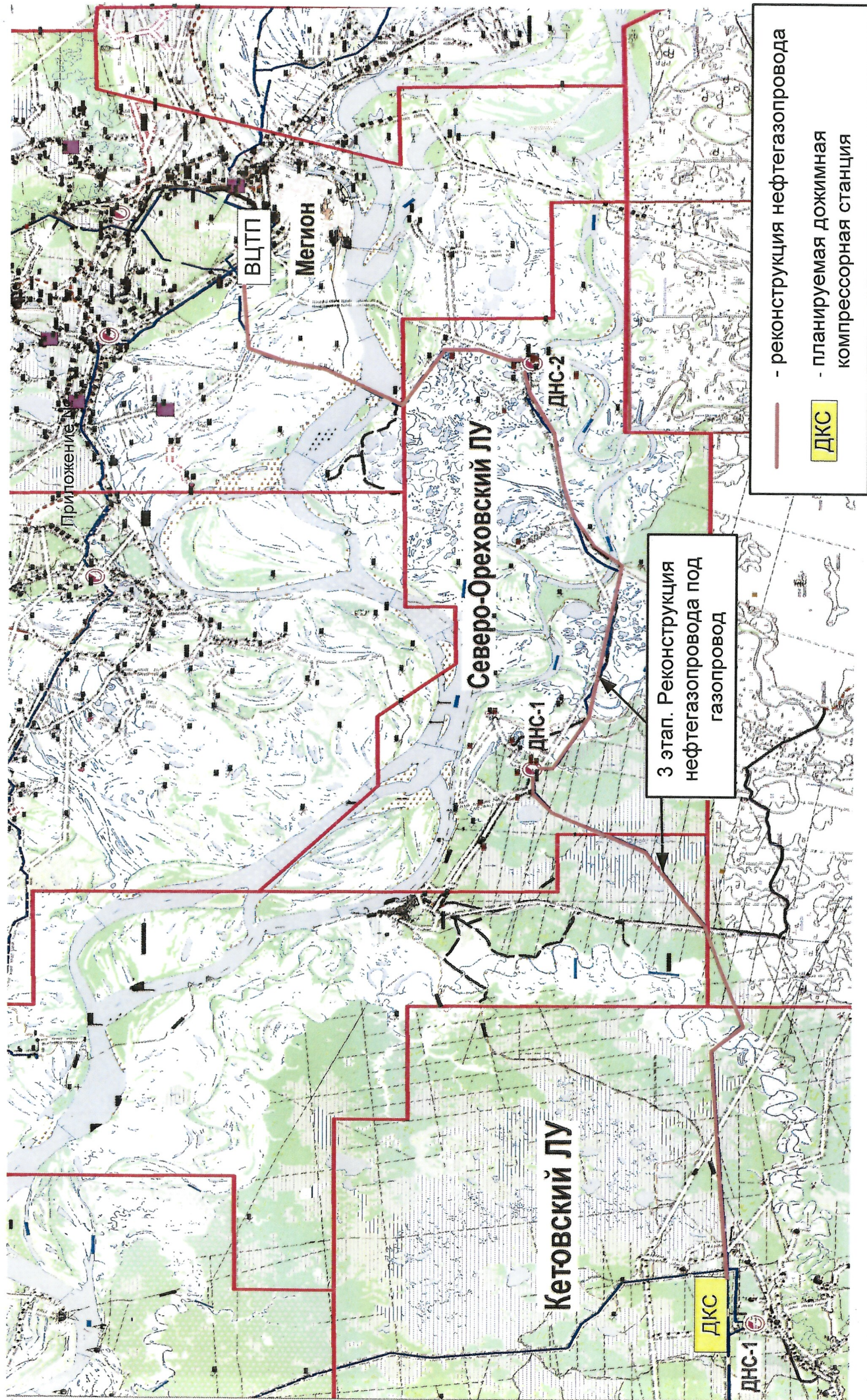
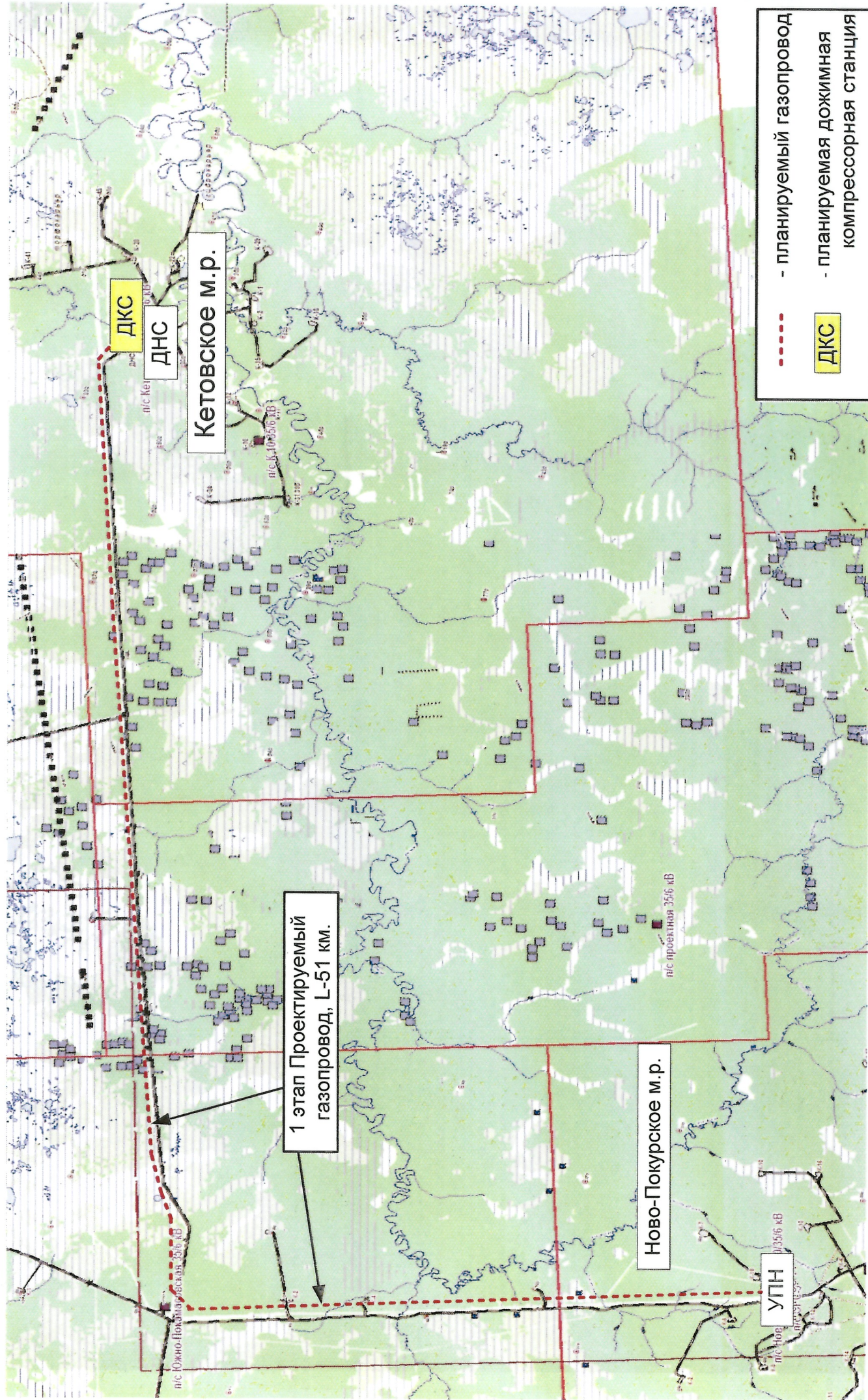


Схема газопровода
«УПН Ново-Покурского месторождения – ДКС Кетовского месторождения»





Зр. 12

Открытое Акционерное Общество
"Славнефть – Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА

ул. Кузьмина д. 51, город Мегион, ХМАО – Югра, 628684
тел.: (34643) 4 – 67 – 04, факс: (34643) 4 – 61–97

" 30 " октября 2014 г.
На № 115-113

№ 14-15-1078
от " 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 115-218.6
3110.14

Итого 20.15 - 2017
30.10.2017

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

расчет от 18.10.2014 г.	2015 год	2016 год	2017 год	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.
Итого по ОАО "СНМНГ"	13300,035	14327,414	13974,518	13805,840	13832,828	13909,747	13031,397	12486,142	11973,207	11538,535	11058,015	10762,077	10521,369	10282,109	9980,784	9679,566	9391,940	9128,437	8825,217	8559,650
1. Добыча нефти, тонн	13300,035	14327,414	13974,518	13805,840	13832,828	13909,747	13031,397	12486,142	11973,207	11538,535	11058,015	10762,077	10521,369	10282,109	9980,784	9679,566	9391,940	9128,437	8825,217	8559,650
2. Газовый фактор	85,702	85,817	85,485	84,843	85,568	86,316	86,254	86,238	86,110	85,044	83,918	82,894	81,927	80,972	80,026	79,080	78,134	77,188	76,242	75,296
3. Резерв газа, млн.м³	1005,238	958,750	928,818	917,577	907,480	902,577	893,387	887,038	881,545	876,024	870,474	864,924	859,374	853,824	848,274	842,724	837,174	831,624	826,074	820,524
4. Добыча газа, млн.м³	976,124	978,024	982,487	971,700	962,108	957,448	950,219	943,088	935,957	928,826	921,695	914,564	907,433	899,302	891,171	883,040	874,909	866,778	858,647	850,516
5. Итого поставка газа, млн.м³	867,452	894,958	898,675	897,827	848,277	843,318	806,825	772,625	739,464	711,803	690,370	662,303	647,042	632,049	617,056	602,063	587,070	572,077	557,084	542,091
5.1. ПОСТАВКА СТОРОННИМ, млн.м³	857,758	838,141	828,477	801,214	800,237	535,137	497,502	468,040	443,065	422,298	398,245	385,790	377,225	369,927	353,961	340,770	328,753	316,699	305,937	292,349
5.1.1. Газ на ГПС, млн.м³	848,439	825,535	813,473	800,028	800,103	524,023	486,468	458,006	432,471	411,164	388,111	375,656	368,081	355,793	342,827	328,576	317,598	305,565	292,803	281,215
5.1.2. Отпуск сторонним, млн.м³	11,323	10,595	10,004	10,585	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134	11,134
5.2. "Теплоэнергетика", котельные	10,743	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 "Газпромнефть-Хантос", ТХУ	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560
5.2. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ, млн.м³	203,554	228,817	239,188	259,813	260,040	308,191	309,023	304,585	298,505	291,725	281,725	275,713	270,717	265,122	260,038	254,210	247,743	242,822	236,397	230,568
5.2.1. Газ на ТХУ	75,297	81,202	84,327	91,107	91,314	60,745	60,573	61,216	60,953	55,686	56,631	56,023	55,637	55,643	56,547	56,301	55,082	54,842	54,406	54,059
5.2.2. Газ на выработку электроэнергии	128,357	147,615	154,871	168,706	168,726	247,446	248,450	243,369	237,551	236,039	225,094	219,690	214,080	209,478	203,490	197,909	192,666	187,940	181,981	176,509
Газ на ГПС	84,333	82,122	83,452	83,023	104,370	126,264	133,044	134,317	131,268	128,507	125,451	122,026	120,884	116,513	115,189	112,109	109,060	106,347	102,668	100,235
Газ на ГЭС	74,024	105,483	97,410	107,303	102,356	121,132	114,958	109,032	103,620	105,312	99,843	96,161	93,176	90,995	88,300	85,800	83,378	81,533	79,283	76,274
6. ПОТЕРИ, ВСЕГО, млн.м³	143,826	93,793	60,143	59,760	59,203	58,259	58,762	54,413	52,081	50,121	47,948	46,654	45,630	44,582	43,239	41,869	40,597	39,406	38,057	36,834
6.1. Транспортировка, млн.м³	14,712	14,067	13,812	13,873	13,831	14,130	13,564	13,061	12,505	12,026	11,504	11,106	10,651	10,700	10,378	10,059	9,746	9,481	9,130	8,847
6.2. Сож. факелов, млн.м³	129,114	79,726	46,331	45,887	45,372	44,129	45,188	41,352	39,576	38,095	36,444	35,438	34,678	33,882	32,861	31,840	30,851	29,945	28,918	27,987
7. Коэффициент использования	87,2	91,7	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Начальник ДПНГ

А. В. Кушин



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

Зл. 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.) 5БП 2015-2019гг. с прогнозом на расчетный период.

С уважением,

М. А. Кузнецов

Горбань А.М.
46530

Зл. 10.10.14

Вс. 10.10.14

Расчет добычи нефти на 2014-2034 г.г. по месторождениям ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"

№	Ис. инв.	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Добыча нефти																								
1	Метанол	тыст	1 001,387	911,072	853,635	894,551	799,231	761,132	716,081	645,993	624,235	598,240	588,145	580,560	570,635	565,134	537,625	530,694	603,937	485,148	470,149			
2	Бензол (с2-4)	тыст	174,917	125,994	109,855	94,908	74,248	72,838	63,838	45,597	43,421	42,603	41,895	40,948	41,890	43,247	42,212	41,409	39,978	42,553	45,72			
3	Мазут	тыст	124,846	119,440	109,855	94,908	74,248	72,838	63,838	45,597	43,421	42,603	41,895	40,948	41,890	43,247	42,212	41,409	39,978	42,553	45,72			
4	Атмосферное	тыст	1 181,451	1 030,674	963,486	894,466	814,386	761,132	716,081	645,993	624,235	598,240	588,145	580,560	570,635	565,134	537,625	530,694	603,937	485,148	470,149			
5	Южно-Атмосферное	тыст	1 181,451	1 030,674	963,486	894,466	814,386	761,132	716,081	645,993	624,235	598,240	588,145	580,560	570,635	565,134	537,625	530,694	603,937	485,148	470,149			
6	Полно-Полноосное	тыст	572,346	504,439	459,536	409,516	364,759	324,459	284,459	244,459	204,459	164,459	124,459	84,459	44,459	4,459	4,459	4,459	4,459	4,459	4,459			
7	Полно-Полноосное	тыст	47,246	41,459	36,459	31,459	26,459	21,459	16,459	11,459	6,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459			
8	Полно-Полноосное	тыст	47,246	41,459	36,459	31,459	26,459	21,459	16,459	11,459	6,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459			
9	Сверх-Полноосное	тыст	109,855	94,908	85,908	76,908	67,908	58,908	49,908	40,908	31,908	22,908	13,908	4,908	4,908	4,908	4,908	4,908	4,908	4,908	4,908			
10	Кислотное	тыст	1 181,451	1 030,674	963,486	894,466	814,386	761,132	716,081	645,993	624,235	598,240	588,145	580,560	570,635	565,134	537,625	530,694	603,937	485,148	470,149			
11	Западно-Атмосферное	тыст	238,236	208,236	188,236	168,236	148,236	128,236	108,236	88,236	68,236	48,236	28,236	8,236	8,236	8,236	8,236	8,236	8,236	8,236	8,236			
12	Западно-Атмосферное	тыст	43,908	38,908	33,908	28,908	23,908	18,908	13,908	8,908	3,908	3,908	3,908	3,908	3,908	3,908	3,908	3,908	3,908	3,908	3,908			
13	Атмосферное	тыст	518,275	458,275	408,275	358,275	308,275	258,275	208,275	158,275	108,275	58,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275			
14	Чистое	тыст	235,257	205,257	185,257	165,257	145,257	125,257	105,257	85,257	65,257	45,257	25,257	25,257	25,257	25,257	25,257	25,257	25,257	25,257	25,257			
15	Западно-Угн-Бомосное	тыст	1 307,796	1 151,715	1 071,938	971,088	887,433	811,487	741,584	675,938	614,864	563,356	519,266	480,592	446,848	417,512	392,337	371,512	351,512	331,512	311,512			
16	Южно-Огнорное	тыст	30,483	26,483	22,483	18,483	14,483	10,483	6,483	2,483	2,483	2,483	2,483	2,483	2,483	2,483	2,483	2,483	2,483	2,483	2,483			
17	Сверх-Атмосферное	тыст																						
Итого Атмосфер. ИТУ																								
1	Бензол	тыст	1 680,285	1 460,857	1 325,838	1 409,857	1 251,476	1 204,624	1 107,979	945,328	914,132	871,156	845,116	820,240	800,240	780,240	760,240	740,240	720,240	700,240	680,240			
2	Сверх-Полноосное	тыст	251,476	214,916	194,916	174,916	154,916	134,916	114,916	94,916	74,916	54,916	34,916	14,916	14,916	14,916	14,916	14,916	14,916	14,916	14,916			
3	Другое ИТУ	тыст	124,846	119,440	109,855	94,908	74,248	72,838	63,838	45,597	43,421	42,603	41,895	40,948	41,890	43,247	42,212	41,409	39,978	42,553	45,72			
4	Кислотное	тыст	73,34	65,34	57,34	49,34	41,34	33,34	25,34	17,34	9,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34			
5	Сверх-Огнорное	тыст	113,431	101,407	90,383	79,359	68,335	57,311	46,287	35,263	24,239	13,215	2,191	2,191	2,191	2,191	2,191	2,191	2,191	2,191	2,191			
6	Атмосферное	тыст	1 181,451	1 030,674	963,486	894,466	814,386	761,132	716,081	645,993	624,235	598,240	588,145	580,560	570,635	565,134	537,625	530,694	603,937	485,148	470,149			
7	Южно-Атмосферное	тыст	1 181,451	1 030,674	963,486	894,466	814,386	761,132	716,081	645,993	624,235	598,240	588,145	580,560	570,635	565,134	537,625	530,694	603,937	485,148	470,149			
8	Полно-Полноосное	тыст	572,346	504,439	459,536	409,516	364,759	324,459	284,459	244,459	204,459	164,459	124,459	84,459	44,459	4,459	4,459	4,459	4,459	4,459	4,459			
9	Полно-Полноосное	тыст	47,246	41,459	36,459	31,459	26,459	21,459	16,459	11,459	6,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459			
10	Сверх-Полноосное	тыст	109,855	94,908	85,908	76,908	67,908	58,908	49,908	40,908	31,908	22,908	13,908	4,908	4,908	4,908	4,908	4,908	4,908	4,908	4,908			
11	Кислотное	тыст	1 181,451	1 030,674	963,486	894,466	814,386	761,132	716,081	645,993	624,235	598,240	588,145	580,560	570,635	565,134	537,625	530,694	603,937	485,148	470,149			
12	Западно-Атмосферное	тыст	238,236	208,236	188,236	168,236	148,236	128,236	108,236	88,236	68,236	48,236	28,236	8,236	8,236	8,236	8,236	8,236	8,236	8,236	8,236			
13	Атмосферное	тыст	518,275	458,275	408,275	358,275	308,275	258,275	208,275	158,275	108,275	58,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275			
14	Чистое	тыст	235,257	205,257	185,257	165,257	145,257	125,257	105,257	85,257	65,257	45,257	25,257	25,257	25,257	25,257	25,257	25,257	25,257	25,257	25,257			
Итого Атмосфер. ИТУ																								
1	Бензол	тыст	1 680,285	1 460,857	1 325,838	1 409,857	1 251,476	1 204,624	1 107,979	945,328	914,132	871,156	845,116	820,240	800,240	780,240	760,240	740,240	720,240	700,240	680,240			
2	Сверх-Полноосное	тыст	251,476	214,916	194,916	174,916	154,916	134,916	114,916	94,916	74,916	54,916	34,916	14,916	14,916	14,916	14,916	14,916	14,916	14,916	14,916			
3	Другое ИТУ	тыст	124,846	119,440	109,855	94,908	74,248	72,838	63,838	45,597	43,421	42,603	41,895	40,948	41,890	43,247	42,212	41,409	39,978	42,553	45,72			
4	Кислотное	тыст	73,34	65,34	57,34	49,34	41,34	33,34	25,34	17,34	9,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34			
5	Сверх-Огнорное	тыст	113,431	101,407	90,383	79,359	68,335	57,311	46,287	35,263	24,239	13,215	2,191	2,191	2,191	2,191	2,191	2,191	2,191	2,191	2,191			
6	Атмосферное	тыст	1 181,451	1 030,674	963,486	894,466	814,386	761,132	716,081	645,993	624,235	598,240	588,145	580,560	570,635	565,134	537,625	530,694	603,937	485,148	470,149			
7	Южно-Атмосферное	тыст	1 181,451	1 030,674	963,486	894,466	814,386	761,132	716,081	645,993	624,235	598,240	588,145	580,560	570,635	565,134	537,625	530,694	603,937	485,148	470,149			
8	Полно-Полноосное	тыст	572,346	504,439	459,536	409,516	364,759	324,459	284,459	244,459	204,459	164,459	124,459	84,459	44,459	4,459	4,459	4,459	4,459	4,459	4,459			
9	Полно-Полноосное	тыст	47,246	41,459	36,459	31,459	26,459	21,459	16,459	11,459	6,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459			
10	Сверх-Полноосное	тыст	109,855	94,908	85,908	76,908	67,908	58,908	49,908	40,908	31,908	22,908	13,908	4,908	4,908	4,908	4,908	4,908	4,908	4,908	4,908			
11	Кислотное	тыст	1 181,451	1 030,674	963,486	894,466	814,386	761,132	716,081	645,993	624,235	598,240	588,145	580,560	570,635	565,134	537,625	530,694	603,937	485,148	470,149			
12	Западно-Атмосферное	тыст	238,236	208,236	188,236	168,236	148,236	128,236	108,236	88,236	68,236	48,236	28,236	8,236	8,236	8,236	8,236	8,236	8,236	8,236	8,236			
13	Атмосферное	тыст	518,275	458,275	408,275	358,275	308,275	258,275	208,275	158,275	108,275	58,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275	8,275			
14	Чистое	тыст	235,257	205,257	185,257	165,257	145,257	125,257	105,257	85,257	65,257	45,257	25,257	25,257	25,257	25,257	25,257	25,257	25,257	25,257	25,257			
Итого Атмосфер. ИТУ																								
1	Бензол	тыст	1 680,285	1 460,857	1 325,838	1 409,857	1 251,476	1 204,624	1 107,979	945,328	914,132	871,156	845,116	820,240	800,240	780,240	760,240	740,240	720,240	700,240	680,240			
2	Сверх-Полноосное	тыст	251,476	214,916	194,916	174,916	154,916	134,916	114,916	94,916	74,916	54,916	34,916	14,916	14,916	14,916	14,916	14,916	14,916	14,916	14,916			
3	Другое ИТУ	тыст	124,846	119,440	109,855	94,908	74,248	72,838	63,838	45,597	43,421	42,603	41,895	40,948	41,890	43,247	42,212	41,409	39,978	42,553	45,72			
4	Кислотное</																							

№	Месторождение	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	Заклада																						
1	Мегонинское	13 783,869	13 373,024	13 302,636	13 370,107	13 597,630	13 566,146	13 444,126	13 460,317	13 173,377	11 530,574	11 534,601	11 073,237	10 994,112	10 496,444	9 775,507	9 689,605	9 464,973	9 277,656	9 037,027	8 797,065	8 517,062	8 197,065
2	Мегонинское (4144)	17,660	18,238	18,000	18,238	18,238	16,470	14,000	13,775	10,980	9,480	9,484	8,743	8,443	7,943	7,507	7,316	7,084	6,843	6,597	6,352	6,107	5,862
3	Атланское	50 383,012	48 565,113	48 565,113	47 566,706	46 464,014	45 108,914	43 413,298	41 809,944	40 207,771	38 710,893	36 853,520	34 935,545	33 442,772	31 951,497	30 459,805	29 052,731	27 727,718	26 484,316	25 331,200	24 268,088	23 294,976	22 411,864
4	Южно-Атланское	5 511,151	4 894,838	4 754,149	4 478,608	4 355,214	4 108,853	4 009,843	3 830,907	3 691,125	3 584,991	3 455,915	3 314,332	3 178,000	3 064,555	2 976,179	2 903,066	2 841,255	2 789,609	2 747,964	2 706,319	2 664,674	2 623,029
5	Южно-Панаминское	1 964,396	3 468,854	4 105,512	4 333,783	4 460,212	4 447,702	4 332,344	4 260,845	4 194,157	4 107,596	3 998,604	3 668,451	3 160,912	3 246,602	3 166,665	3 075,688	3 014,339	2 961,279	2 908,219	2 855,159	2 802,099	2 749,039
6	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
7	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
8	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
9	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
10	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
11	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
12	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
13	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
14	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
15	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
16	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
17	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
18	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
19	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
20	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
21	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
22	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
23	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
24	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
25	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
26	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
27	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
28	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
29	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
30	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
31	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
32	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
33	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
34	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
35	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
36	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
37	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446	1 252,446	1 086,446	920,446	754,446	588,446	422,446	256,446	90,446	-
38	Скоро-Орловское	1 724,880	1 754,956	1 996,214	2 202,411	2 351,758	2 385,491	2 301,641	2 202,166	2 066,800	1 909,736	1 750,736	1 584,446	1 418,446									

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

Ново-Посурское м.р.		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		694,439	651,259	594,523	552,176	499,515	466,779	460,237	435,443	413,407	393,227	372,433	360,000	340,541	338,695	338,484	338,113	338,085	338,113	338,085	338,113
2. Ресурсы газа, млн.м3		33,848	35,471	36,973	38,570	40,177	41,780	43,383	44,986	46,589	48,192	49,795	51,398	52,999	54,602	56,205	57,808	59,411	61,014	62,617	64,220
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Южно-Токмакская м.р.		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		41,349	34,730	29,953	26,265	22,547	19,000	15,453	11,906	8,359	4,812	1,260	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2. Ресурсы газа, млн.м3		1,765	1,474	1,271	1,069	0,867	0,665	0,463	0,261	0,059	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Ачинское м.р.		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		493,981	516,106	490,513	493,519	504,042	484,770	448,981	416,305	393,924	372,591	353,308	332,164	312,200	312,580	302,844	292,236	282,696	274,793	265,108	255,430
2. Ресурсы газа, млн.м3		32,355	33,536	32,295	32,249	33,045	31,781	29,375	27,457	25,825	24,414	23,180	22,135	21,517	20,755	19,854	18,933	18,016	17,101	16,186	15,271
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Чистинское м.р.		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		203,225	173,842	152,481	135,721	123,434	119,675	113,964	109,119	104,268	100,415	96,566	92,716	88,866	85,016	81,166	77,316	73,466	69,616	65,766	61,916
2. Ресурсы газа, млн.м3		16,604	14,203	12,458	11,089	10,065	9,176	8,311	7,475	6,661	5,875	5,116	4,381	3,666	2,971	2,296	1,641	1,006	0,391	0,000	0,000
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Островское м.р.		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		65,021	53,396	47,096	42,095	37,540	33,433	29,869	26,848	24,322	22,286	20,641	19,376	18,491	17,991	17,806	17,921	18,036	18,151	18,266	18,381
2. Ресурсы газа, млн.м3		4,508	3,537	3,107	2,601	2,199	1,860	1,593	1,382	1,224	1,116	1,041	986	941	896	851	806	761	716	671	626
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Южно-Остробельское м.р.		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2. Ресурсы газа, млн.м3		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котловское м.р.		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		131,318	129,950	127,547	125,042	122,537	120,032	117,527	115,022	112,517	110,012	107,507	105,002	102,497	100,000	97,500	95,000	92,500	90,000	87,500	85,000
2. Ресурсы газа, млн.м3		11,271	10,777	10,283	9,789	9,295	8,801	8,307	7,813	7,319	6,825	6,331	5,837	5,343	4,849	4,355	3,861	3,367	2,873	2,379	1,885
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3		9,827	9,355	8,883	8,411	7,939	7,467	6,995	6,523	6,051	5,579	5,107	4,635	4,163	3,691	3,219	2,747	2,275	1,803	1,331	859
С-Ореховское м.р. (ИНС-1)		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		23,277	21,147	19,644	18,483	17,322	16,161	15,000	13,839	12,678	11,517	10,356	9,195	8,034	6,873	5,712	4,551	3,390	2,229	1,068	0,000
2. Ресурсы газа, млн.м3		1,765	2,023	2,281	2,539	2,797	3,055	3,313	3,571	3,829	4,087	4,345	4,603	4,861	5,119	5,377	5,635	5,893	6,151	6,409	6,667
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3		1,058	1,281	1,504	1,727	1,950	2,173	2,396	2,619	2,842	3,065	3,288	3,511	3,734	3,957	4,180	4,403	4,626	4,849	5,072	5,295
С-Ореховское м.р. (ИНС-2)		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		103,680	89,447	85,970	85,005	84,040	83,075	82,110	81,145	80,180	79,215	78,250	77,285	76,320	75,355	74,390	73,425	72,460	71,495	70,530	69,565
2. Ресурсы газа, млн.м3		7,727	6,666	6,631	6,335	5,988	5,743	5,497	5,251	5,005	4,759	4,513	4,267	4,021	3,775	3,529	3,283	3,037	2,791	2,545	2,299
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3		7,147	6,165	6,132	5,836	5,539	5,242	4,945	4,648	4,351	4,054	3,757	3,460	3,163	2,866	2,569	2,272	1,975	1,678	1,381	1,084
Северо-Остробельское м.р. (Баз)		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		156,607	94,568	160,084	247,158	234,327	270,377	267,084	264,104	261,124	258,144	255,164	252,184	249,204	246,224	243,244	240,264	237,284	234,304	231,324	228,344
2. Ресурсы газа, млн.м3		6,842	4,132	5,994	10,799	10,238	11,511	11,666	11,539	11,405	11,271	11,137	11,003	10,869	10,735	10,601	10,467	10,333	10,199	10,065	9,931
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Южно-Лоповское м.р.		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		158,834	120,880	96,668	79,621	63,882	63,245	62,608	61,971	61,334	60,697	60,060	59,423	58,786	58,149	57,512	56,875	56,238	55,601	54,964	54,327
2. Ресурсы газа, млн.м3		9,366	7,110	5,700	4,865	4,014	3,279	2,544	1,809	1,074	0,339	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Поманское м.р.		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн		71,161	193,133	237,205	242,966	252,161	261,356	270,551	279,746	288,941	298,136	307,331	316,526	325,721	334,916	344,111	353,306	362,501	371,696	380,891	390,086
2. Ресурсы газа, млн.м3		5,112	16,259	20,082	20,860	21,638	22,416	23,194	23,972	24,750	25,528	26,306	27,084	27,862	28,640	29,418	30,196	30,974	31,752	32,530	33,308
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

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

Ново-Горское м.р.																						
1. Добыча нефти, тыс.тн																						
604,439	631,239	694,226	631,176	609,516	486,419	460,237	434,443	412,407	392,127	377,633	360,000	350,441	338,043	324,484	308,113	293,088	279,209	265,236	241,899	219,999	204,999	
2. Реурсы газа, млн.м3																						
33,849	36,671	32,283	29,870	27,973	26,773	26,773	26,773	26,773	26,773	26,773	26,773	26,773	26,773	26,773	26,773	26,773	26,773	26,773	26,773	26,773	26,773	
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3																						
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Южно-Полыновское м.р.																						
1. Добыча нефти, тыс.тн																						
41,349	34,230	29,963	26,265	24,247	20,400	27,213	25,472	22,650	20,546	18,968	18,002	19,382	19,811	20,987	20,407	19,203	17,825	16,577	15,719	15,719	15,719	
2. Реурсы газа, млн.м3																						
1,765	1,474	1,271	1,199	1,199	1,205	1,165	1,081	0,981	0,872	0,805	0,802	0,818	0,841	0,891	0,868	0,819	0,766	0,703	0,697	0,697	0,697	
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3																						
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Южно-Полыновское м.р.																						
1. Добыча нефти, тыс.тн																						
493,981	516,106	492,613	489,519	500,642	484,770	448,061	418,505	398,924	372,391	352,808	339,164	323,200	316,880	302,844	292,226	282,656	274,793	265,206	254,449	244,449	244,449	
2. Реурсы газа, млн.м3																						
32,385	33,886	32,085	32,289	33,045	31,781	29,376	27,437	25,625	24,414	23,150	22,235	21,817	20,768	19,884	19,189	18,533	18,016	17,387	16,748	16,748	16,748	
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3																						
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Чертановское м.р.																						
1. Добыча нефти, тыс.тн																						
203,225	173,842	152,481	135,721	123,434	113,675	109,119	104,268	100,415	96,356	94,855	93,798	93,044	91,640	89,942	87,661	85,677	82,876	79,576	75,976	72,976	72,976	
2. Реурсы газа, млн.м3																						
18,604	14,203	12,458	11,009	10,085	9,778	9,311	8,915	8,619	8,204	7,813	7,402	7,064	6,802	6,500	6,224	5,971	5,731	5,504	5,274	5,044	4,814	
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3																						
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Остринское м.р.																						
1. Добыча нефти, тыс.тн																						
66,021	53,956	47,096	42,095	37,540	35,433	33,969	32,408	30,809	29,172	27,766	26,492	25,351	24,241	23,156	22,096	21,061	20,051	19,065	18,079	17,093	16,107	
2. Реурсы газа, млн.м3																						
4,506	3,637	3,107	2,611	2,199	1,860	1,583	1,322	1,078	842,020	582,578	5,815	5,895	5,808	5,730	5,653	5,576	5,500	5,424	5,348	5,272	5,196	
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3																						
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Южно-Остринское м.р.																						
1. Добыча нефти, тыс.тн																						
0,000	30,743	144,934	197,208	203,587	196,578	186,578	176,511	165,902	154,879	144,796	135,296	126,336	117,937	109,616	101,338	93,081	84,847	76,619	68,391	60,163	51,935	
2. Реурсы газа, млн.м3																						
0,000	2,278	10,741	14,669	15,087	14,616	14,568	15,034	15,111	14,691	14,272	13,847	13,424	13,003	12,578	12,153	11,728	11,303	10,878	10,453	10,028	9,603	
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3																						
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Кедровское м.р.																						
1. Добыча нефти, тыс.тн																						
131,318	219,959	227,547	207,012	199,996	214,316	205,682	198,197	189,996	178,591	175,656	171,997	167,215	164,101	160,904	157,203	153,483	149,608	145,880	142,155	138,430	134,705	
2. Реурсы газа, млн.м3																						
11,211	18,777	18,426	17,873	17,074	16,288	15,520	14,761	14,011	13,261	12,511	11,761	11,011	10,261	9,511	8,761	8,011	7,261	6,511	5,761	5,011	4,261	
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3																						
9,927	10,355	17,527	15,906	15,351	15,675	15,300	15,209	14,911	14,445	13,922	13,844	13,428	13,338	12,916	12,516	12,108	11,655	11,261	10,867	10,473	10,079	
С-Орловское м.р. (ДНС-1)																						
1. Добыча нефти, тыс.тн																						
23,777	27,147	19,644	18,483	19,095	18,444	17,267	16,025	15,695	14,930	14,400	13,566	12,469	11,703	10,706	9,876	9,144	8,414	7,684	6,954	6,224	5,494	
2. Реурсы газа, млн.м3																						
1,768	2,023	1,484	1,378	1,423	1,375	1,287	1,224	1,170	1,113	1,078	1,100	1,227	1,289	1,320	1,347	1,309	1,298	1,289	1,289	1,289	1,289	
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3																						
1,056	1,291	0,774	0,894	0,736	0,691	0,611	0,562	0,503	0,448	0,418	0,493	0,660	0,613	0,641	0,668	0,631	0,620	0,613	0,613	0,613	0,613	
С-Орловское м.р. (ДНС-2)																						
1. Добыча нефти, тыс.тн																						
105,680	89,447	86,970	85,005	80,313	77,052	73,357	70,483	67,709	64,585	62,192	60,993	59,638	58,283	56,938	55,616	54,347	53,147	51,987	50,827	49,667	48,507	
2. Реурсы газа, млн.м3																						
7,727	6,688	6,631	6,335	5,986	5,743	5,497	5,251	5,009	4,713	4,435	4,148	4,444	4,344	4,218	4,100	3,989	3,866	3,735	3,614	3,493	3,372	
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3																						
7,147	6,166	6,132	5,889	5,538	5,312	5,055	4,837	4,633	4,451	4,288	4,208	4,110	4,018	3,901	3,792	3,671	3,566	3,454	3,343	3,232	3,121	
Северо-Остринское м.р. (баз.)																						
1. Добыча нефти, тыс.тн																						
156,607	94,568	160,084	247,158	234,327	270,327	267,004	264,104	261,043	277,905	271,683	265,395	259,778	255,674	249,785	243,953	239,057	234,820	230,112	225,167	220,222	215,277	
2. Реурсы газа, млн.м3																						
6,842	4,132	6,984	10,799	10,236	11,811	11,686	11,539	11,405	12,142	11,870	11,695	11,530	11,360	11,171	10,912	10,668	10,448	10,259	10,064	9,869	9,674	
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3																						
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Южно-Полыновское м.р.																						
1. Добыча нефти, тыс.тн																						
158,334	120,580	96,668	79,621	68,082	63,245	62,766	60,722	58,555	56,041	54,956	53,917	52,913	51,949	50,929	49,842	48,692	47,481	46,214	44,943	43,674	42,405	
2. Реурсы газа, млн.м3																						
9,366	7,110	5,700	4,696	4,014	3,729	3,701	3,654	3,451	3,422	3,422	3,378	3,278	3,289	3,277	3,237	3,209	3,097	2,967	2,837	2,707	2,577	
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3																						
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Полыновское м.р.																						
1. Добыча нефти, тыс.тн																						
72,161	193,133	237,205	242,566	252,161	262,719	275,929	289,719	275,929	270,089	264,414	248,798	243,564	238,707	233,859	227,779	222,609	218,540	214,507	209,474	204,441	199,405	
2. Реурсы газа, млн.м3																						
6,112	16,369	20,092	20,860	21,359	23,390	23,245	23,818	23,353	22,977	21,649	21,074	20,614	20,219	19,784	19,323	18,872	18,431	17,985	17,538	17,091	16,644	
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3																						
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	

Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371

TotalChrom version 6.2.2

18.03.2014

Дата анализа: 20.03.2014

Дата отбора пробы:

Место отбора пробы: ДНС Кетовского к/р

Наименование пробы:

Номер пробы:

Жданов 44332

№ п.п.	Компонент	№1 мол %	№2 мол %	г мол %	г° мол %	Хср. мол %	Ук мол %	Хср. об %	Хср. масс %	г (уд/неуд)
1	O2	0.0100	0.0120	0.0020	0.0310	0.0110	0.0019	0.0111	0.0114	УА
2	N2	1.0980	1.1060	0.0960	0.0798	1.1020	0.0454	1.1157	0.9995	УА
3	CO2	1.0430	1.0630	0.0200	0.0717	1.0530	0.0644	1.0608	1.5004	УА
4	Метан	58.9930	58.7530	0.2400	0.5567	58.8730	0.7791	59.5104	30.5764	УА
5	Этан	5.7600	5.7870	0.0270	0.1847	5.7735	0.2312	5.8003	5.6206	УА
6	Пропан	14.3280	14.3320	0.0040	0.4072	14.3300	0.8600	14.2718	20.4582	УА
7	н-Бутан	3.2770	3.3530	0.0760	0.1452	3.3150	0.1991	3.2599	6.2360	УА
8	и-Бутан	7.3520	7.4440	0.0920	0.3026	7.3980	0.4441	7.2541	13.9212	УА
9	н-Пентан	2.0550	2.0550	0.0000	0.0936	2.0550	0.1235	1.9834	4.8002	УА
10	и-Пентан	2.4610	2.4610	0.0000	0.1114	2.4610	0.1479	2.3553	5.7489	УА
11	Гексаны+	3.6230	3.6340	0.0110	0.0988	3.6285	0.2180	3.3771	10.1235	УА
СУММА		100.0000	100.0000	0.0110	0.0988	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	

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


C:\TotalChrom\Data\FilesData-20140320-140145.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	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	64.12	70.19	59.58	65.11	58.54	63.95
число Воббе, МДж/м3	61.78	67.63	57.47	62.81		
Относительная плотность	1.0772		1.0747			
Тплотность, кг/м3	1.3935		1.2981			
Молярная масса, г/моль	33.89					
Содержание целевых компонентов C3+			793.76			
Содержание целевых компонентов C5+			267.73			

Выполнил лаборант:

Гаг О.А.

Подпись: 

Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371

TotalChrom version 6.3.2

Дата анализа: 24.08.2014

Место сбора пробы: АНГДУ ДНС Любере

Наименование пробы: ФНД

отобран

№ п.п.	Компонент	№1 мол. %	№2 мол. %	г мол. %	г' мол. %	Хср. мол. %	Ух мол. %	Хср. об. %	Хср. масс. %	г (уднел)
1	О2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0252	0.0000	0.0012	0.0000	0.0000	г/г
2	Н2	0.0050	0.2460	0.0590	0.0792	0.2755	0.0123	0.2909	0.1832	г/г
3	СО2	1.7020	1.0680	0.0360	0.0717	1.0942	0.0062	1.0996	1.1638	г/г
4	Метан	21.5030	31.7880	0.4820	0.5572	31.5410	1.2901	32.1977	32.4087	г/г
5	Этан	8.8680	8.7500	0.1160	0.1647	8.8980	1.3528	8.9106	8.4945	г/г
6	Пропан	20.5320	26.3230	0.7590	0.4072	26.4525	1.5674	26.5287	26.6021	г/г
7	н-Бутан	5.7180	5.7120	0.0960	0.1452	5.7180	0.3431	5.6592	5.1149	г/г
8	и-Бутан	13.5270	13.5000	0.0730	0.3023	13.5635	0.8141	13.3653	19.3305	г/г
9	н-Пентан	3.7010	3.7590	0.0580	0.0936	3.7300	0.2240	3.6251	5.6888	г/г
10	и-Пентан	4.6300	4.6640	0.1260	0.1484	4.6270	0.2779	4.4591	3.1057	г/г
11	Гейзаны+	4.2050	4.1950	0.0110	0.0369	4.2016	0.2573	3.9267	0.0750	г/г
СУММА		100.0000	100.0000			100.0000		100.0000	100.0000	

C:\TotalChrom\Data Files\data-2014\0624-594441.TXT
C:\TotalChrom\Data Files\data-2014\0624-130251.TXT

Расчет теплотехнических параметров газа по ГОСТ 31369

	0°С		20°С		25°С	
	нижнее	верхнее	нижнее	верхнее	нижнее	верхнее
Молярная теплота сгорания, кДж/моль	1988.21	2635.56	1867.75	2031.95	1867.85	2031.05
Молярная теплота сгорания, МДж/моль	45.81	49.01	45.80	49.02	45.59	49.00
Объемная теплота сгорания, МДж/м³	95.08	102.58	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	1.6520		1.7210			
Молярная масса, кг/моль		40.78				
Средняя молярная масса, кг/моль		1572.72				
Средняя молярная масса, кг/моль		407.34				

Эксперт: А.А.А.А.

Газ: С.А.

Подпись: 

Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371

TotalChrom version 6.3.2

Дата отбора пробы: 16.06.2014 13:23

Место отбора пробы: АНГДУ ЦППН-1

Наименование пробы:

Номер пробы:

Дата анализа: 17.06.2014

ФВД

отобран:

N п.п.	Компонент	№1 мол %	№2 мол %	r мол %	r° мол %	Хср. мол %	Ух 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	1.4990	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	0.0860	0.5455	71.1570	0.5494	71.5428	46.1010	УА
5	Этан	6.6530	6.6610	0.0080	0.1847	6.6570	0.2635	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	n-Бутан	2.3240	2.3230	0.0010	0.1452	2.3235	0.1397	2.2727	5.4538	УА
8	i-Бутан	3.1030	3.0970	0.0060	0.3026	3.1000	0.1862	3.0234	7.2764	УА
9	n-Пентан	0.9720	0.9620	0.0100	0.0936	0.9670	0.0583	0.8283	2.8175	УА
10	i-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	высшее	нижнее	высшее	нижнее	высшее
Молярная теплота сгорания, кДж/моль	1124.01	1236.38	1123.75	1233.89	1123.68	1233.41
Массовая теплота сгорания, МДж/кг	45.38	49.93	45.38	49.83	45.30	49.81
Объемная теплота сгорания, МДж/м³	50.49	55.53	46.96	51.57	46.16	50.66
Число Воббе, МДж/м³	54.45	59.89	50.68	55.65		
Относительная плотность	0.8598		0.8587			
Плотность, кг/м³	1.1122		1.0348			
Молярная масса, г/моль			24.76			
Содержание целевых компонентов C3+			417.01			
Содержание целевых компонентов C5+			100.28			

Выполнил лаборант:

Гаг О.А.

Подпись:

Гаг

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:

Номер пробы:

Дата анализа: 17.06.2014

топливный газ печи

отбор:

N п.п.	Компонент	№1 мол %	№2 мол %	г мол %	г* мол %	Хср. мол %	Ух мол %	Хср. об %	Хср. масс %	г (уд.неуд)
1	O2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0252	0.0000	0.0012	0.0060	0.0000	УА
2	N2	1.5130	1.5230	0.0100	0.0798	1.5180	0.0620	1.5276	1.7660	УА
3	CO2	2.2490	2.2450	0.0040	0.0717	2.2470	0.1360	2.2500	4.1069	УА
4	Метан	72.3770	72.4510	0.0740	0.5455	72.4140	0.5258	72.7574	48.2489	УА
5	Этан	6.6460	6.6470	0.0010	0.1647	6.6466	0.2661	6.6372	8.3002	УА
6	Пропан	9.6920	9.6980	0.0060	0.4072	9.6960	0.5819	9.5975	17.7549	УА
7	и-Бутан	2.3030	2.2970	0.0060	0.1462	2.3000	0.1382	2.2482	5.5518	УА
8	н-Бутан	2.8870	2.8750	0.0120	0.3026	2.8810	0.1731	2.8079	6.9543	УА
9	и-Пентан	0.8830	0.8730	0.0100	0.0936	0.8780	0.0929	0.9423	2.6308	УА
10	н-Пентан	0.6860	0.6730	0.0130	0.1114	0.6785	0.0410	0.6464	2.0360	УА
11	Гексаны+	0.7640	0.7180	0.0460	0.0989	0.7410	0.0447	0.6855	2.8520	УА
СУММА		100.0000	100.0000			100.0000		100.0000	100.0000	

C:\TotalChrom\Data Files\data-20140617-143855.TXD

C:\TotalChrom\Data Files\data-20140617-141254.TXD

Расчет теплофизических параметров газа по ГОСТ 31369

	0°С		20°С		25°С	
	нижнее	высшее	нижнее	высшее	нижнее	высшее
Молярная теплота сгорания, МДж/моль	1091.71	1201.68	1091.46	1189.35	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/м3	49.01	53.95	45.60	50.11	44.82	49.23
Число Боббе, МДж/м3	53.62	59.02	49.81	54.84		
Относительная плотность	0.8357		0.8348			
Плотность, кг/м3	1.0811		1.0060			
Молярная масса, г/моль	24.08		24.08			
Содержание целевых компонентов C3+			378.04			
Содержание целевых компонентов C5+			73.62			

Выполнил лаборант:

Ткач О.А.

Подпись:

Ткач

Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371

TotalChrom version 6.3.2

Дата отбора пробы: 14.04.2014

Дата анализа: 15.04.2014

Место отбора пробы:

ДНС-1 АЦППН-1 Покомасовское м/р

Наименование пробы:

газ на ГТС

Номер пробы:

отборал:		Лаенг И.Н.		4/10/1962															
№ п.п.	Компонент	№1 мол %	№2 мол %	г мол %	г ⁺ мол %	Хср. мол %	Ух 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	уд									
2	N2	1.7120	1.6950	0.0170	0.0798	1.7036	0.0694	1.7168	1.9089	уд									
3	CO2	2.7530	2.7110	0.0420	0.0717	2.7320	0.1851	2.7376	4.8095	уд									
4	Метан	70.0080	70.2270	0.2190	0.5455	70.1175	0.5888	70.6020	44.9865	уд									
5	Этан	8.6770	6.8260	0.0510	0.1647	6.8515	0.2863	6.6471	8.0006	уд									
6	Пропан	10.4760	10.4750	0.0010	0.4072	10.4755	0.9288	10.3778	18.4778	уд									
7	и-Бутан	1.6280	1.5930	0.0350	0.1452	1.6103	0.0969	1.5754	3.7443	уд									
8	н-Бутан	3.6750	3.6380	0.0370	0.3026	3.6565	0.2196	3.5664	8.5012	уд									
9	и-Пентан	0.8380	0.8360	0.0020	0.0936	0.8370	0.0505	0.8036	2.4156	уд									
10	н-Пентан	0.8850	0.8580	0.0270	0.1114	0.8715	0.0525	0.8297	2.5152	уд									
11	Гексаны*	1.3450	1.3400	0.0050	0.0989	1.3425	0.0808	1.2429	4.6278	уд									
СУММА		100.0000	100.0000			100.0000		100.0000	100.0000	уд									

C:\TotalChrom\Data Files\data-20140415-104901.TX0

C:\TotalChrom\Data Files\data-20140415-110231.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	1119.97	1231.79	1119.71	1228.42	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	55.83	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	25.00					
Содержание целевых компонентов C3+			420.86			
Содержание целевых компонентов C5+			99.87			

Выполнил лаборант:

Гаг О.А.

Подпись: 

Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371

TotalChrom version 6.3.2

14.04.2014

Дата анализа: 15.04.2014

Дата отбора пробы:

Место отбора пробы:

Наименование пробы:

Номер пробы:

ДНС-1 АЦПН-1 Показовское м/р

газ на ФВД

№ п.п.	Компонент	Данг И.Н.	№1	№2	г	г ^с	Хср. мол %	Цх	Хср. об %	Хср. масс %	г (уд/мол)
1	O2	мол %	0.0480	0.06	0.012	0.0252	0.0540	0.0044	0.0545	0.0597	УА
2	N2	мол %	1.4310	1.451	0.02	0.0798	1.4410	0.0589	1.4557	1.3942	УА
3	CO2	мол %	3.1160	3.194	0.078	0.1323	3.1550	0.1905	3.1712	4.7958	УА
4	Метан	мол %	60.4460	60.095	0.351	0.5645	60.2705	0.7529	60.7874	33.3962	УА
5	Этан	мол %	7.3770	7.479	0.102	0.1847	7.4280	0.2374	7.4459	7.7143	УА
6	Пропан	мол %	14.3130	14.316	0.093	0.4072	14.3145	0.8591	14.2245	21.8011	УА
7	и-Бутан	мол %	2.3630	2.412	0.049	0.1452	2.3875	0.1435	2.3426	4.7927	УА
8	н-Бутан	мол %	5.4010	5.455	0.054	0.3026	5.4280	0.3259	5.3105	10.8963	УА
9	и-Пентан	мол %	1.2860	1.288	0.002	0.0936	1.2870	0.0775	1.2394	3.2071	УА
10	н-Пентан	мол %	1.3470	1.376	0.029	0.1114	1.3615	0.0819	1.3001	3.3927	УА
11	Гексаны+	мол %	2.8720	2.874	0.002	0.0989	2.8730	0.1726	2.8680	8.5511	УА
СУММА			100.0000	100			100.0000		100.0000	100.0000	

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

Расчет теплофизических параметров газа по ГОСТ 31369

	0°С		20°С		25°С	
	нижнее	высшее	нижнее	высшее	нижнее	высшее
Молярная теплота сгорания, кДж/моль	1288.382827	1412.411153	1288.08	1409.76	1288.00	1409.12
Массовая теплота сгорания, МДж/кг	44.4977433	48.78139293	44.49	48.69	44.48	48.67
Объемная теплота сгорания, МДж/м3	68.01836711	63.6036022	53.94	59.03	53.00	57.98
Число Бойлса, МДж/м3	57.79061611	63.35392636	53.77	58.85		
Относительная плотность	1.0079		1.0061			
Плотность, кг/м3	1.3038		1.2124			
Молярная масса, г/моль	28.95		636.21		183.68	
Содержание целевых компонентов C3+						
Содержание целевых компонентов C5+						

Выполнил лаборант:

Газ О.А.

Подпись:

СХЕМА сбора и транспортировки газа с Месторождений ОАО «Славнефть - Мегийоннефтегаз»

Приложение №4

Таблица 1. Данные скважин

№ скважины	Наименование скважины	Глубина, м	Диаметр, мм	Длина, м	Средняя скорость, м/с	Средняя температура, °С	Среднее давление, МПа	Среднее количество газа, м³/сут	Среднее количество воды, м³/сут	Среднее количество песка, м³/сут	Среднее количество сероводорода, м³/сут	Среднее количество углекислого газа, м³/сут	Среднее количество азота, м³/сут	Среднее количество кислорода, м³/сут	Среднее количество водорода, м³/сут	Среднее количество гелия, м³/сут	Среднее количество других газов, м³/сут	Среднее количество твердых веществ, м³/сут	Среднее количество жидких веществ, м³/сут	Среднее количество газовых гидратов, м³/сут	Среднее количество других веществ, м³/сут
1	Меропол	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
2	Меропол-1	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
3	Меропол-2	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
4	Меропол-3	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
5	Меропол-4	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
6	Меропол-5	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
7	Меропол-6	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
8	Меропол-7	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
9	Меропол-8	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
10	Меропол-9	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
11	Меропол-10	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
12	Меропол-11	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
13	Меропол-12	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
14	Меропол-13	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
15	Меропол-14	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
16	Меропол-15	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
17	Меропол-16	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
18	Меропол-17	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
19	Меропол-18	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
20	Меропол-19	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
21	Меропол-20	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
22	Меропол-21	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
23	Меропол-22	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
24	Меропол-23	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
25	Меропол-24	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
26	Меропол-25	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
27	Меропол-26	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
28	Меропол-27	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
29	Меропол-28	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
30	Меропол-29	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
31	Меропол-30	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
32	Меропол-31	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
33	Меропол-32	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
34	Меропол-33	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
35	Меропол-34	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
36	Меропол-35	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
37	Меропол-36	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
38	Меропол-37	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
39	Меропол-38	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
40	Меропол-39	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
41	Меропол-40	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
42	Меропол-41	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
43	Меропол-42	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
44	Меропол-43	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
45	Меропол-44	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
46	Меропол-45	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
47	Меропол-46	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
48	Меропол-47	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
49	Меропол-48	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
50	Меропол-49	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
51	Меропол-50	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
52	Меропол-51	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
53	Меропол-52	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
54	Меропол-53	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
55	Меропол-54	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
56	Меропол-55	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
57	Меропол-56	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
58	Меропол-57	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
59	Меропол-58	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
60	Меропол-59	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
61	Меропол-60	1000	100	100	1.0	20	10.0	1000	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
62	Меропол-61	1000	100	100																	

Приложение № 1

Поставка ПНГ на Нижневартковский ГПК 2015-2034 г.г.

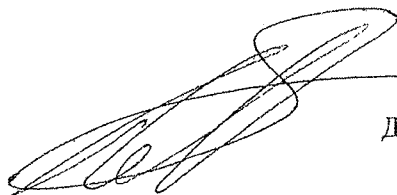
Муниципальное м.р. Поставка ПНГ на НВ-ГПК, млн.м3	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	15,529	12,767	10,702	9,059	8,075	7,673	6,907	5,245	5,710	5,391	5,003	4,685	4,741	4,686	4,606	4,413	4,264	4,085	3,726	3,427
Муниципальное м.р. Поставка ПНГ на НВ-ГПК, млн.м3	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	109,850	89,629	93,208	80,000	85,437	82,439	77,446	72,908	69,764	66,362	62,433	61,334	60,481	59,387	57,885	56,778	54,700	52,880	50,949	49,127
Алтайское м.р. Поставка ПНГ на НВ-ГПК, млн.м3	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	185,049	180,567	175,660	174,484	170,785	157,816	148,405	140,831	132,960	126,814	119,766	115,761	113,030	109,880	105,989	101,986	99,181	94,770	91,173	87,893
Южно-Алтайское м.р. Поставка ПНГ на НВ-ГПК, млн.м3	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	14,081	14,853	14,382	13,813	12,845	11,882	11,004	10,316	10,030	9,537	9,083	8,768	8,488	8,238	8,000	7,780	7,584	7,387	7,207	6,959
Северо-Полукарское м.р. Поставка ПНГ на НВ-ГПК, млн.м3	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	87,246	85,701	80,242	75,407	71,540	70,384	66,746	63,311	60,329	57,767	55,186	53,161	52,744	51,687	50,134	48,383	46,680	44,912	42,971	41,318
Булзаское м.р. Поставка ПНГ на НВ-ГПК, млн.м3	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	5,441	5,203	4,016	3,641	3,249	2,287	2,233	2,188	2,069	1,927	1,787	1,728	1,700	1,608	1,584	1,581	1,478	1,418	1,304	1,196
Ватинское м.р. Поставка ПНГ на НВ-ГПК, млн.м3	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	173,443	168,446	159,368	149,543	144,791	138,691	125,594	116,094	109,396	103,537	97,318	93,306	90,034	86,760	82,871	79,037	75,630	72,481	69,347	66,649
в т.ч.																				
Ватинский ЦПТ Поставка ПНГ на НВ-ГПК, млн.м3	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	29,881	27,872	26,184	25,041	24,246	23,224	21,031	19,440	18,319	17,338	16,296	15,824	15,008	14,333	13,877	13,239	12,648	12,137	11,612	11,189
ДНС-1 Ватинского м.р. Поставка ПНГ на НВ-ГПК, млн.м3	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	41,244	38,471	36,141	34,564	33,466	32,056	29,029	26,833	25,068	23,631	22,489	21,566	20,821	20,080	19,164	18,268	17,487	16,763	16,020	15,404
ДНС-2 Ватинского м.р. Поставка ПНГ на НВ-ГПК, млн.м3	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	55,132	51,425	48,311	46,203	44,735	42,880	38,804	36,893	33,769	31,869	30,068	28,628	27,638	26,818	25,604	24,419	23,336	22,394	21,426	20,691
ДНС-3 Ватинского м.р. Поставка ПНГ на НВ-ГПК, млн.м3	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	62,186	48,677	45,730	43,794	42,345	40,581	36,730	33,602	31,693	30,280	28,461	27,287	26,348	25,382	24,236	23,116	22,000	21,197	20,281	19,491

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	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. Согласовать необходимость строительства СИКГ на входе НВ ГПК. При необходимости строительства выполнить ПСД согласно тех. условий на подключение от ГПК.
2.	Технические требования СИКГ	СИКГ должна соответствовать ГОСТ Р 8.733-2011 с изменением №1. 1. Измеряемые и расчетные параметры в СИКГ должны быть представлены в следующих единицах измерения: - расход, приведенный к стандартным условиям, м ³ /ч - давление, МПа - температура, °С 2. СИКГ должна обеспечивать выполнение следующих функций: - 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. 3. 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». 4. Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства: - СИКГ ДНС Локосовского м.р.; - СИКГ УПН Ново-Покурского м.р.; - СИКГ ДНС Кетовского м.р.; При необходимости СИКГ на входе ГПК.
3.	Автоматизация СИКГ	Предусмотреть контроль технологических параметров: Дистанционный: - 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». Выбор СИ согласовать со службой главного метролога ОАО «СН-МНГ».
4.	Требования к метрологическим характеристикам	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.

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; Класс герметичности арматуры «А» ГОСТ Р 54808-2011. <p>Оборудование должно обеспечить безопасный режим эксплуатации.</p> <p>Материал труб - сталь для северного исполнения (-60 0С)</p> <p>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>
----	-------------------------	--

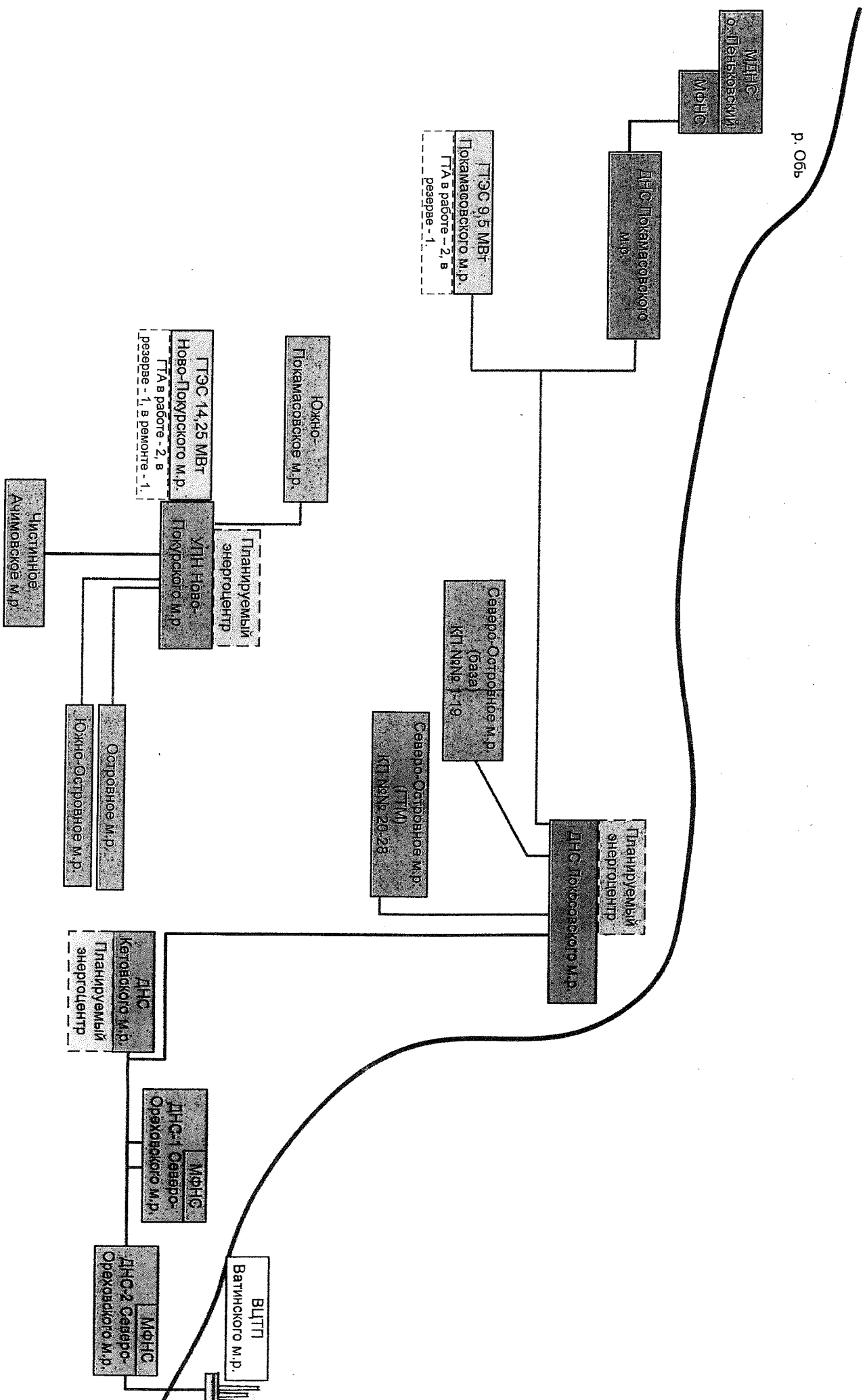
Главный метролог ОАО «СН-МНГ»



Д.В.Чернов

Схема расположения планируемых энергоцентров

Приложение №7





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

Почтовый (юридический) адрес: 244000, Я. Рудничный, ХМАО-Югра, Голышмановский район, РФ, 620484
Телефон: (34668) 4-27-73, факс: (34668) 3-04-18, e-mail: oao-vng@rosneft.ru
ОКПО 05794051, ОГРН 1036601485087, ИНН/КПП 6609000160/997150001

от _____ № 01-42-ВНГ/1803

на № _____ от _____

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.

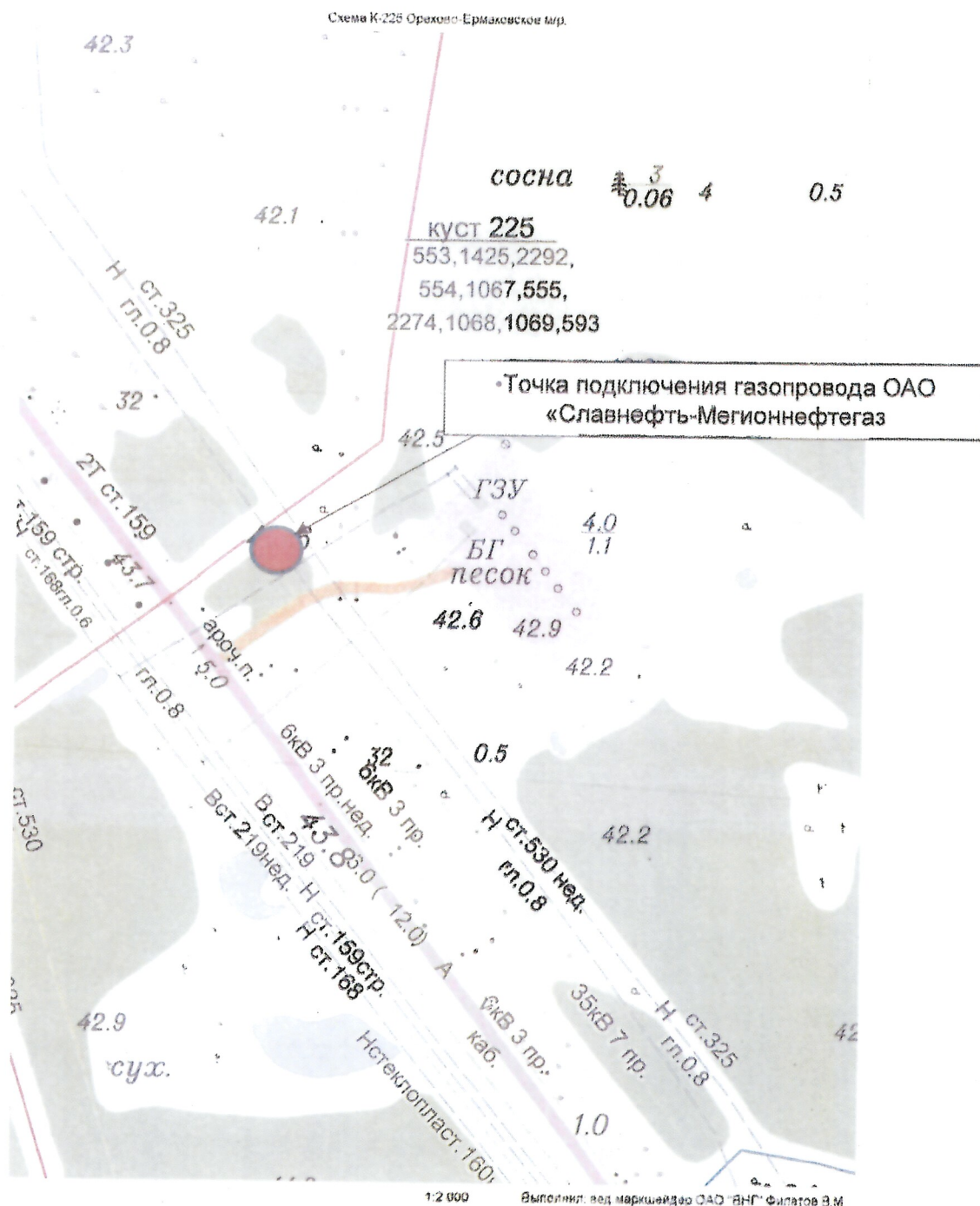
« ____ » _____ 2014г

Утверждаю:

И.о. Главного инженера

_____ Синяков А.П.

« ____ » _____ 2014г



Руководитель проекта ЦТ

Белялов А.Г.

Согласовано:

Начальник ОУЦТ

_____ Коваленко Д.А.

«___» _____ 2014г

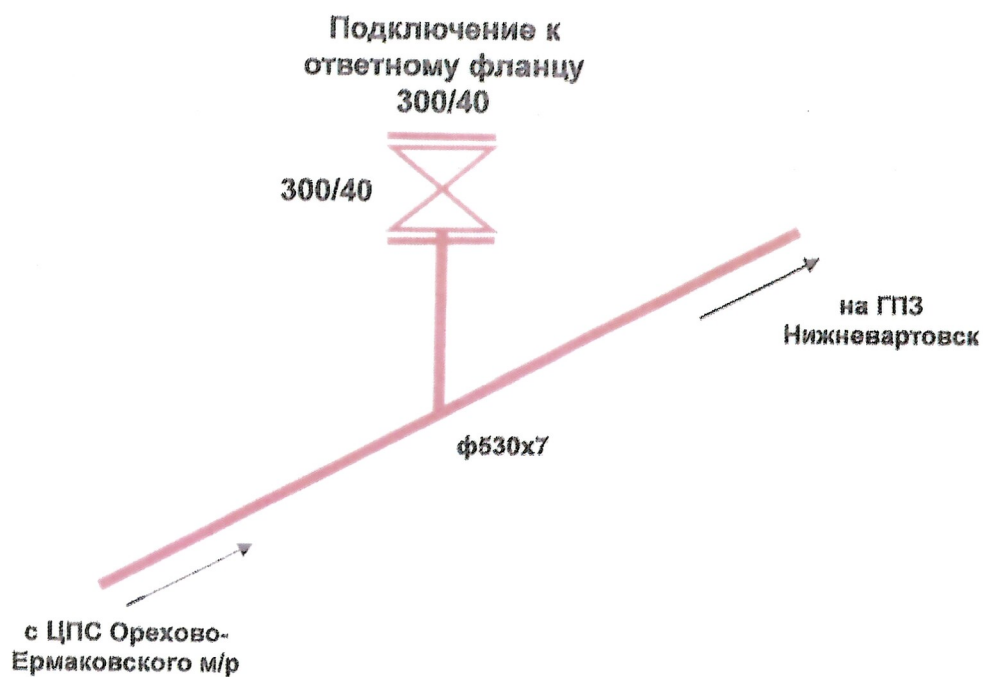
Утверждаю:

И.о. Главного инженера

_____ Синяков А.П.

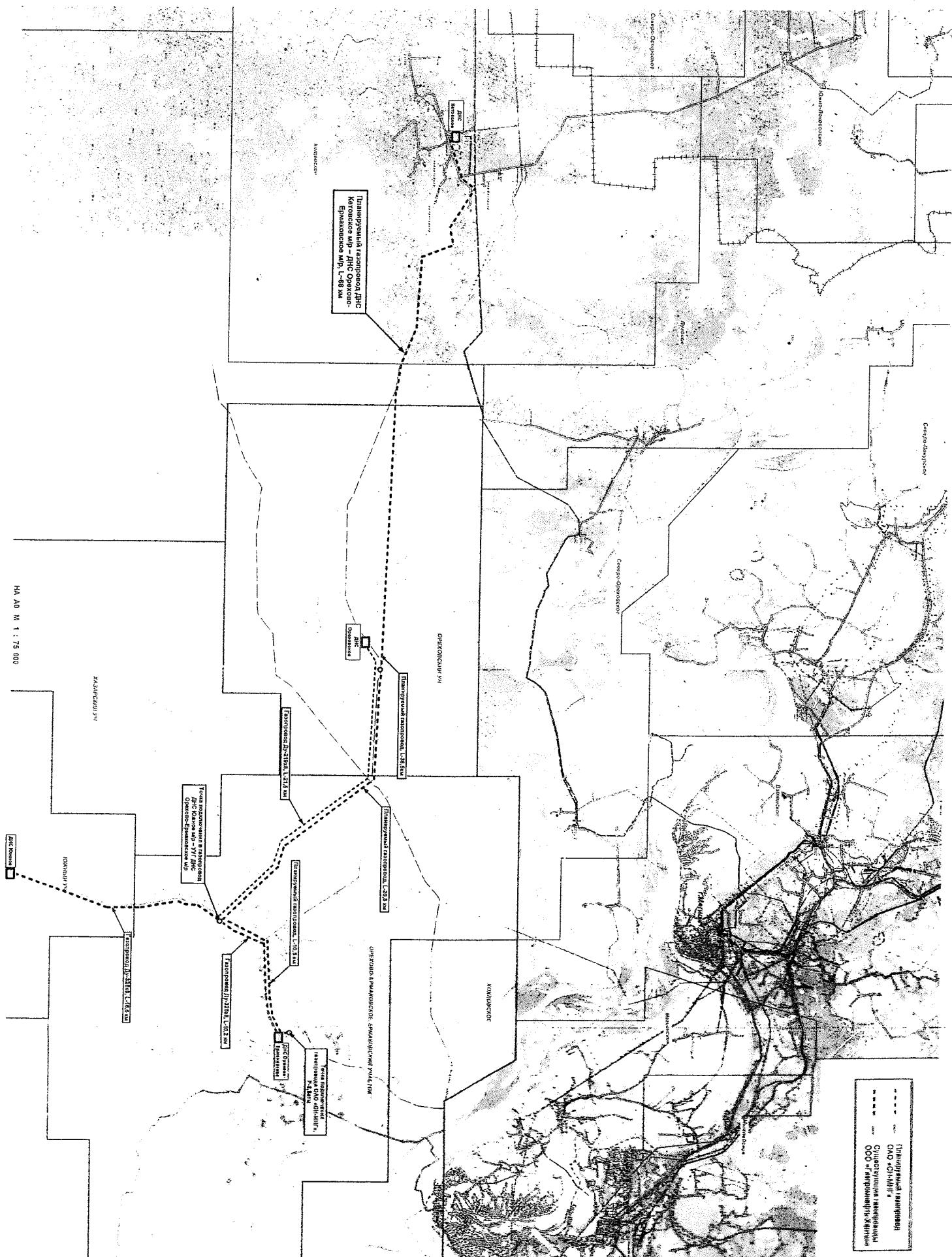
«___» _____ 2014г

•Точка подключения газопровода ОАО
«Славнефть-Мегоннефтегаз



Руководитель проекта ЦТ

Беялов А.Г.



HA A0 M 1 : 75 000

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

№ 25/2-10-522А Дата 21.11.2014

на № МО-1771 от 01.10.2014

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 функции:

- 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 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.

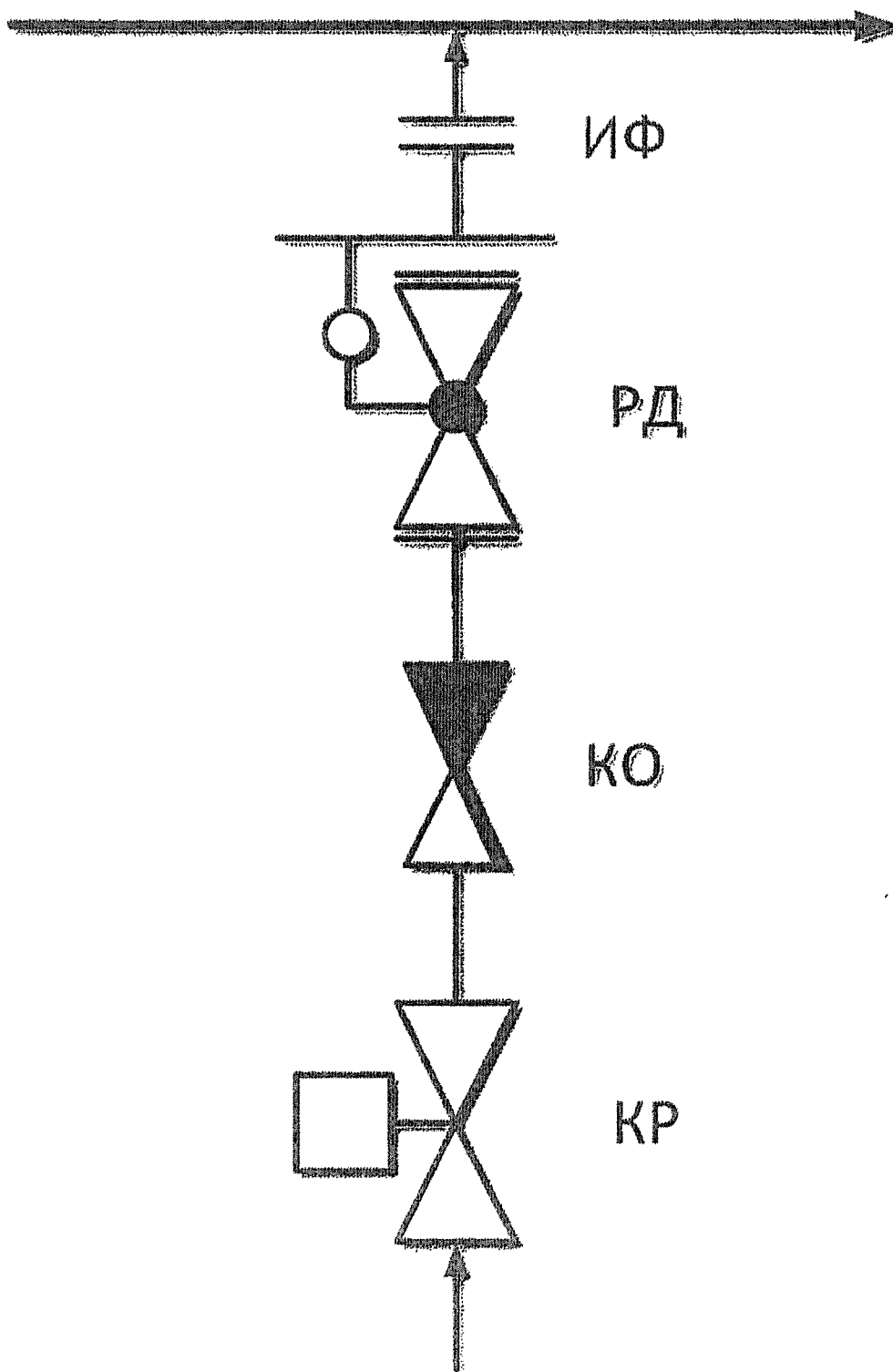
Раздел «Электроснабжение» проекта выполнить в строгом соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ) и технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям.

Первый заместитель генерального
директора – главный инженер
ТПП «Лангепаснефтегаз»



С.А. Яскин

Принципиальная схема
узла подключения к газопроводу



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);

- секущий 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:

- 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 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.

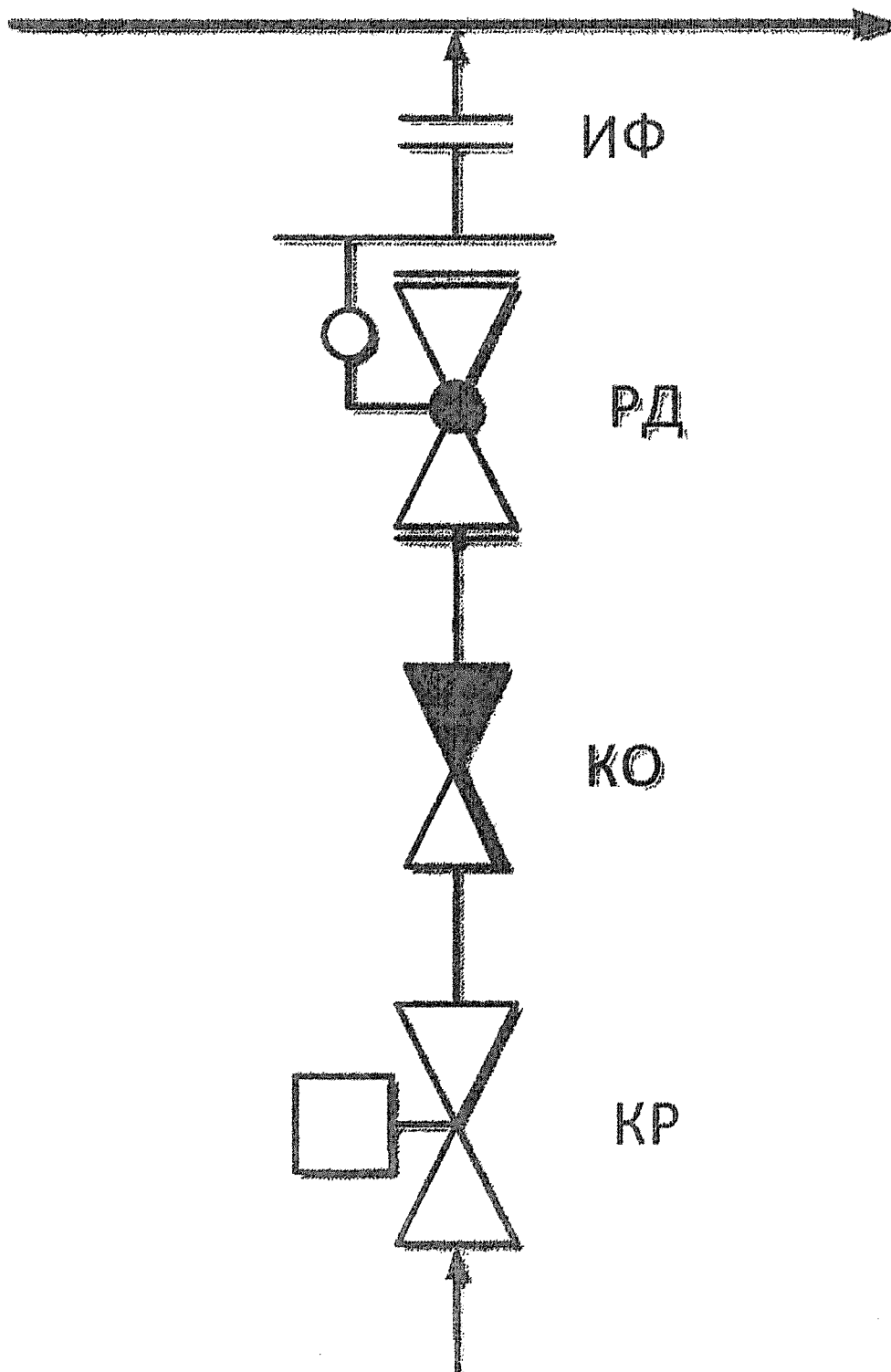
Раздел «Электроснабжение» проекта выполнить в строгом соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ) и технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям.

Первый заместитель генерального
директора – главный инженер
ТПП «Лангепаснефтегаз»



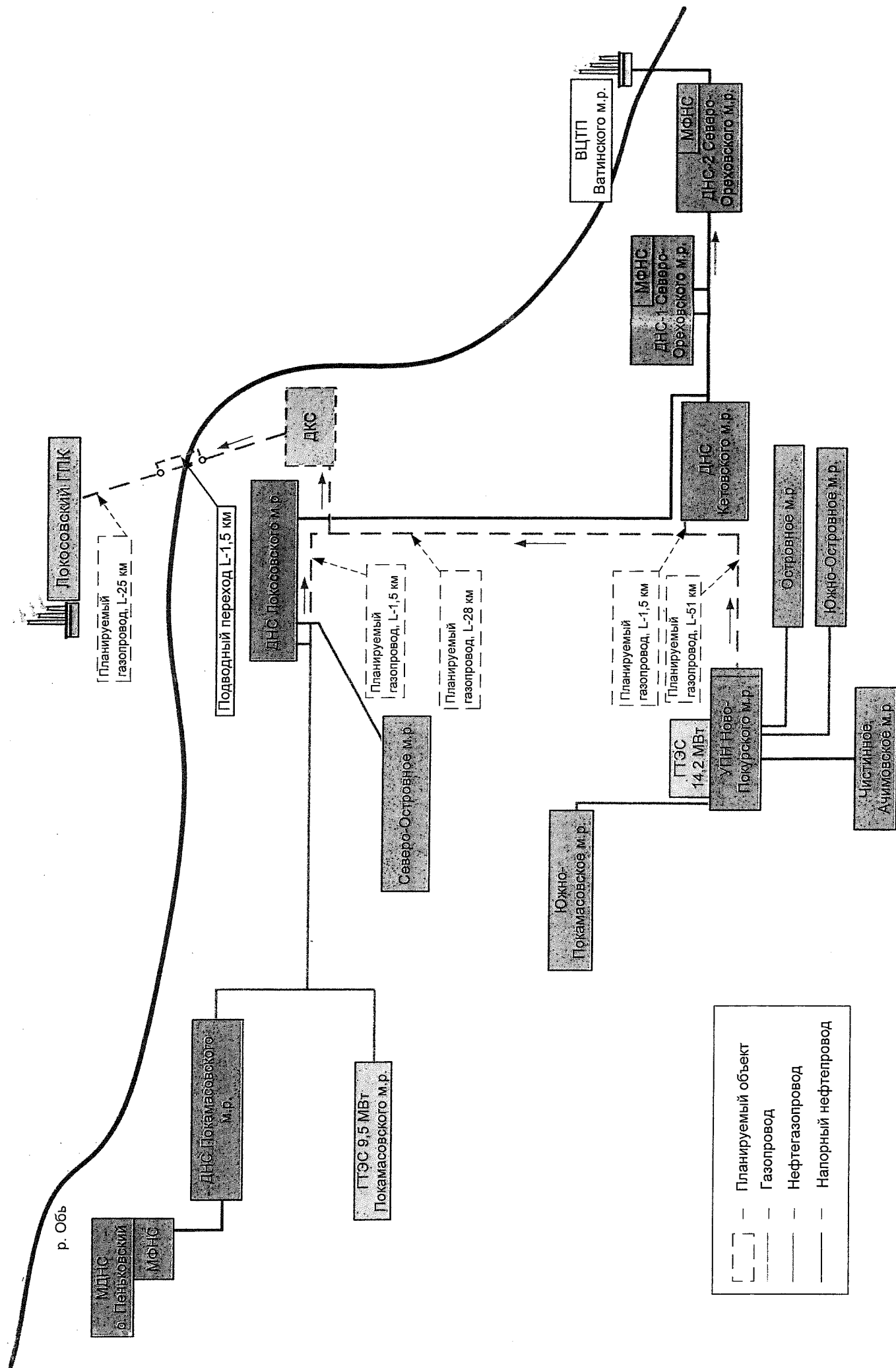
С.А. Яскин

Принципиальная схема
узла подключения к газопроводу

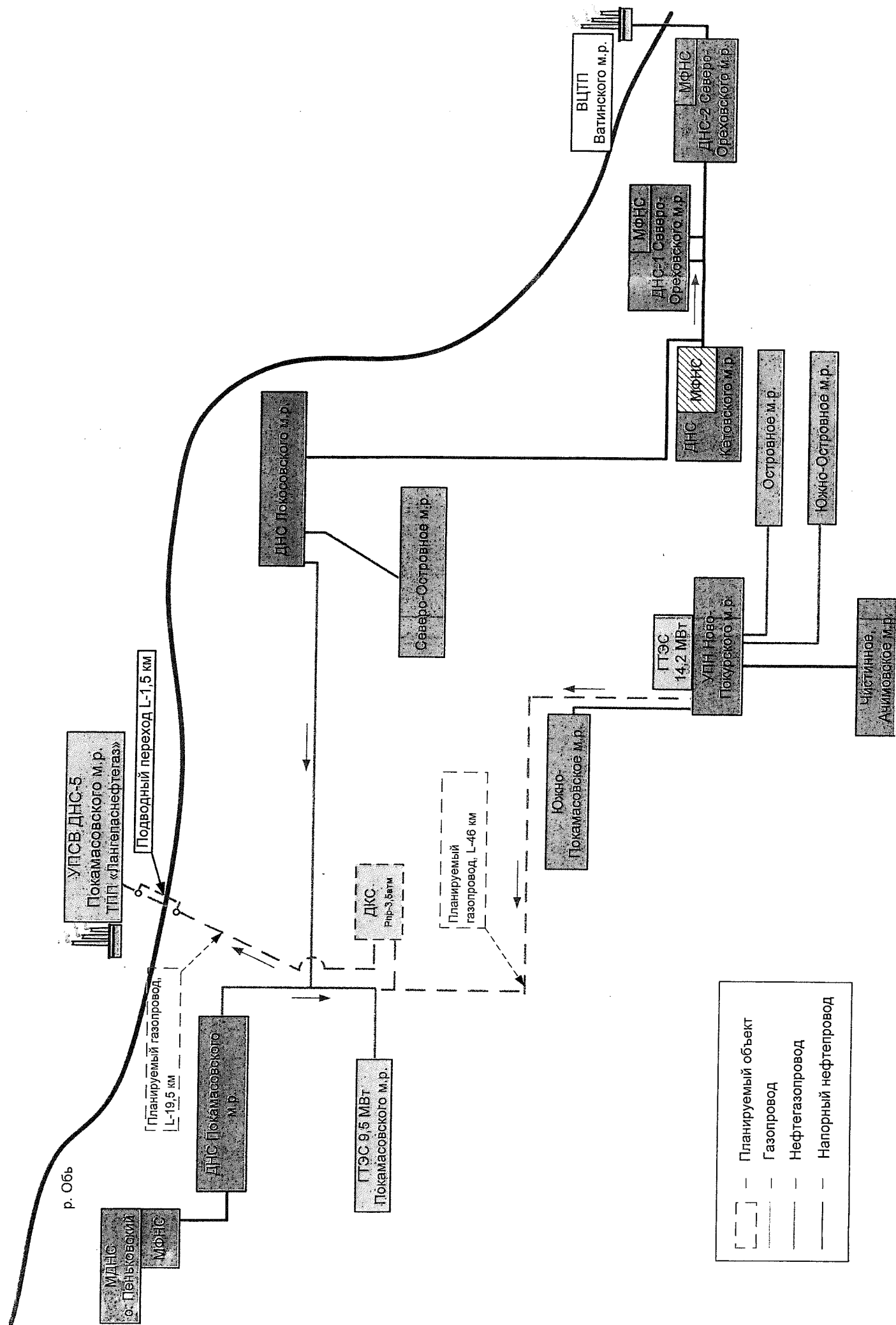


Схема

системы газопроводов Левобережной группы месторождений (транспорт ПНГ на Локосовский ГПК ТПП Лангеласнефтегаз))



системы газопроводов Левобережной группы месторождений в газопровод ДНС-5 Покамасовского месторождения
ТНП «Лангепаснефтегаз».





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

(Иск.: А.Н. Потапова (тел.*29-03))

ОКПО 78013185
ОГРН 1057747421247
ИНН 7727547261
КПП 720601001

тел.: (495) 777-55-00
факс: (495) 718-90-65
факс: (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»

0271 28249 8650 2025/04/07

№ п/п	Средства		Средства
	1 кв.	2 кв.	
По мере поступления средств на счет в банке 1954			

[illegible][illegible]

Важнейшим из них является проблема формирования и развития личности. В соответствии с этим в педагогическом процессе необходимо использовать комплексный подход к обучению, который предполагает взаимодействие различных методов, средств и форм обучения. Одним из таких методов является метод проектов, который позволяет учащимся самостоятельно выбирать тему, ставить задачи, искать информацию, решать проблемы, применять свои знания на практике. Метод проектов способствует развитию у учащихся навыков самостоятельной работы, умения работать в команде, умения решать проблемы, умения применять свои знания на практике. Метод проектов способствует развитию у учащихся навыков самостоятельной работы, умения работать в команде, умения решать проблемы, умения применять свои знания на практике.

Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное(кгс/см²)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК - пикетаж

Телефон:

ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод - синий

