

форма 10

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО «СН-МНГ»

А.М. Пятаев

«    »    2015г.

Задание на проектирование № 16-15  
по объекту «Газотранспортная система Западно-Асомкинского месторождения»

1.	<b>Наименование объекта</b>
	Обустройство Левобережной группы месторождений нефти. Система газопроводов обеспечивающая транспорт ПНГ с Западно-Асомкинского месторождения на Южно-Балыкский ГПК.
2.	<b>Географическое положение объекта</b>
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район – Западно-Асомкинский лицензионный участок.
3.	<b>Основание для проектирования</b>
	Газовая программа (протокол совместного совещания с ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Газпром нефть» от 19.12.2014г.)
4.	<b>Заказчик</b>
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»)
5.	<b>Вид строительства</b>
	Капитальное строительство.
6.	<b>Разработчик проектной документации</b>
	Определяется в результате тендера.
7.	<b>Стадия проектирования</b>
	Проектная документация, рабочая документация.
8.	<b>Требования к проектной организации</b>
	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.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>
	Январь 2017г.
10.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11.	<b>Потребность в инженерных изысканиях</b>
	Выполнить инженерные изыскания для строительства системы газопроводов обеспечивающей транспорт ПНГ с Западно-Асомкинского месторождения на Южно-Балыкский 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: <ul style="list-style-type: none"><li>– Задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»;</li><li>– Представить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный план и генеральный план в системе координат НВР и Балтийской системе высот в формате MapInfo.</li></ul>

12.	<b>Требования по вариантной проработке и формированию ОТР</b>			
	Защита ОТР перед Заказчиком на стадии «П». Проведение внутренней экспертизы Заказчиком на стадии «П» (перед ГГЭ) и на стадии «РД».			
13.	<b>Требования к выделению пусковых комплексов</b>			
	Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.  <b><u>Западно-Асомкинское месторождение:</u></b> 1-й этап строительства: - Газопровод «ДНС-1 Западно-Асомкинского месторождения – ДНС-2 Западно-Асомкинского месторождения»; 2-й этап строительства: - Газопровод «ДНС-2 Западно-Асомкинского месторождения – Южно-Балыкский ГПК», узел учета газа.			
14.	<b>Основные технико-экономические показатели</b>			
	<b><u>Западно-Асомкинское месторождение:</u></b>			
	Наименование участка	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
	Газопровод «ДНС-1 Западно-Асомкинского месторождения – ДНС-2 Западно-Асомкинского месторождения»	км.	25	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий
	Газопровод «ДНС-2 Западно-Асомкинского месторождения – Южно-Балыкский ГПК»	км.	40	Возможна корректировка после выполнения инженерных изысканий
	Узел учета газа	шт.	1	-
	– 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.	<b>Требования к техническим решениям</b>			
	Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства; – Производственные мощности и состав объектов транспорта ПНГ должны обеспечивать использование ПНГ 95% и выше; – Определить проектом состав объектов транспорта попутного нефтяного газа (далее по тексту ПНГ) согласно динамики объема ПНГ для использования с учетом следующих технологических параметров: 1. Давление ПНГ на ДНС-1 Западно-Асомкинского м.р. – до 0,5 МПа, ДНС-2 Западно-Асомкинского м.р. – до 0,5 МПа; 2. Давление в точке подключения на Южно-Балыкском ГПК 0,1 – 0,15 МПа (приложение №4). Принимается с учетом требований ГПК и на основании ТУ на подключение. – В рамках проектирования провести НИР по PVT анализу с целью определения условий и объемов выпадения жидких фракций, точки росы и др. параметров; – На основании результатов НИР, моделирования и абсолютных отметок определить количество расширительных камер с конденсатосборниками и их объем с отсекающими задвижками. Предусмотреть площадки и подъезд к ним;			

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Отбор жидкости из конденсатосборника предусмотреть в передвижную автоцистерну;</li> <li>– Участки газопровода и запорной арматуры находящихся на поверхности выполнить в теплоизоляции;</li> <li>– На основании результатов НИР и моделирования определить количество узлов ввода метанола;</li> <li>– При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих. Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;</li> <li>– Диаметры газопроводов определить гидравлическим расчетом с применением программного продукта (согласованного с заказчиком) и согласовать с заказчиком.</li> <li>– Передать результаты гидравлических расчетов Заказчику;</li> <li>– Предусмотреть камеры пуска и приема средств очистки и диагностики, площадки и подъезд к ним;</li> <li>– Тип, конструкция, исполнение, окраска крановых узлов – типовая доведенная Заказчиком;</li> <li>– Разработать опросные листы на СИКГ и предоставить заказчику. По результатам проведения тендерной процедуры по выбору поставщиков оборудования, запросить от заказчика заводы-изготовители планируемые к поставки оборудования (СИКГ);</li> <li>– ТУ на разработку ПСД «СИКГ» представлены в приложении 5;</li> <li>– Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;</li> <li>– В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;</li> <li>– При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций;</li> <li>– В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи;</li> <li>– 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;</li> <li>– Разработать технологический регламент на газотранспортную систему Левобережной группы месторождений.</li> </ul>
16.	<p><b>Требования к ТЭО</b></p> <p>Разработать ТЭО по следующим вариантам Левобережной группы месторождений:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Провести экономическое обоснование выбор оптимального способа борьбы с жидкой фракцией (кондесатосборники или «отбивка» жидких на выходе из ДНС);</li> <li>– строительство системы газопроводов Западно-Асомкинского месторождения для транспорта ПНГ на Южно-Балыкский ГПК указанного в п.8 настоящих ТУ;</li> <li>– строительство энергоцентра для выработки электроэнергии на основе использования ПНГ с привлечением подрядной организации и собственного энергоцентра (приложение №6);</li> <li>– строительство системы газопроводов Западно-Асомкинского месторождения для транспорта ПНГ на Южно-Балыкский ГПК через газопровод «ДНС – ЮБ-ГПК» Западно-Усть-Балыкского месторождения (приложение №7);</li> <li>– строительство системы газопроводов Западно-Асомкинского месторождения для транспорта ПНГ на Южно-Балыкский ГПК через систему газопроводов ООО «РН-Юганскнефтегаз» (приложение №8).</li> </ul> <p>ТОЭ выполнить на объем добычи нефти и ПНГ по минимальному, оптимальному, максимальному вариантам. Объем добычи нефти и ПНГ на минимальный, оптимальный,</p>

	<p>максимальный варианты запросить от заказчика.</p> <p>Перечень вариантов и состав рассматриваемого оборудования согласовать с заказчиком.</p>
<b>17.</b>	<p><b>Особые условия строительства</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Изыскательские работы выполнить не более чем за 90 дней.</li> <li>– Предусмотреть независимые этапы строительства.</li> <li>– Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</li> <li>– Новое строительство.</li> <li>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации.</li> </ul>
<b>18.</b>	<p><b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</li> <li>– 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)</li> </ul>
<b>19.</b>	<p><b>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»</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– 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.</li> <li>– При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с Нижнеобским территориальным управлением по рыболовству.</li> <li>– 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».</li> <li>– 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</li> </ul>

	<p>достижения проектных показателей».</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать в Управление Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей».</li> <li>– Произвести расчет стоимости работ согласно приложения 9.</li> <li>– Произвести расчет стоимости ликвидации объекта. Сформировать отдельным этапом в составе ПД (в ГГЭ не передается).</li> </ul>
<b>20.</b>	<b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– 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.</li> </ul>
<b>21.</b>	<b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– 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».</li> </ul>
<b>22.</b>	<b>Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– 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.</li> <li>– Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2009.</li> <li>– Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации.</li> <li>– Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.</li> </ul>
<b>23.</b>	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	<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 «Подтверждение приема ПНГ на Южно-Балыкском ГПК».</p> <p>Приложение №5 «ТУ на разработку ПСД «СИКГ».</p> <p>Приложение №6 «Схема расположения планируемых энергоцентров».</p> <p>Приложение №7 «Подключение газопровода Западно-Асомкинского месторождения - транспорт ПНГ через газопровод «ДНС Западно-Усть-Балыкского м.р. – Южно-Балыкский ГПК».</p> <p>Приложение №8 «Подключение газопровода Западно-Асомкинского месторождения - транспорт ПНГ через газотранспортную систему ООО «РН-Юганскнефтегаз».</p>
<b>24.</b>	<b>Срок выдачи проекта</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта</li> </ul>
<b>25.</b>	<b>Срок выдачи тендерной документации</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– В течении 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз</li> </ul>
<b>26.</b>	<b>Количество экземпляров ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– 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.;</li> <li>– 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.</li> </ul>



<b>27.</b>	<b>Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Представить опросные листы в формате Заказчика.</li> <li>– Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате Excel.</li> <li>– При составлении ведомостей и спецификаций материалов и оборудования применять кодировку по номенклатурным справочникам Заказчика;</li> <li>– 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).</li> </ul>
<b>28.</b>	<b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации;</li> <li>– Сметную документацию выполнить в электронном виде в формате «Гранд-смета» (расширение *.xml, *.arp, *.xls.).</li> </ul>
<b>29.</b>	<b>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать проектные решения с заказчиком.</li> <li>– Заказные спецификации согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией.</li> </ul>
<b>30.</b>	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b>
	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.
<b>31.</b>	<b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации.</li> <li>– Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.</li> <li>– Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>
<b>32.</b>	<b>Особые условия</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ.</li> <li>– Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов;</li> <li>– Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте MapInfo.</li> <li>– Опросные листы предоставить на согласование со службами ОАО «СН-МНГ» на начальном этапе проектирования.</li> </ul>

Исполнитель:  
Начальник ОПРП ДПРПиОМ

А.В. Хвостенко

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
к заданию на проектирование по объекту  
«Газотранспортная система Западно-Асомкинского месторождения»

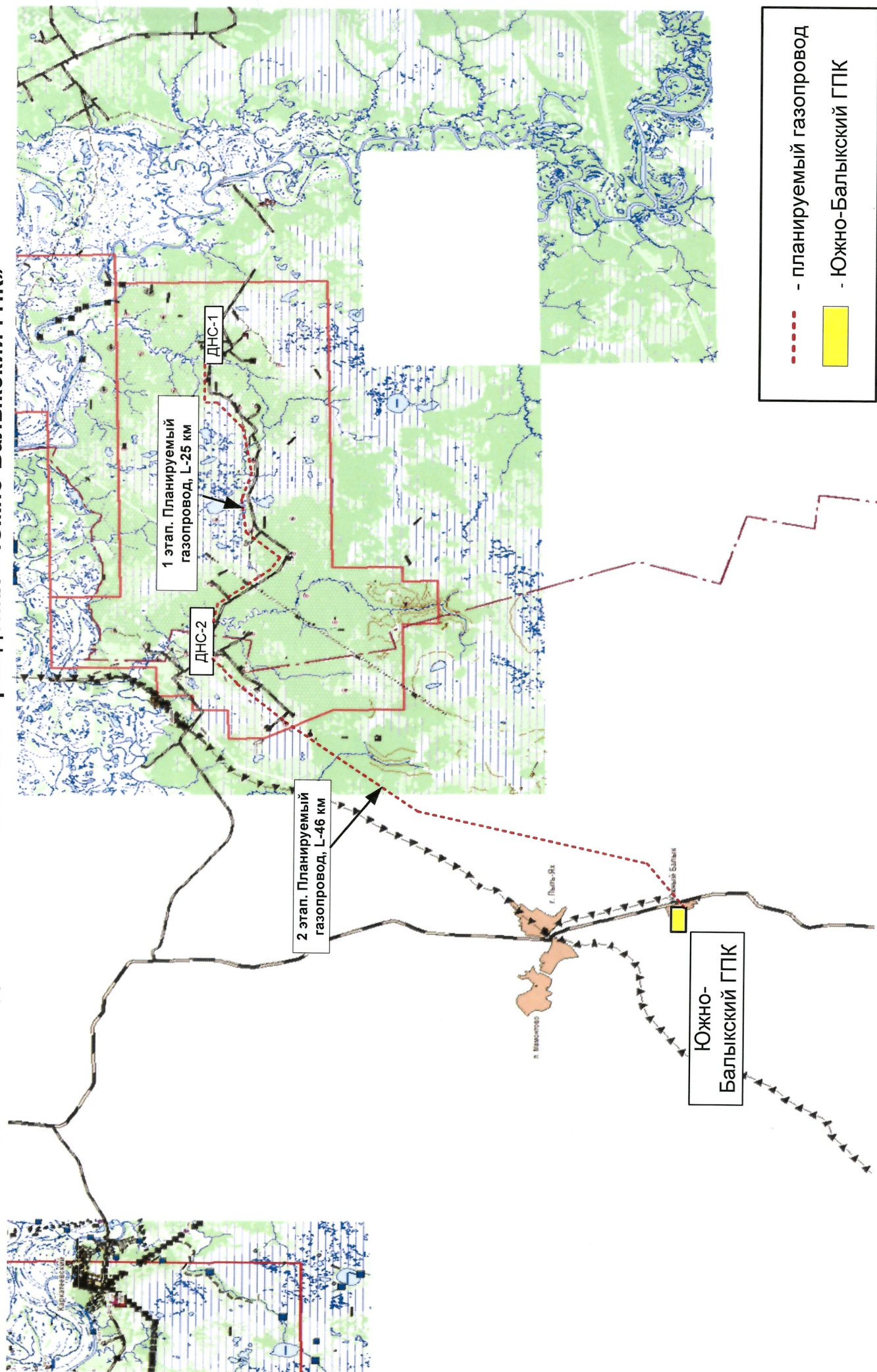
<p>Заместитель Главного инженера ОАО «СН-МНГ»</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Седякин А.С.                      "    "    2015г.</p>	<p>Директор по капитальному строительству ОАО «СН-МНГ»</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Николаев Д.А.                      "    "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

**Согласовано:**

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



# Схема газопровода «ДНС-1 Западно-Асомкинского месторождения – ДНС-2 Западно-Асомкинского месторождения», «ДНС-2 Западно-Асомкинского месторождения – Южно-Балыкский ГПК»





## ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

### на разработку ПСД «СИКГ ДНС 1,2 Западно-Асомкинского месторождения»

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1.	<b>Назначение</b>	СИКГ на выходе газа с ДНС 1,2 Западно-Асомкинского месторождения предназначена для непрерывного учета количества газа. Согласовать необходимость строительства СИКГ на входе ЮБ ГПК. При необходимости строительства выполнить ПСД согласно технических условий на подключение от ГПК.
2.	<b>Технические требования СИКГ</b>	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 <sup>3</sup> /ч - давление, мПа - температура, °C 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. 4. Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства - СИКГ ДНС-1 Западно-Асомкинского м.р.; - СИКГ ДНС-2 Западно-Асомкинского м.р. При необходимости СИКГ на входе ГПК.
3.	<b>Автоматизация СИКГ</b>	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.	<b>Требования к метрологическим характеристикам</b>	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.	<b>Требования к надежности</b>	Поставляемое оборудование должно иметь: - 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;

	<p>- Перечень эксплуатационных документов и содержание паспорта СИКГ согласно ГОСТ 8.733-2011г. (с изменением 1).</p> <p>- 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;</p> <p>-Свидетельство о взрывозащищенности электрооборудования;</p> <p>Класс герметичности арматуры «А» ГОСТ Р 54808-2011.</p> <p>Оборудование должно обеспечить безопасный режим эксплуатации.</p> <p>Материал труб - сталь для северного исполнения (-60 0С)</p> <p>СИКГ должна соответствовать требованиям:</p> <p>ГОСТ Р 8.733-2011г. (с изменением 1). «Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа»</p> <p>ПУЭ "Правила устройства электроустановок",</p> <p>ПРАВИЛА В ОБЛАСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ</p> <p>"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</p> <p>утвержденные Минтопэнерго России 30 декабря 1993 года</p> <p>N123—ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»,</p> <p>СП4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты;</p> <p>ГОСТ 12.2.044-80* Система стандартов безопасности труда. Машины и оборудование для транспортирования нефти. Требования безопасности".</p> <p>РД 39-0148306-422-89 «Руководство по проектированию газоизмерительных пунктов для систем учета нефтяного газа».</p> <p>Гарантийный срок -18 месяцев с момента ввода в эксплуатацию, но не более 24 месяцев со дня поставки</p> <p>Срок службы СИКГ не менее 10 лет.</p>
--	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Главный метролог ОАО «СН-МНГ»

Д.В.Чернов



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" октябрь 2014 г.  
На № 115-885

№ 24-15-1078  
от "27" октября 2014 г.

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

О балансе ПНГ

Уважаемый Михаил Николаевич!

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

С уважением,

/ Начальник

А. В. Куршин

И. В. Смирнова  
46-137

by 115-2186  
31.10.14



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

[illegible]

А. В. Куршин

Исполнитель Смирнова И.В., т 4-51-37



Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ГЛАВНЫЙ ГЕОЛОГ**

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

Зл. 10. 2014 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ МК-1433  
от \_\_\_\_\_ 2014 г.

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

О выдаче ИД

**Уважаемый Ильдар Гарифуллович!**

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

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

С уважением,

М. А. Кузнецов

Горбань А.М.,  
46330

Вх. 116-2192  
31.10.14

Вх. 116-2192  
31.10.14

## Приложение №2

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

№	Местонахождение	В.мис.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Добавка нефти																							
1	Метаносе	тисл	1 071,454	1 004,187	911,027	853,656	834,551	797,241	761,121	714,041	674,491	645,93	634,36	598,240	588,446	580,558	570,625	555,134	537,616	510,094	503,927	486,348	470,149	
2	Ватинское (42-М)	тисл	17,917	14,235	12,564	10,974	9,769	8,966	7,828	7,262	6,538	6,587	6,101	5,845	5,585	5,276	5,060	5,281	4,914	4,753	4,572	4,410		
3	Мухомовское	тисл	142,446	139,460	130,931	122,876	115,639	107,659	100,059	92,672	85,372	78,007	71,007	64,007	61,007	58,007	55,007	52,007	49,007	46,007	43,007	40,007		
4	Атланское	тисл	1 825,611	1 678,951	1 600,881	1 505,674	1 376,134	1 250,881	1 125,634	1 000,381	875,134	750,881	625,634	500,381	475,134	450,881	425,634	400,381	375,134	350,881	325,634	300,381		
5	Южно-Атланское	тисл	146,727	118,779	125,600	101,544	114,603	106,997	100,008	93,018	86,028	79,038	72,048	65,058	58,068	51,078	44,088	37,098	30,108	23,118	16,128	9,138		
6	Ново-Помановское	тисл	571,366	604,439	651,259	594,526	538,176	499,515	486,437	466,337	446,237	426,137	406,037	385,937	365,837	345,737	325,637	305,537	285,437	265,337	245,237	225,137		
7	Южно-Помановское	тисл	40,845	34,320	29,953	25,586	22,265	18,944	15,623	12,302	9,981	7,660	5,339	3,018	2,697	2,376	2,055	1,734	1,413	1,092	861	540		
8	Помановское	тисл	89,886	41,349	34,320	29,953	25,586	22,265	18,944	15,623	12,302	9,981	7,660	5,339	3,018	2,697	2,055	1,734	1,413	1,092	861	540		
9	Стекло-Островное	тисл	10,787	12,607	19,133	27,305	24,966	23,161	21,356	19,551	17,746	15,941	14,136	12,331	10,526	8,721	6,916	5,111	3,306	1,501	1,280	1,059		
10	Должское	тисл	114,088	131,388	129,590	160,084	167,012	199,996	214,316	208,632	202,948	197,264	191,580	185,896	180,212	174,528	168,844	163,160	157,476	151,792	146,108	140,424		
11	Должское	тисл	228,296	188,844	129,590	99,668	79,621	69,574	59,527	49,480	39,433	29,386	19,339	9,292	8,245	7,198	6,151	5,104	4,057	3,010	1,963	916		
12	Завалье-Комановское	тисл	518,721	492,308	472,857	447,403	421,949	396,495	371,041	345,587	320,133	294,679	269,225	243,771	218,317	192,863	167,409	141,955	116,501	91,047	65,593	40,139		
13	Ачинское	тисл	761,201	761,201	761,201	761,201	761,201	761,201	761,201	761,201	761,201	761,201	761,201	761,201	761,201	761,201	761,201	761,201	761,201	761,201	761,201	761,201		
14	Чистинское	тисл	1 514,006	1 492,519	1 471,032	1 449,545	1 428,058	1 406,571	1 385,084	1 363,597	1 342,110	1 320,623	1 299,136	1 277,649	1 256,162	1 234,675	1 213,188	1 191,701	1 170,214	1 148,727	1 127,240	1 105,753		
15	Завалье-Уг-Баловское	тисл	1 514,006	1 492,519	1 471,032	1 449,545	1 428,058	1 406,571	1 385,084	1 363,597	1 342,110	1 320,623	1 299,136	1 277,649	1 256,162	1 234,675	1 213,188	1 191,701	1 170,214	1 148,727	1 127,240	1 105,753		
16	Южно-Остринское	тисл	1 301,796	1 074,938	1 116,511	1 341,180	1 211,440	1 145,217	1 045,217	931,729	851,019	790,901	740,854	685,916	631,000	576,084	521,168	466,252	411,336	356,420	301,504	246,588		
17	Стекло-Ачинское	тисл	30,483	68,021	53,906	77,098	94,095	87,640	82,433	79,208	76,978	74,748	72,518	70,288	68,058	65,828	63,598	61,368	59,138	56,908	54,678	52,448		
Итого Атланск. ИТДУ		тисл	6 959,775	6 431,093	6 499,357	6 754,518	6 882,163	6 899,478	6 930,864	6 897,287	6 462,338	6 491,357	5 974,111	5 717,656	5 583,116	5 438,249	5 314,041	5 160,425	5 009,133	4 863,275	4 718,718	4 571,721	4 428,650	
1	Ватинское	тисл	2 660,285	2 431,657	2 660,357	2 511,476	2 413,116	2 344,091	2 254,735	2 161,273	1 971,979	1 833,110	1 736,031	1 648,447	1 565,391	1 482,275	1 399,160	1 316,045	1 232,930	1 149,815	1 066,700	983,585		
2	Северо-Помановское	тисл	1 891,664	1 591,664	1 593,556	1 462,278	1 376,320	1 306,992	1 285,735	1 219,715	1 197,431	1 105,460	1 056,866	1 010,073	965,966	921,866	877,766	833,666	789,566	745,466	701,366	657,266		
3	Дуванское	тисл	131,263	125,018	119,560	96,221	81,402	74,669	52,066	51,052	50,442	47,278	44,211	41,144	38,077	35,010	31,943	28,876	25,809	22,742	19,675	16,608		
4	Ачинское	тисл	7,354	7,326	6,582	5,892	5,154	4,416	3,678	2,940	2,202	1,464	726	458	190	122	54	16	1	1	1	1		
5	Северо-Остринское	тисл	114,651	107,467	96,594	88,644	83,468	79,408	75,068	70,628	66,188	61,748	57,308	52,868	48,428	43,988	39,548	35,108	30,668	26,228	21,788	17,348		
6	Северо-Помановское	тисл	114,651	107,467	96,594	88,644	83,468	79,408	75,068	70,628	66,188	61,748	57,308	52,868	48,428	43,988	39,548	35,108	30,668	26,228	21,788	17,348		
7	Завалье-Ачинское	тисл	114,651	107,467	96,594	88,644	83,468	79,408	75,068	70,628	66,188	61,748	57,308	52,868	48,428	43,988	39,548	35,108	30,668	26,228	21,788	17,348		
8	Уг-Баловское	тисл	364,212	304,772	304,772	217,102	181,975	174,060	175,328	162,835	157,497	146,028	142,764	138,400	134,036	129,672	125,308	120,944	116,580	112,216	107,852	103,488		
9	Максимовское	тисл	15,701	13,802	11,552	11,552	11,552	11,552	11,552	11,552	11,552	11,552	11,552	11,552	11,552	11,552	11,552	11,552	11,552	11,552	11,552	11,552		
10	Ивановское	тисл	311,807	136,542	95,909	68,693	55,555	47,109	40,434	33,759	27,084	20,409	13,734	7,059	3,384	1,709	1,034	4,359	3,684	3,009	2,334	1,659		
11	Тайловское	тисл	3 619,721	3 400,775	2 758,584	2 538,280	2 337,126	2 136,060	2 004,357	1 872,654	1 740,951	1 609,248	1 477,545	1 345,842	1 214,139	1 082,436	950,733	819,030	687,327	555,624	423,921	292,218		
12	Ватинское, Остринское	тисл	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
13	Метаносе, ИТДУ	тисл	66,560	44,322	40,201	38,856	36,876	35,679	33,697	30,769	28,540	26,311	24,082	21,853	19,624	17,395	15,166	12,937	10,708	8,479	6,250	4,021		
14	Мухомовское, ИТДУ	тисл	109,955	83,446	61,257	50,964	41,170	36,098	33,600	30,116	27,619	25,128	22,637	20,146	17,655	15,164	12,673	10,182	7,691	5,199	2,708	1,217		
Итого Ватинское ИТДУ		тисл	9 140,452	8 862,942	7 897,857	7 719,090	6 925,677	6 727,448	6 679,683	6 331,500	6 010,914	5 765,849	5 562,413	5 340,369	5 138,920	4 938,353	4 738,024	4 537,633	4 337,242	4 136,851	3 936,460	3 736,069		
ИТОГО ОАО "СН-МН"		тисл	16 100,027	15 300,035	14 357,484	13 974,618	13 805,840	13 627,926	13 609,747	13 031,377	12 486,142	11 979,230	11 536,435	11 094,015	10 765,077	10 521,369	10 282,109	9 995,264	9 670,566	9 350,144	9 029,747	8 709,350		

18.10.2014





№	Месторождение	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Закладка	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	Мелитонское	13 763,669	13 321,074	13 342,656	13 370,287	13 397,430	13 424,125	13 450,217	12 469,217	11 534,602	11 590,274	11 645,950	11 691,625	11 737,300	11 782,975	11 828,650	11 874,325	11 919,999	11 965,674	12 011,349	12 057,024	12 102,699
2	Мелитонское (41.М)	17,660	18,250	18,250	18,250	18,250	18,250	18,250	18,250	18,250	18,250	18,250	18,250	18,250	18,250	18,250	18,250	18,250	18,250	18,250	18,250	18,250
3	Атланское	2 877,817	2 796,378	2 854,387	2 912,406	2 970,425	3 028,444	3 086,463	3 144,482	3 202,501	3 260,520	3 318,539	3 376,558	3 434,577	3 492,596	3 550,615	3 608,634	3 666,653	3 724,672	3 782,691	3 840,710	3 898,729
4	Атланское	50 381,622	49 481,031	49 540,388	48 065,713	46 464,014	44 862,319	43 260,624	41 658,929	40 057,234	38 455,539	36 853,844	35 252,149	33 650,454	32 048,759	30 447,064	28 845,369	27 243,674	25 641,979	24 040,284	22 438,589	20 836,894
5	Южно-Полуостровное	5 511,161	5 488,838	5 466,515	5 444,192	5 421,869	5 399,546	5 377,223	5 354,900	5 332,577	5 310,254	5 287,931	5 265,608	5 243,285	5 220,962	5 198,639	5 176,316	5 153,993	5 131,670	5 109,347	5 087,024	5 064,701
6	Южно-Полуостровное	4 174,296	4 152,013	4 129,730	4 107,447	4 085,164	4 062,881	4 040,598	4 018,315	3 996,032	3 973,749	3 951,466	3 929,183	3 906,900	3 884,617	3 862,334	3 840,051	3 817,768	3 795,485	3 773,202	3 750,919	3 728,636
7	Полуостровное	1 728,480	1 706,197	1 683,914	1 661,631	1 639,348	1 617,065	1 594,782	1 572,499	1 550,216	1 527,933	1 505,650	1 483,367	1 461,084	1 438,801	1 416,518	1 394,235	1 371,952	1 349,669	1 327,386	1 305,103	1 282,820
8	Полуостровное	2 417,840	2 395,557	2 373,274	2 350,991	2 328,708	2 306,425	2 284,142	2 261,859	2 239,576	2 217,293	2 195,010	2 172,727	2 150,444	2 128,161	2 105,878	2 083,595	2 061,312	2 039,029	2 016,746	1 994,463	1 972,180
9	Полуостровное	1 987,155	1 964,872	1 942,589	1 920,306	1 898,023	1 875,740	1 853,457	1 831,174	1 808,891	1 786,608	1 764,325	1 742,042	1 719,759	1 697,476	1 675,193	1 652,910	1 630,627	1 608,344	1 586,061	1 563,778	1 541,495
10	Полуостровное	2 566,934	2 544,651	2 522,368	2 500,085	2 477,802	2 455,519	2 433,236	2 410,953	2 388,670	2 366,387	2 344,104	2 321,821	2 299,538	2 277,255	2 254,972	2 232,689	2 210,406	2 188,123	2 165,840	2 143,557	2 121,274
11	Полуостровное	4 475,748	4 453,465	4 431,182	4 408,899	4 386,616	4 364,333	4 342,050	4 319,767	4 297,484	4 275,201	4 252,918	4 230,635	4 208,352	4 186,069	4 163,786	4 141,503	4 119,220	4 096,937	4 074,654	4 052,371	4 030,088
12	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
13	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
14	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
15	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
16	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
17	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
18	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
19	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
20	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
21	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
22	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
23	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
24	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
25	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
26	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
27	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
28	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
29	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
30	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
31	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
32	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
33	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
34	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
35	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
36	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
37	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,716	2 523,433	2 501,150	2 478,867	2 456,584	2 434,301	2 412,018	2 389,735	2 367,452	2 345,169	2 322,886
38	Полуостровное	2 768,549	2 746,266	2 723,983	2 701,700	2 679,417	2 657,134	2 634,851	2 612,568	2 590,285	2 567,999	2 545,7										

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

Западно-Ассинское м.р. (ДНС-1)				2016	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн				34,840	29,291	26,724	107,685	244,783	248,855	204,872	198,913	199,542	193,931	185,681	177,669	169,575	162,466	153,713	146,002	138,590	132,273	124,398	112,554
2. Ресурсы газа, млн.м3				2,571	2,162	1,972	7,947	18,064	18,364	15,119	14,879	14,725	14,311	13,702	13,111	12,514	11,969	11,343	10,774	10,227	9,761	9,180	8,306
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3				-	-	-	5,476	14,864	15,143	12,131	11,723	11,766	11,381	10,818	10,287	9,713	9,227	8,627	8,068	7,591	7,159	6,619	5,809
Западно-Ассинское м.р. (ДНС-2)				2016	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Добыча нефти, тыс.тн				459,068	449,296	502,984	643,516	718,005	1047,193	1201,225	1231,730	1195,935	1166,031	1133,923	1109,377	1089,200	1073,560	1053,992	1037,940	1021,770	1007,916	990,145	979,382
2. Ресурсы газа, млн.м3				33,877	33,156	37,118	47,489	52,966	77,278	88,645	80,898	86,248	86,048	83,679	81,887	80,378	79,224	77,773	76,696	75,402	74,380	73,069	72,274
3. Поставка ПНГ на ГПК, млн.м3				-	-	17,647	27,272	32,373	54,917	65,466	67,655	65,098	63,066	60,857	59,176	57,794	56,723	55,376	54,284	53,176	52,228	51,011	50,273



Приложение №3

# Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371

TotalChrom version 6.3.2

Дата отбора пробы: 14.05.2014

Место отбора пробы: ДНС-1 НГП-5 Западно-Ассаминское мпр

Наименование пробы: ФБД

Номер пробы: 42634

Дата анализа: 20.05.2014

отсбрав.		Павлович М В		42634															
№ п.п.	Компонент	№1	мол %	№2	мол %	г	мол %	г	мол %	Хсп.	мол %	Ух	мол %	Хсп.	об %	Хсп.	масс %	г	(уд.муд)
1	O2	0.2994	0.2992	0.2992	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.2993	0.0192	0.0192	0.0192	0.2993	0.3014	0.3903		г	
2	N2	3.4712	3.3514	0.1198	0.0173	0.0717	0.0547	0.1647	0.1206	3.4113	0.1378	0.1378	0.1378	3.4366	2.7461	3.7944		г	
3	CO2	2.7483	2.7310	0.0161	0.0508	0.0561	0.0472	0.1462	0.0717	2.7397	0.1656	0.1656	0.1656	2.7461	68.5888	44.1360		г	
4	Метан	69.1793	69.3954	0.0066	0.0113	0.0008	0.0012	0.1114	0.0989	69.2874	0.5843	0.5843	0.5843	68.5888	7.1898	8.5673		г	
5	Этан	7.2177	8.3711	0.0086	0.0113	0.0008	0.0012	0.1114	0.0989	7.1923	0.5042	0.5042	0.5042	8.3234	1.4000	14.7061		г	
6	Пропан	8.4272	1.4341	0.0086	0.0113	0.0008	0.0012	0.1114	0.0989	8.3992	0.0861	0.0861	0.0861	1.4000	2.9385	7.0216		г	
7	и-Бутан	1.4341	1.4275	0.0086	0.0113	0.0008	0.0012	0.1114	0.0989	1.4308	0.1828	0.1828	0.1828	2.9385	0.8726	2.6029		г	
8	н-Бутан	3.0482	0.9082	0.0086	0.0113	0.0008	0.0012	0.1114	0.0989	3.0426	0.0548	0.0548	0.0548	0.8726	0.9780	2.9421		г	
9	и-Пентан	0.9090	1.0276	0.0086	0.0113	0.0008	0.0012	0.1114	0.0989	0.9086	0.0619	0.0619	0.0619	0.8726	2.0948	7.7399		г	
10	н-Пентан	1.0276	2.2380	0.0086	0.0113	0.0008	0.0012	0.1114	0.0989	1.0270	0.1360	0.1360	0.1360	2.0948				г	
11	Гексан+	2.2380	2.2860	0.0086	0.0113	0.0008	0.0012	0.1114	0.0989	2.2620	0.1360	0.1360	0.1360	2.0948				г	
СУММА		100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000

C:\TotalChrom\Data Files\data-20140520-154913.TX0  
C:\TotalChrom\Data Files\data-20140520-161355.TX0

## Расчет теплотехнических параметров газа по ГОСТ 31369

	0°C		20°C		25°C	
	нижнее	вышее	нижнее	вышее	нижнее	вышее
Молярная теплота сгорания, МДж/моль	1100.70	1210.48	1100.44	1208.15	1100.38	1207.58
Массовая теплота сгорания, МДж/кг	43.70	48.06	43.89	47.97	43.69	47.95
Объемная теплота сгорания, МДж/м³	49.44	54.37	45.98	50.49	45.20	49.60
Число Воббе, МДж/м³	52.87	58.14	49.21	54.02		
Относительная плотность	0.8744					
Плотность, кг/м³	1.1312					
Молярная масса, г/моль			0.8734			
Содержание целых компонентов C3+		25.19	1.0525			
Содержание целых компонентов C5+			403.26			
			139.82			

Выполнил лаборант:

Галг О А

Подпись:

Галг О А

Приложение №3

# Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371

TotalChrom version 6.3.2

Дата отбора пробы: 21.05.2014

Место отбора пробы: АНГДУ Западно-Асомкинское м/р ДНС-2 НГП-5

Наименование пробы: ФНД

Номер пробы:

Дата анализа: 27.05.2014

отобрал: Хайруллин Р.Г.

N п.п.	Компонент	№1 мол %	№2 мол %	г мол %	г мол %	Хср. мол %	Ух мол %	Хср. об %	Хср. масс %	г (уд.нейд.)
1	O2	13.7880	13.7880	0.0000	0.0252	13.7880	0.8285	13.8502	19.3400	Уд
2	N2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0798	0.0000	0.0013	0.0000	0.0000	Уд
3	CO2	3.0320	2.9960	0.0360	0.0717	3.0140	0.1820	3.0137	5.8145	Уд
4	Метан	75.1030	75.2060	0.1030	0.5455	75.1545	0.4745	75.4078	52.8520	Уд
5	Этан	0.8370	0.8000	0.0370	0.1647	0.8185	0.0330	0.8162	1.0789	Уд
6	Пропан	2.0770	2.0760	0.0010	0.4072	2.0785	0.1248	2.0527	4.0139	Уд
7	и-Бутан	0.5710	0.5670	0.0040	0.1452	0.5690	0.0344	0.5554	1.4497	Уд
8	н-Бутан	1.0930	1.0690	0.0040	0.3026	1.0910	0.0657	1.0618	2.7797	Уд
9	и-Пентан	0.3920	0.3900	0.0020	0.0936	0.3910	0.0237	0.3746	1.2366	Уд
10	н-Пентан	0.4410	0.4250	0.0160	0.1114	0.4330	0.0262	0.4113	1.3694	Уд
11	Гексаны*	2.6660	2.6630	0.0030	0.0989	2.6645	0.1601	2.4614	10.0653	Уд
СУММА		100.0000	100.0000		0.9989	100.0000		100.0000	100.0000	

C:\TotalChrom\Data Files\data-20140526-154959.TXT

C:\TotalChrom\Data Files\data-20140526-161024.TXT

## Расчет теплотехнических параметров газа по ГОСТ 31369

	0°C		20°C		25°C	
	нижнее	высшее	нижнее	высшее	нижнее	высшее
Молярная теплота сгорания, МДж/моль	832.08	919.07	831.91	917.24	831.86	916.80
Массовая теплота сгорания, МДж/кг	36.47	40.20	36.47	40.21	36.46	40.19
Объемная теплота сгорания, МДж/м³	37.29	41.18	37.29	38.26	34.11	37.59
Число Воббе, МДж/м³	41.94	46.33	39.05	43.06		
Относительная плотность	0.7902		0.7897			
Плотность, кг/м³	1.0223		0.9517			
Молярная масса, г/моль	22.81					
Содержание углеводородов C1+	139.03					
Содержание тяжелых компонентов C3+	120.59					

Выполнил лаборант:

Гагар О.А.

Подпись: *Гагар О.А.*



Приложение №4

«Южно-Балыкский газоперерабатывающий завод» –  
филиал ОАО «СибурТюменьГаз»  
628387, РФ, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра,  
г. Пыть-Ях, микрорайон № 7, д. 7 «А»  
Тел.: +7-3463-44-72-05;  
Факс: +7-3463-44-76-00  
E-mail: yubgpk@stg.sibur.ru

Главному инженеру  
ОАО «Славнефть - Мегионнефтегаз»  
А.М. Пятаеву  
тел. 8(34643) 46-705  
факс. 8(34643) 46-491  
e-mail: [odp@mng.slavneft.ru](mailto:odp@mng.slavneft.ru)

№ 924/ПТО от 30.05 2014г.

На № 24-01-275 от 28.03. 2014г.

Уважаемый Андрей Михайлович!

Подтверждаем возможность приёма с 2015 года попутного нефтяного газа Западно-Асомкинского месторождения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» в полном объёме.

Технические условия:

1. давление ПНГ перед точкой подключения 0,1-0,15 МПа;
2. температура газа 0÷15°C;
3. содержание влаги в ПНГ не более 2,0 г/м³.

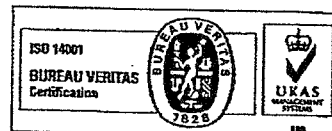
Прошу Вас направить в адрес ЮБ ГПЗ компонентный состав планируемого к поставке ПНГ с указанием содержания в нём сернистых соединений.

С уважением,

Директор филиала

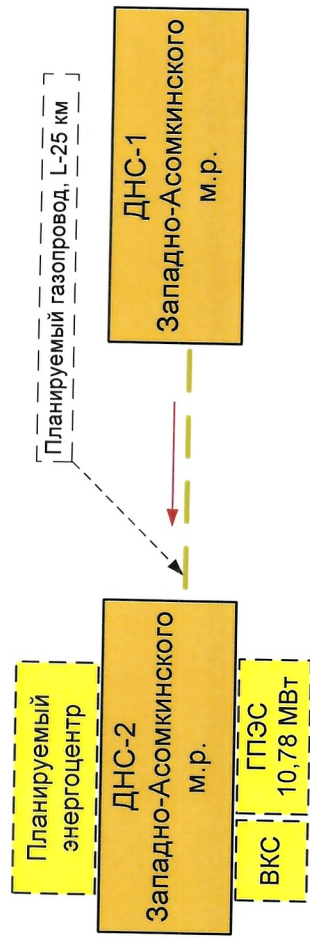
В. А. Чинакал

А.В. Томилин  
44-71-57



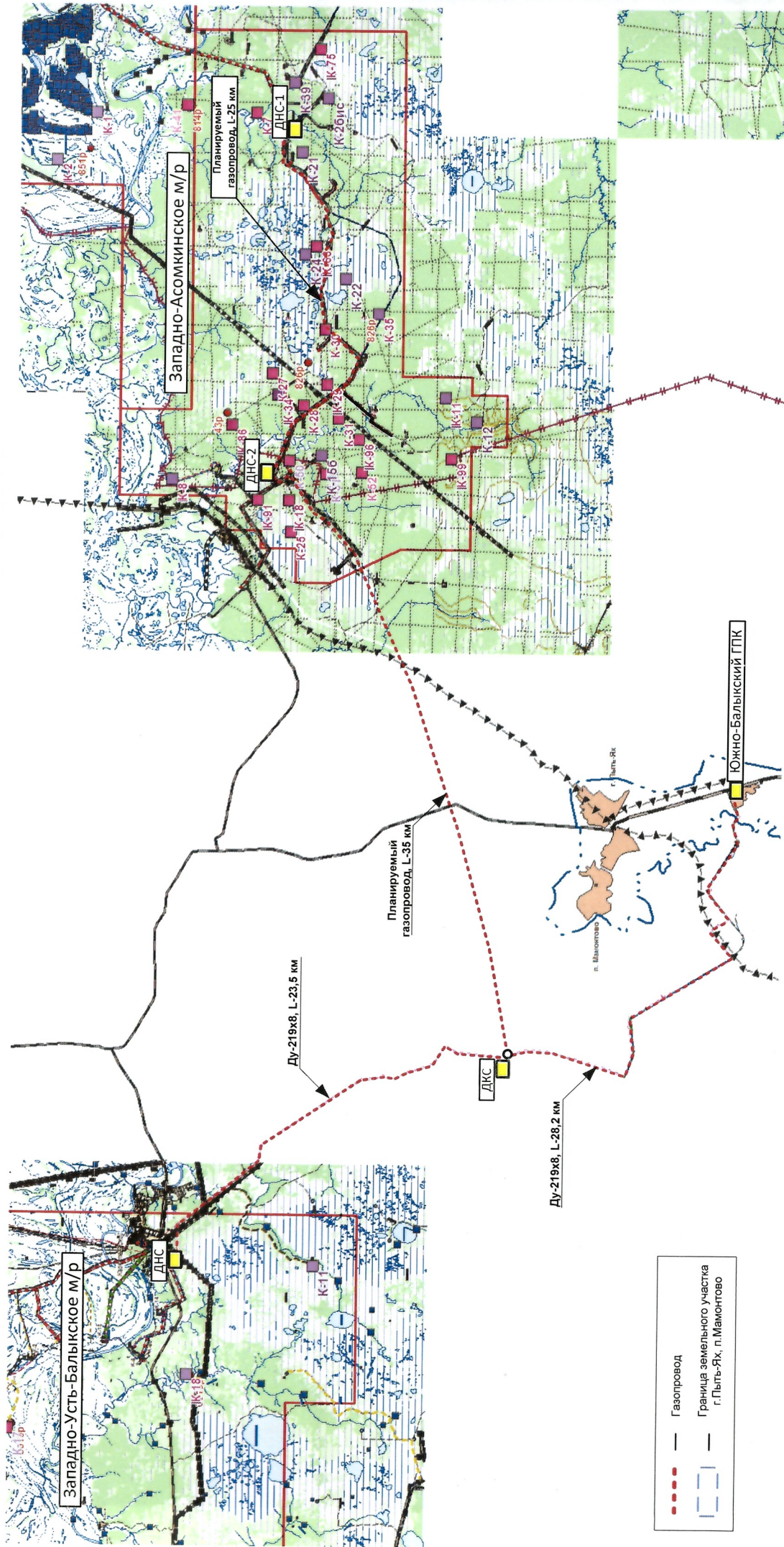


# Схема расположения планируемых энергоцентров



# Схема

## Транспорта ПНГ Западно-Асомкинского месторождения через газопровод «ДНС Западно-Усть-Балыкского м.р. – Южно-Балыкский ГПК»





**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ»**  
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)

ул. Ленин-а д. 26, г. Нефтекамск, ХМАО-Югра, Российская Федерация 628339  
Телефон: (3463) 31 51 84, факс: (3463) 22 89 51, e-mail: RN\_yug@yugsk.com  
ОКПО 76241742, ОГРН 1058603519538, ИНН/КТ 13604025473, ОГД 041901

от 25.06.2014 г. № 02-02-1603

на № АП-424 от 10.06.2014 г.

Главному инженеру  
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»  
А.М. Пятаеву

Копия:  
Заместителю начальника УДНГ и К  
Департамента нефтегазодобычи  
ОАО «НК «Роснефть»  
Ф.А. Бочкову

О возможности транспортировки ПНГ

Уважаемый Андрей Михайлович!

В ответ на запрос сообщая, что в ООО «РН-Юганскнефтегаз» имеется техническая возможность на оказание услуг по транспортировке ПНГ с Западно-Асомкинского лицензионного участка ОАО «СН-МНГ» по существующей газотранспортной системе на Южно-Балыкский ГПЗ.

Для обеспечения транспортировки газа с Западно-Асомкинского лицензионного участка ОАО «СН-МНГ», необходимо выполнить подключение в 2 точках выкидных коллекторов высокого давления ( $P=1,7$  МПа) и низкого давления ( $P=0,6$  МПа), с объекта ДКС на ДНС-Омбинка и обеспечить их системой измерения количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ).

В данный момент ООО «РН-Юганскнефтегаз» оказывает услуги по транспортировке газа ООО «Газпромнефть-Хантос», стоимость услуг составляет 173 рубля (без учета НДС) за 1000 м<sup>3</sup> газа.

В случае принятия Вами положительного решения о подключении к газотранспортной системе ООО «РН-Юганскнефтегаз», стоимость оказания услуг будет сообщена дополнительно, после проведения детального расчета всех затрат, необходимых для организации транспортировки ПНГ до ЮБ ГПЗ.

Технические условия для подключения к действующим газопроводам ООО «РН-Юганскнефтегаз» в районе ДНС-Омбинка прилагается отдельным файлом.

Дополнительно сообщаем, что в случае невозможности обеспечения поставки собственного объема ПНГ на ЮБ ГПЗ, ООО «РН-Юганскнефтегаз» оставит за собой право в одностороннем порядке сократить или прекратить прием газа от ОАО «СН-МНГ», о чем будет указано в соответствующих разделах при формировании договора на транспортировку газа,

Учитывая развитие газовой инфраструктуры и применение наиболее оптимальных методов утилизации ПНГ, хотим отметить, что исходя из данных динамики поставки газа на ЮБ ГПЗ до 2020 года, предлагаем рассмотреть вопрос

Открытое акционерное общество  
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»  
ЭЛЕКТРОННАЯ ПОЧТА  
Входящий № 1047-24  
«24» 06 2014 г.

вх 106-1306  
30.06.14

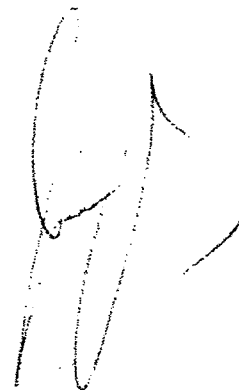
применения мини ГТЭС или газопоршневых электростанций, с целью выработки электроэнергии для нужд ОАО «СН-МНГ», применение которых позволит регулировать уровень утилизации газа, исключая зависимость от ЮБ ГПЗ.

Приложения:

1. ТУ на подключение газопровода;
2. Схема подключения.

С уважением,

Первый заместитель генерального директора  
по производству - Главный инженер



О.В. Акимов

Исп.: Сидоров И.Н.  
Тел.: 310-313



## ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

### на подключение газопровода ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» к газотранспортной системе ООО «РН-Юганскнефтегаз» Омбинского месторождения

1. Произвести гидравлический расчет пропускной способности действующей системы газопроводов до Южно-Балыкского ГПК (ш.0303Д и 0032Д) с учетом транспортировки газа с Западно-Асомкинского лицензионного участка ОАО «СН-МНГ». Необходимость строительства лупингов определить на стадии выполнения гидравлических расчетов;
2. Расчетами подтвердить производственные мощности предусмотренных на действующих газопроводах оборудования (конденсатосборники, блоки подачи метанола) с учетом транспортировки объемов газа с Западно-Асомкинского лицензионного участка ОАО «СН-МНГ». При необходимости в рамках проекта заложить проектирование соответствующего оборудования.
3. На местности, совместно с представителями УЭТ ООО «РН-Юганскнефтегаз», определить фактические точки подключения газопровода, привязать к существующим пикетажам, определить глубину заложения трубопровода. При этом, узлы подключения расположить на прямолинейном участке, не подвергающемся обводнению (выше уровня грунтовых и паводковых вод).
4. Точки подключения выполнить в газопроводы Ду 325 мм газопровода с объекта ДКС на ДНС-Омбинка на выкидной коллектор высокого давления ( $P=1,7$  МПа), и 2 точка в районе низкого давления ( $P=0,6$  МПа).
5. Подключение проектируемого газопровода ОАО «СН-МНГ» предусмотреть с применением безостановочной технологии врезки в действующие газопроводы на территории узла камеры пуска ОУ.
6. Предусмотреть обвязку со свечей рассеивания. Конструкцию узлов выполнить согласно приложенной схемы.
7. Диаметр запорной арматуры предусмотреть эквивалентным диаметру основного (проектируемого газопровода) на давление РН 2,5 МПа
8. Подключение предусмотреть на территории узла камеры пуска (при необходимости предусмотреть расширения границ (ограждения) существующего узла)
9. В начале и конце проектируемого газопровода предусмотреть установку секущих задвижек, устройств отбора давления до и после секущей запорной арматуры.
10. Прокладку газопровода определить при проектировании. При надземной прокладке газопровода предусмотреть теплоизоляционные конструкции, в том числе для арматуры.
11. Максимальное рабочее давление в газопроводе принять – 2,2 МПа.
12. Узлы подключения должны включать в себя: запорную арматуру выполненные в надземном исполнении;
13. Предусмотреть обустройство площадок на узлах в точках подключения и согласовать их с ООО «РН-Юганскнефтегаз» на этапе проектирования.
14. Внешнее оформление узла подключения выполнить в соответствии с фирменным стилем предприятия ООО «РН-Юганскнефтегаз» согласно Методического указания компании № ПЗ-01.04 М-0006 «Применение фирменного стиля ОАО «НК «РОСНЕФТЬ» при оформлении производственных объектов в дочерних обществах ОАО «НК «РОСНЕФТЬ» блока Upstream и производственного сервисного блока» утвержденного Приказом № 440 от 19 августа 2011 года.
15. Все работы в охранной зоне промысловых трубопроводов проводить согласно полученным письменным разрешением и техническим условиям (запросить отдельным письмом с приложением топосъемок пересекаемых трубопроводов), в присутствии представителя эксплуатирующей организации УЭТ ООО «РН-Юганскнефтегаз», в строгом соответствии с разработанными мероприятиями по безопасности.
16. Предусмотреть диагностику (определение технического состояния) пересекаемых трубопроводов ООО «РН-Юганскнефтегаз» и монтаж защитных футляров в местах пересечения проектируемыми газопроводами.

17. Предусмотреть строительство системы измерения количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ). СИКГ должна быть расположена максимально близко к точке подключения и соответствовать ГОСТ Р 8.733-2011 «ГСИ. Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования» с изменениями №1.
18. Место расположения СИКГ согласовать с ООО «РН-Юганскнефтегаз».
19. СИКГ должна быть выполнена в виде блочной конструкции, в составе технологического помещения и аппаратурного блока. Помещения должны быть оснащены системами отопления, освещения, вентиляции, сигнализацией загазованности и пожарной сигнализацией.
20. Технические требования на СИКГ должны быть согласованы с метрологической службой ООО «РН-Юганскнефтегаз» и ДПАМйКК ОАО «НК «Роснефть».
21. Разработанный проект согласовать с ООО «РН-Юганскнефтегаз».
22. Обеспечить вывод данных СИКГ на верхний уровень в корпоративную сеть передачи данных ООО «РН-Юганскнефтегаз», на существующий web-ресурс. Предусмотреть работы по доработке соответствующего программного обеспечения.
23. ТУ на организацию канала передачи данных запросить на стадии проектирования в УИТ ООО «РН-Юганскнефтегаз».
24. Акт предпроектного обследования в части касающейся автоматизации и связи согласовать с УИТ ООО «РН-Юганскнефтегаз».
25. Перечень параметров СИКГ необходимых для вывода данных на верхний уровень согласовать с УСИНГ ООО «РН-Юганскнефтегаз» в ходе проведения проектных работ.
26. Срок действия технических условий 2 года с момента выдачи.

И.о. начальника Управления Сбора и Использова-  
ния нефтяного газа ООО «РН-Юганскнефтегаз»

п/п

И.Н. Сидоров

И.о. Главного инженера Управления эксплуатации  
трубопроводов ООО «РН-Юганскнефтегаз»

п/п

А.Н. Моргунов

Главный метролог ООО «РН-Юганскнефтегаз»

п/п

Д.В.Носиков

Начальник УИТ ООО «РН-Юганскнефтегаз»

п/п

И.Д. Яцишен

**Технические Условия на подключения к действующим газопроводам  
в районе ДНС-Омб Омбинского м.р.**

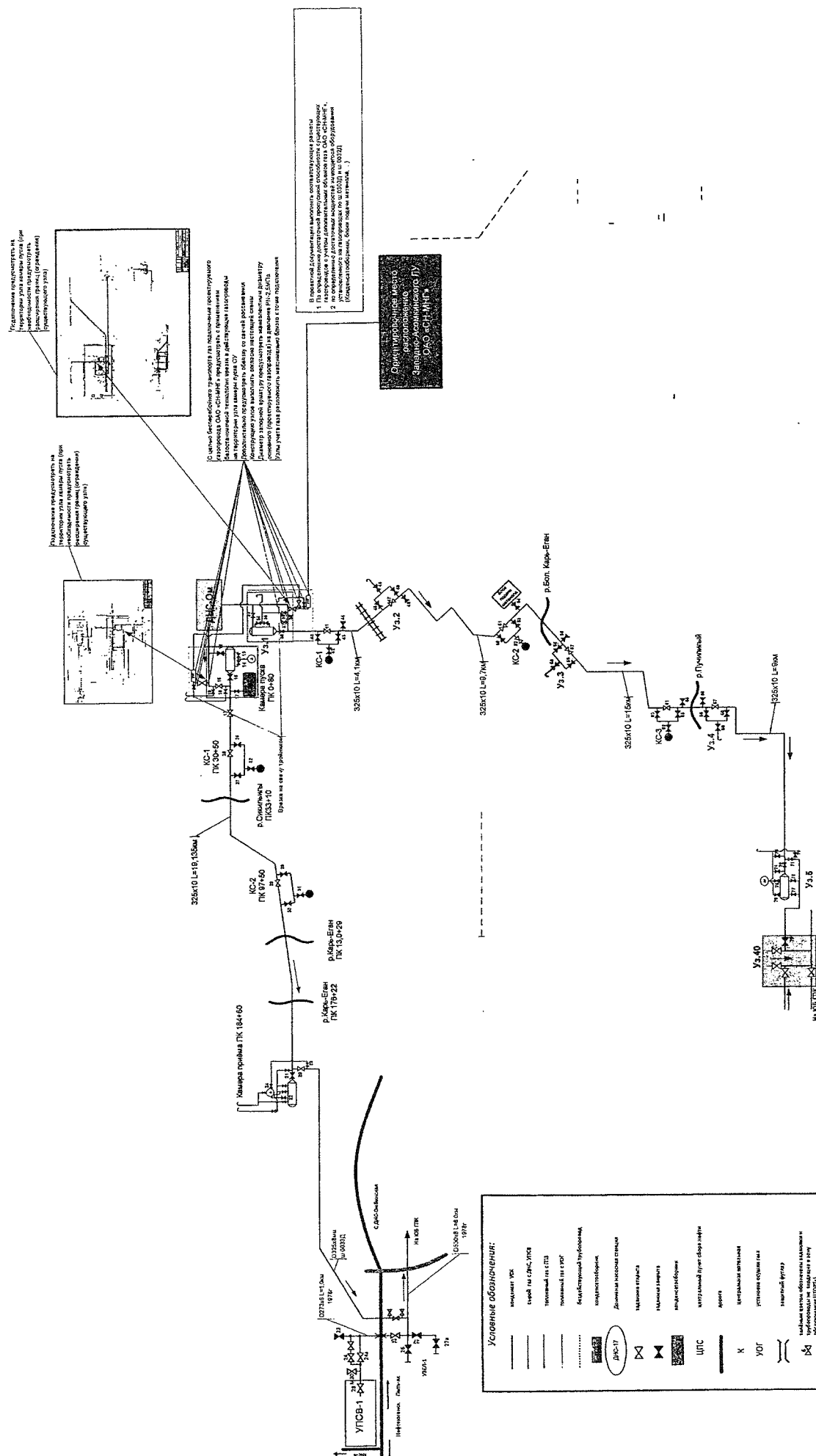
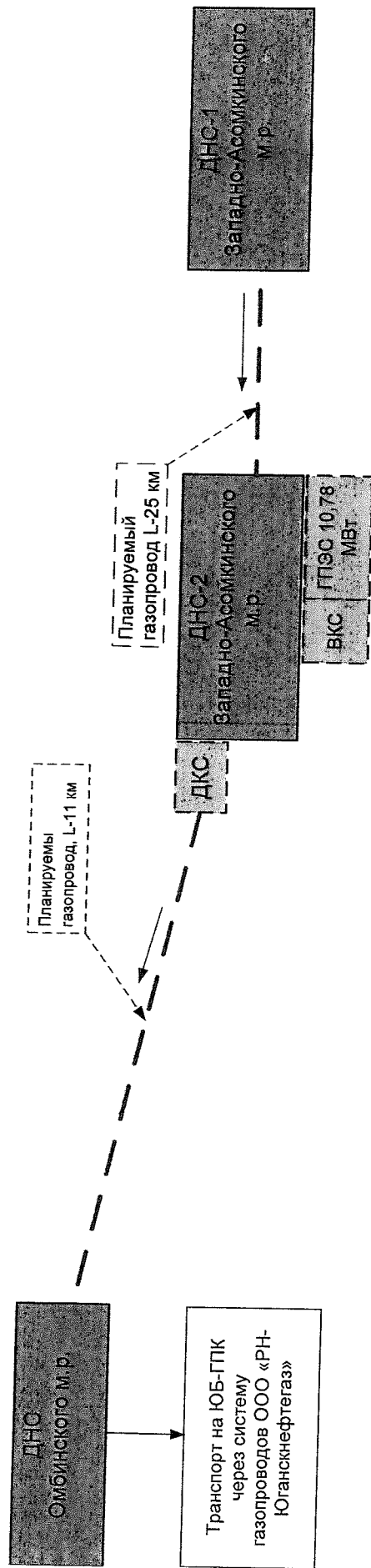


Схема  
системы газопроводов Западно-Асомкинского месторождения в газопровод ДНС Омбинского месторождения  
ООО «РН-Юганскнефтегаз».



—	Планируемый объект
—	Газопровод
—	Нефтегазопровод
—	Напорный нефтепровод