

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель Генерального
директора-Главный инженер
ОАО «СН-МНГ»



А. М. Пятаев

« _____ » 20__ г.

Задание на проектирование № 141-15
«Обустройство Кетовского месторождения нефти. Куст скважин №7»

1.	Наименование объекта
	Обустройство Кетовского месторождения. Куст скважин №7
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, Кетовское месторождение нефти.
3.	Основание для проектирования
	План капитального строительства ОАО «СН-МНГ».
4.	Заказчик
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	Разработчик проектной документации
	Определяется в результате тендера.
6.	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 ИСО 9001-2011.
7.	Вид строительства
	Капитальное строительство.
8.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию
	2017г.
9.	Стадия проектирования
	Проектная документация. Рабочая документация.
10.	Условия ввода в эксплуатацию
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11.	Потребность в инженерных изысканиях
	<p>До начала изысканий согласовать предполагаемое прохождение всех коммуникаций с Заказчиком.</p> <p>Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для расширения технологической площадки согласно СП 47.13330.2012, СП 11-104-97, СП 11-105-97. СП 11-102-97, с размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей. высоконапорных водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог.</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.</p> <p>Обязательно согласовать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»; - полноту снятых коммуникаций и демонтируемые трубопроводы с эксплуатирующей службой; - представить в электронном виде и на бумажном носителе документацию по планировке

	территории в соответствии с законодательством Российской Федерации в системе координат НВР и Балтийской системе высот в формате Mapinfo.																										
12.	Требования по вариантной проработке и формированию ОТР																										
	Не требуется.																										
13.	Требования к выделению пусковых комплексов																										
	Предусмотреть независимые этапы строительства.																										
14.	Основные технико-экономические показатели и состав объекта проектирования																										
	<p><u>Куст скважин № 7 – 12 скважин:</u></p> <table><tr><td>Всего скважин</td><td>- 12 скважин</td></tr><tr><td>Добывающих</td><td>- 6 скважин</td></tr><tr><td>С отработкой</td><td>- 4 скважин</td></tr><tr><td>Водозаборных</td><td>- 2 скважины</td></tr></table> <table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 7</td><td>9,1</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ № 1 на куст скважин № 7 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)</td><td>14,0</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин № 7 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)</td><td>9,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод «к.7-т.вр.к.29» (Приложение № 1 к ТУ)</td><td>8,9</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод «т.вр.к.29-т.вр.к.2» (Приложение № 1 к ТУ)</td><td>2,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Всего скважин	- 12 скважин	Добывающих	- 6 скважин	С отработкой	- 4 скважин	Водозаборных	- 2 скважины	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 7	9,1	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ № 1 на куст скважин № 7 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	14,0	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин № 7 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	9,2	Возможна корректировка	Нефтегазопровод «к.7-т.вр.к.29» (Приложение № 1 к ТУ)	8,9	Возможна корректировка	Нефтегазопровод «т.вр.к.29-т.вр.к.2» (Приложение № 1 к ТУ)	2,4	Возможна корректировка
Всего скважин	- 12 скважин																										
Добывающих	- 6 скважин																										
С отработкой	- 4 скважин																										
Водозаборных	- 2 скважины																										
Наименование участка	Длина, км	Примечание																									
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 7	9,1	Возможна корректировка																									
ВЛ 6кВ № 1 на куст скважин № 7 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	14,0	Возможна корректировка																									
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин № 7 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	9,2	Возможна корректировка																									
Нефтегазопровод «к.7-т.вр.к.29» (Приложение № 1 к ТУ)	8,9	Возможна корректировка																									
Нефтегазопровод «т.вр.к.29-т.вр.к.2» (Приложение № 1 к ТУ)	2,4	Возможна корректировка																									
15.	Требования к техническим решениям																										
	<p>15.1. Проект должен соответствовать достижениям науки, новой технике и технологии и обеспечивать эффективность капитальных вложений, экономного расходования материально-технических ресурсов.</p> <p>15.2. При проектировании размещение ограждения выполнить с учётом существующих коммуникаций.</p> <p>15.3. Расположение объектов на генеральном плане предварительно согласовать с Заказчиком.</p> <p>15.4. Рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применением труб отечественного производства.</p> <p>15.5. При проектировании руководствоваться техническими условиями на разработку проектно-сметной документации.</p>																										
16.	Особые условия.																										
	<ul style="list-style-type: none">– Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.– Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.– Запросить справку об отсутствии мест историко-культурного наследия в границах проектируемого объекта.- Строительство шламового амбара – согласовать с Заказчиком- Новое строительство.– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с																										

	<p>Заказчиком.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. – Максимально использовать материалы и оборудование при проектировании, исходя из наличия их в ОАО «СН-МНГ». – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижеобьрыбвод». - Получение экспертного заключения 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»; - На основании раздела 8 «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»; - Передать в Департамент ЭБ и ООС согласованный «Проект предельно допустимых выбросов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей» с приложением всех необходимых согласований непосредственно после завершения согласования и в срок до начала строительства объекта. - Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленицы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра. - Полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе – в радиусе 25 метров). - Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м. - Перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06, М-01, W-09, Р-02, М-04, Р 06, М-02, М-05, М- 07, W-09, W-01, W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); - перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09, Р- 02, М-07(№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); - перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09 Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001).
17.	Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям
	Не требуется.
18.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
	<ul style="list-style-type: none"> – Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями

	<p>Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «Об утверждении состава разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 . 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).</p>
19.	<p>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</p> <p>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».</p>
20.	<p>Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов</p> <p>Не требуется.</p>
21.	<p>Требования к составу и оформлению рабочей документации</p> <p>21.1. Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ.</p> <p>21.2 Разработать и предоставить утвержденный проект планировки территории и проект межевания территории.</p> <p>21.3. Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2009.</p> <p>21.4. Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.</p>
22.	<p>Состав демонстрационных материалов</p> <p>Не требуется.</p>
23.	<p>Материалы, представляемые Заказчиком</p> <p>Приложение №1 – технические условия для разработки рабочей документации по объекту. Приложение №2 – Требования к сметной документации УКСиРО ОАО «СН-МНГ».</p>
24.	<p>Срок выдачи проекта</p> <p>Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.</p>
25.	<p>Срок выдачи тендерной документации</p> <p>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.</p>
26.	<p>Количество экземпляров РД/ПД</p> <p>Документацию предоставить:</p> <ul style="list-style-type: none"> - на бумажном носителе в 4-х экземплярах; - в электронном виде в формате «Adobe Acrobat» - 1 экземпляр, AutoCAD- 1 экземпляр.
27.	<p>Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов</p> <p>При составлении ведомостей и спецификаций материалов и оборудования применять кодировку по номенклатурным справочникам Заказчика.</p> <p>В составе рабочей документации дополнительно отдельной книгой выпускаются заказные спецификации с полным по объектным перечнем ТМЦ (в том числе объектная ведомость металлопроката), с разделением оборудования и материалов на поставку заказчика/подрядчика и предоставлением данных спецификаций заказчику в формате Microsoft XL (предоставлять Заказчику на начальном этапе проектирования), с присвоением кодов ОЗМ из системы SAP R3 ОАО «СН-МНГ».</p>
28.	<p>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</p> <p>Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации, дополнительно руководствуясь требованиями к сметной документации УКСиРО ОАО «СН-МНГ» (Приложение №2).</p> <p>Расчет сметной стоимости строительства объекта выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации.</p> <p>Расчет стоимости работ согласно приложению (в формате ОАО «НК «Роснефть»)) включить в состав пояснительной записки.</p> <p>Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в</p>


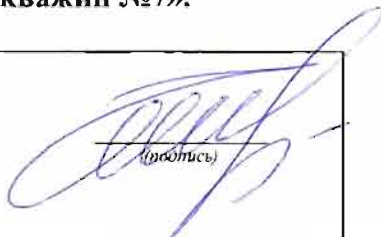
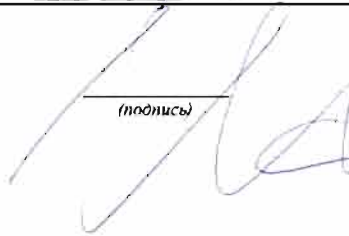
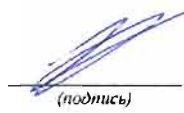
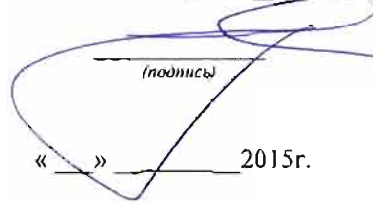
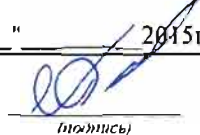

	<p>составе рабочей документации.</p> <p>Сметную документацию выполнить в электронном виде в формате «Гранд-смета» (расширение *.agr, .xml и .xls).</p> <p>Исходные данные запросить отдельно.</p>
29.	<p>Правила представления, рассмотрения и принятия РД/ПД</p> <p>Согласовать проектные решения с Заказчиком.</p> <p>Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».</p> <p>Рабочая документация на бумажном носителе предоставляется только после согласования со службами ОАО «СН-МНГ» и эксплуатирующими организациями и предоставления подписанного акта преднадзора.</p>
30.	<p>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</p> <p>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.</p>
31.	<p>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</p> <p>Получение всех согласований (в т.ч. со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией) и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, с подписанием акта преднадзора.</p> <p>Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</p> <p>Получение положительного заключения Государственной экологической экспертизы, при амбарном способе бурения.</p> <p>Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.</p>
32.	<p>Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ</p> <p>Не требуется.</p>

Исполнитель: инженер I кат. ООПИР УКСиРО



Н.Н.Мошин

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к заданию на проектирование
«Обустройство Кетовского месторождения нефти. Куст скважин №7».

Заместитель Генерального директора-Директор по капитальному строительству  (подпись) Д.А. Николаев " " 2015г.	Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений  (подпись) И.Г. Тухфатуллин « » 2015г.
Главный инженер АНГДУ  (подпись) В.В.Евдокимов " " 2015г.	Начальник департамента производственного контроля, охраны труда, пожарной безопасности, гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций  (подпись) А.В. Финк " " 2015г.
Начальник УКСиРО  (подпись) Е.В. Лещенко « » 2015г.	Начальник НГП-3  (подпись) В.М. Трубин " " 2015г.
Начальник ОО ПИР УКСиРО  (подпись) С.Н. Бабкин « » 2015г.	 (подпись) « » 2015г.

УТВЕРЖДАЮ:

Директор по перспективному развитию
производства и обустройства
месторождений ОАО «СН-МНГ»

И.Г. Тухфатуллин

2015 г.

Технические условия
на выполнение ПСД по объекту:
«Обустройство Кетовского месторождения нефти.
Куст скважин № 7»

1.	Наименование объекта																		
	Обустройство Кетовского месторождения нефти. Куст скважин № 7.																		
2.	Географическое положение объекта																		
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нижневартовский район, Кетовский лицензионный участок.																		
3.	Основание для проектирования																		
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегноннефтегаз».																		
4.	Заказчик																		
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегноннефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).																		
5.	Вид строительства																		
	Капитальное строительство.																		
6.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию																		
	2017г.																		
7.	Условия ввода в эксплуатацию																		
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.																		
8.	Состав проектируемого объекта:																		
	<u>Куст скважин № 7 – 12 скважин:</u>																		
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 7</td><td>9,1</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 7 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>14,0</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин № 7 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>9,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод «к. 7-т.вр.к.29» (Приложение № 1)</td><td>8,9</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод «т.вр.к.29-т.вр.к.2» (Приложение № 1)</td><td>2,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 7	9,1	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 7 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	14,0	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин № 7 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	9,2	Возможна корректировка	Нефтегазопровод «к. 7-т.вр.к.29» (Приложение № 1)	8,9	Возможна корректировка	Нефтегазопровод «т.вр.к.29-т.вр.к.2» (Приложение № 1)	2,4	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																	
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 7	9,1	Возможна корректировка																	
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 7 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	14,0	Возможна корректировка																	
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин № 7 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	9,2	Возможна корректировка																	
Нефтегазопровод «к. 7-т.вр.к.29» (Приложение № 1)	8,9	Возможна корректировка																	
Нефтегазопровод «т.вр.к.29-т.вр.к.2» (Приложение № 1)	2,4	Возможна корректировка																	
	<ul style="list-style-type: none">– Координаты первой скважины и НДС представлены в <u>Приложении № 5</u>;– Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в <u>Приложении №6</u>;																		

- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 7:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефть	%
Кетовское	7	гор с МГРП	Б2	195	50	70
		гор с МГРП	Б2	173	45	70
		нагн	Б2	50	13	70
		гор с МГРП	Б2	150	39	70
		водоз	ПК			
		гор с МГРП	Б2	173	45	70
		нагн	Б2	50	13	70
		гор с МГРП	Б2	195	50	70
		нагн	Б2	50	13	70
		гор с МГРП	Б2	195	50	70
		водоз	ПК			
		нагн	Б2	43	11	70
Сумма				1271	329	
Ср. Q				127	33	

- Основные показатели разработки представлены в **Приложении № 3**;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 7 представлено в **Приложении № 4**.

9. Требования к техническим решениям

Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства:

- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в **приложении №7**;
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кгс/см², наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм;
- Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
- Проектом предусмотреть подключение всех скважин к ГЗУ, независимо от способа эксплуатации (кроме водозаборных скважин);
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтеборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в **приложении №1**.
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтеборов. Гидравлический расчет проводить на всю систему трубопроводов, задействованных в данной системе.
- При предоставлении гидравлического расчета, предоставлять обзорную схему с указанием точек подключения кустовой площадки к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций, при проведении расчетов принять фактические величины давления на кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать: общепринятые в ОАО "СН-МНГ" величины расхода (м3/сут. т/сут), данные о давлении в начале и в конце каждого участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы трубопроводов.
- Предусмотреть монтаж перспективных ЗКЛ в начале и в конце трассы нефтебора;
- После проведения инженерных изысканий, согласования прохождения трасс коммуникаций и согласования гидравлического расчета предоставлять в

ДПРПиОМ обзорную схему с указанием диаметров и протяженностей линейных трубопроводов и ВЛ, данную схему включать в состав пояснительной записки.

- Требования к организации системы ППД куста № 7:
Централизованно-локальная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовых площадок, так же сеноманская вода от водозаборных скважин, по внутрикустовым трубопроводам поступает к проектируемому блоку гребенок (БГ) и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 100 атм;
- При необходимости проектом предусмотреть мероприятия по достижению необходимого давления закачки;
- Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;
- При нахождении кустовой площадки в водоохраной зоне и на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При строительстве скважин по амбарной технологии предусмотреть строительство шламового амбара для временного сбора (накопления/складирования) отходов бурения, площадки по обезвреживанию (переработке), утилизации отходов бурения (бурового шлама) и наблюдательных скважин для ведения мониторинга подземных вод.
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения, для осуществления работ по выемке и утилизации отходов. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями к секциям площадки для осуществления работ по выемке и/или обезвреживанию (переработке) и утилизации отходов бурения, по ходу строительства скважин;
- Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;
- Устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин предусматривать при необходимости, в зависимости от геологии рельефа застраиваемого участка. Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ;
- Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках;
- Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40м от устья скважин;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- 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;
- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;

- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть поворотный шлагбаум и информационный щит на просматриваемых местах с указанием наименования объекта и владельца, номер контактного телефона (на период строительства). После окончания строительства установить информационный щит при въезде на кустовую площадку (площадку разведочной скважины), на просматриваемом месте с указанием наименования объекта и владельца, номером контактного телефона и указанием его регистрационного номера согласно свидетельства о регистрации ОПО в государственном реестре и нанесенными запрещающими, предупреждающими и предписывающими знаками Р 06;М-02;М-05;М-06;М-07;W-09;W-01;W-02;Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001) и надписью «въезд без искрогасителя –запрещен» (п. 9 в ред. Приказа Ростехнадзора от 12.01.2015 N 1).;
- Проектом предусмотреть монтаж на каждом узле трубопроводов металлических табличек во влагозащитном исполнении со схемой узла, которая включает в себя диаметр трубопровода, направление движения жидкости, контактный телефон владельца;
- Для канализационных колодцев принять отметку верха +600 мм;
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи: перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06,М-01,W-09,Р-02,М-04, Р 06,М-02,М-05,М-07,W-09,W-01,W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09,Р-02, М-07(№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08,W-09,Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);
- 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; рабочие площадки и площадки обслуживания, предусмотреть с двух сторон, если у оборудования имеется два входа, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения. При высоте более 0,75 м, перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,4 м друг от друга, и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости;
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1м с шириной бровки по верху вала 0,5м (ВНТП 3-85);
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85);
- Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м.(ВНТП 03/170/567-87 п.2.20).

По блокам ГЗУ и БМА:

- По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150мм, в дверных проёмах – пороги не менее 0,15м. с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6.).
- Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями.
- Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95*; МУ 2.2.4.706-98)

Параметры здания блока ГЗУ:

Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ

	<p>Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>В помещениях категории А и Б предусмотреть наружные легкобрасываемые ограждающие конструкции. (СП 4.13.130. 2013 п. 6.2.5)</p> <p>В ГЗУ установить вентиляцию и отопление во взрывозащищенном исполнении (СП 2.2.1.1312-03 п.VI.)</p> <p>Параметры здания блока БМА:</p> <p>Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <p>Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ</p> <ul style="list-style-type: none"> – Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ.
10.	Особые условия строительства
	<ul style="list-style-type: none"> – Новое строительство. – Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности. – Кустовая площадка № 7 расположена за пределами границ территорий традиционного природопользования. – При необходимости предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации (переработке) отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки. – Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком. – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком. – Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8. – Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленицы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра. (ППБ в Лесах п.19) – При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется: <ul style="list-style-type: none"> – а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии; – б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров); (ППБ в Лесах п.33)
11.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
	<ul style="list-style-type: none"> – Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36.1). При разработке учесть нормативные требования Трудового

	<p>кодекса РФ: межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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. При разработке учесть нормативные требования <u>СП 12-136-2002</u>, <u>СП 2.2.1.1312-03</u>, <u>СП 2.2.2.1327-03</u>, <u>СанПиН 2.2.3.1384-03</u>, <u>СНиП 12-03-2001</u>, <u>СНиП 12-04-2002</u> (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность)
12.	<p>Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных и площадных объектов в соответствии с Федеральным Законом от 10.01.2002г № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», 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 ФГБУ «Нижнеобьрыбвод». – Получение Государственной Экологической экспертизы; – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций.
13.	<p>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</p>
	<ul style="list-style-type: none"> – Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), <u>СНиП 2.01.51-90</u>, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
14.	<p>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</p>
	<ul style="list-style-type: none"> – Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ №390 от 25.12.2004 года и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
15.	<p>Материалы, представляемые Заказчиком</p>
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промышленных трубопроводов» Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение» Приложение № 3 «Основные показатели разработки» Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование» Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС» Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и</p>

	<p>планируемый объем отходов бурения с одной скважины»</p> <p>Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП»</p> <p>Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений»</p> <p>Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов».</p> <p>Приложение № 10 «Обзорная схема трубопроводов».</p>
16.	Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> – Согласовать проектные решения с Заказчиком. – Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».
17.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	<p>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.</p>
18.	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 с подписанием акта преднадзора. – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».

Исполнитель:

Инженер I категории ОПOM ДПРП и OM



О.В. Журавель

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту
«Обустройство Кетовского месторождения нефти.
Куст скважин № 7»

<p>Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений</p> <p>Бессонов М.Н.</p> <p>" " 2015г.</p>	<p>Главный инженер Аганского НГДУ</p> <p>Евдокимов В.В.</p> <p>" " 2015г.</p>
<p>Главный маркшейдер</p> <p>Новичков А.А.</p> <p>" " 2015г.</p>	<p>Начальник департамента экологической безопасности и охраны окружающей среды</p> <p>Гортиков А.А.</p> <p>" " 2015г.</p>
<p>Начальник департамента производственного контроля, охраны труда, пожарной безопасности, гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций</p> <p>Финк А.В.</p> <p>" " 2015г.</p>	



Открытое Акционерное Общество
"Славнефть – Мегионнефтегаз"
**ДЕПАРТАМЕНТ ТРУБОПРОВОДНОГО
ТРАНСПОРТА**

ул. Кузьмина 51, г. Мегион, ХМАО-Югра. 628684
тел.: (34643) 46-902 факс: (34643) 4-62-53

" 11 " 08 2015 г.
На № _____

№ МР - 329
от «__» _____ 2015г.

Начальнику ДПП и ОМ
М.Н. Бессонову

О направлении ТУ

Уважаемый Михаил Николаевич!

Направляю Вам технические условия для разработки проектно-сметной документации по объектам:

«Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. Куст скважин №27.

«Обустройство Кетовского месторождения нефти. Куст скважин № 7.

«Обустройство Локосовского месторождения нефти. Куст скважин № 120.

«Обустройство Мыхпайского месторождения нефти. Куст скважин №100.

«Обустройство Покамасовского месторождения нефти. Куст скважин №103.

«Обустройство Западно-Усть-Балыкского месторождения нефти. Куст скважин №25.

«Обустройство Аганского месторождения нефти. Низконапорный водовод «ППН-2 – КНС-1».

Приложение: ТУ – 64л., 1э.

С уважением,
Начальник

М.Г. Разин

УТВЕРЖДАЮ:
Начальник департамента
трубопроводного транспорта
ОАО «СН-МНГ»

М.Г. Разин
« 1 » _____ 2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для разработки проектно-сметной документации по объектам
«Обустройство Кетовского месторождения нефти.
Куста скважин № 7»

1. Месторождение, район строительства	Кетовское месторождение нефти, Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство.
3. Состав проектируемого объекта	1 Этап. Нефтегазопровод « к. 7 – т.вр. к.29» 2 Этап. Нефтегазопровод « т.вр.к.29 – т.вр.к.2 »
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p>1 Этап. Нефтегазопровод « к. 7 – т.вр.к.29 » От к. 7 по проектируемому трубопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтесборов на пункт сбора – ДНС Кетовского месторождения нефти. Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1271/330$. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом.</p> <p>2 Этап. Нефтегазопровод « т.вр.к.29 – т.вр.к.2 » От т.вр.к.29 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС Кетовского месторождения нефти. Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом. Диаметр в точке подключения определить гидравлическим расчетом.</p> <p>Объем жидкости с существующих, проектных и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</p>
5. Требования к техническим решениям	<p>–Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;</p> <p>–В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС;</p> <p>–В проектной документации необходимо указывать амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв.</p>

- постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1);
- В проектной документации необходимо присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. №359);
 - При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электроприводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности.
 - Для строительства нефтегазопровода рассмотреть варианты применения трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ.
 - Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.
 - Окончательный подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта;
 - Проектом предусмотреть установку УДХ на кустовой площадке для ввода химреагентов в выкидной коллектор согласно утвержденного в ОАО «СН-МНГ» типового проекта обустройства кустов скважин. Подбор типа УДХ производить по объему жидкости с куста скважин. Использовать блоки заводского изготовления;
 - На нефтегазопроводе предусмотреть установку узлов контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ;
 - Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов.
 - Срок эксплуатации нефтегазопроводов определить проектом.
 - Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);
 - В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
 - Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком.
 - Проектному институту необходимо разработать обзорную схему с указанием точек подключения кустовых площадок к действующей системе трубопроводов с указанием существующих и проектируемых коммуникаций.
 - При проведении гидравлического расчета необходимо принять фактические величины давления на кустовых площадках. Отчет гидравлического расчета должен содержать общепринятые в ОАО «СН-МНГ» величины расхода (м³/сут., т/сут.), данные о давлении в начале и в конце участка, перепад давления, удельные потери давления, скорость движения жидкости и предложения с обоснованием по оптимизации работы системы

трубопроводов.(Приложение №4);

- При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
 - Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см²;
 - При формировании расчетов диаметров проектируемых трубопроводов рабочее давление которых превышает 25 кг/см² необходимо дополнительно согласовать гидравлический расчет с ДТТ и ПТО НГДУ эксплуатирующей организации;
 - Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см²;
 - Предусмотреть прокладку трубопроводов подземную, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;
 - Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°,30°,45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м);
 - При проектировании камер пуска, приема очистных устройств необходимо предусматривать отводы не менее 3D для прохождения диагностических снарядов.
 - Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:
 1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2м;
 2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи.
- Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,5 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра и не менее 0,4 м от дна кювета;
- Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.
 - Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:
 - а) «холодная» врезка,
 - б) врезка тройником,
 - в) подключение в существующую задвижку
 - В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки

	<p>уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком);</p> <ul style="list-style-type: none"> -Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1÷3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается. -Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком; -При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти и газа при сборе и транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии; -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 коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций. -На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными препятствиями по обе стороны. -При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
6. ОТ, ПБ и ООС	<p>Охрана и безопасность труда.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда; - Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов. <p>По защите окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> - Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду; - Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.
7. Особые условия	<p>Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий.</p> <ul style="list-style-type: none"> -Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТО АНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы трубопроводов. <p>Результаты изысканий согласовать с ПТО АНГДУ, ДТТ ОАО</p>

ОАО «СН-МНГ»

- 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.
- Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.

8. Выделение очередей и пусковых комплексов. требования по перспективному расширению предприятия

Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.

Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.

Технические условия составил:
Инженер 2 категории ГИИП



Р.С. Щедранов

СОГЛАСОВАНО:

Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений ОАО «СН-МНГ»



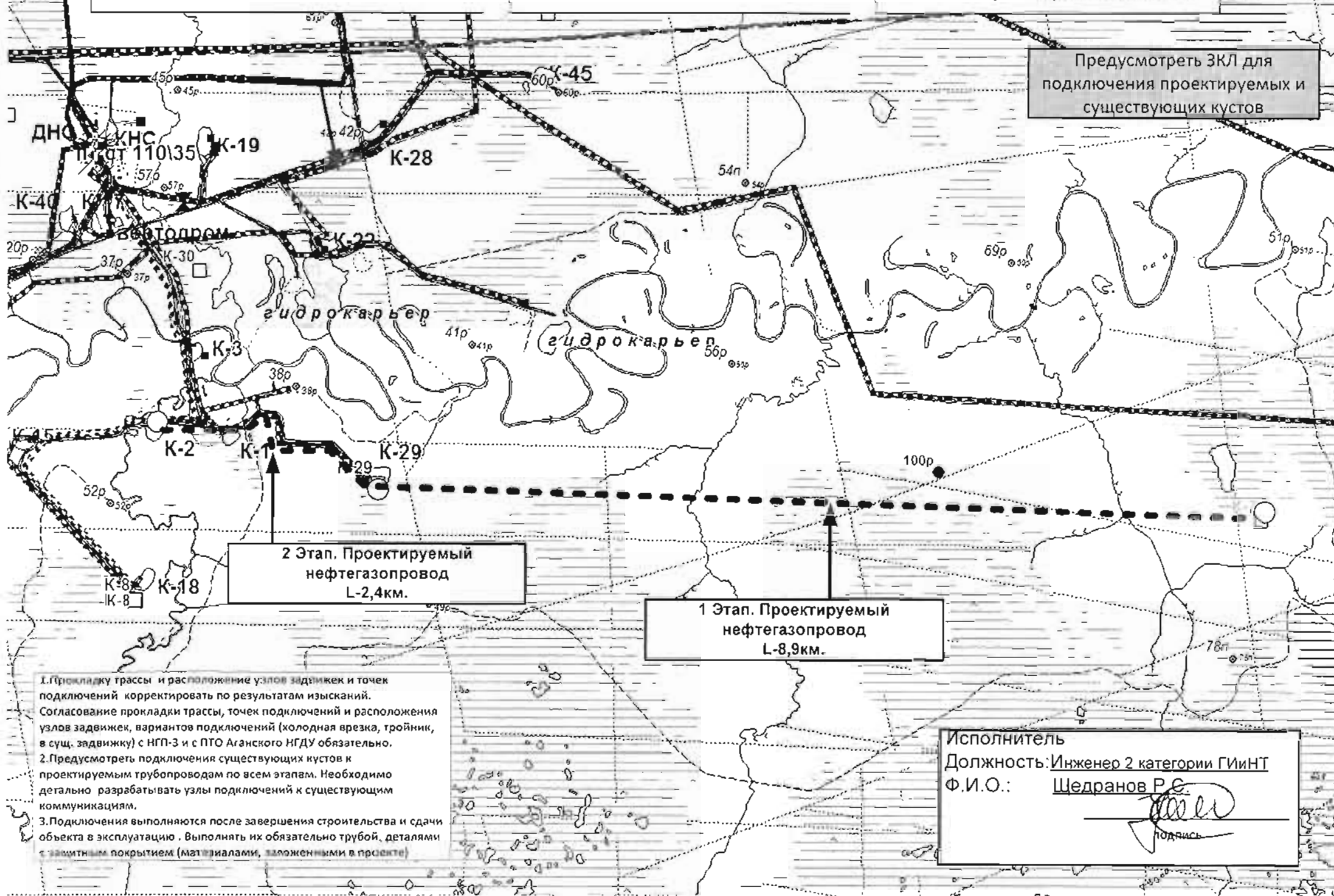
М.Н. Бессонов

Главный инженер АНДУ ОАО «СН-МНГ»



В.В. Евдокимов

Предусмотреть ЗКЛ для подключения проектируемых и существующих кустов



2 Этап. Проектируемый
нефтегазопровод
L-2,4км.

1 Этап. Проектируемый
нефтегазопровод
L-8,9км.

1. Прокладку трассы и расположение узлов задвижек и точек подключений корректировать по результатам изысканий. Согласование прокладки трассы, точек подключений и расположения узлов задвижек, вариантов подключений (холодная врезка, тройник, в сущ. задвижку) с НГП-3 и с ПТО Аганского НГДУ обязательно.
2. Предусмотреть подключения существующих кустов к проектируемым трубопроводам по всем этапам. Необходимо детально разрабатывать узлы подключений к существующим коммуникациям.
3. Подключения выполняются после завершения строительства и сдачи объекта в эксплуатацию. Выполнять их обязательно трубой, деталями с защитным покрытием (маг. материалами, заложенными в проекте).

Исполнитель
Должность: Инженер 2 категории ГИИНТ
Ф.И.О.: Щедранов Р.С.

подпись

Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

На вбитые стальные трубы с помощью пластин (петель) монтировать пролеты ограждения.

Обеспечить возможность производства монтажа и съема пролетов для проведения плановых и аварийных работ.

Калитку располагать со стороны дороги, подъезда к узлу задвижек. Калитка должна открываться наружу и висеть на петлях. Предусмотреть засов.

Высоту ограждения принять 2200 мм.

Цветовая раскраска:

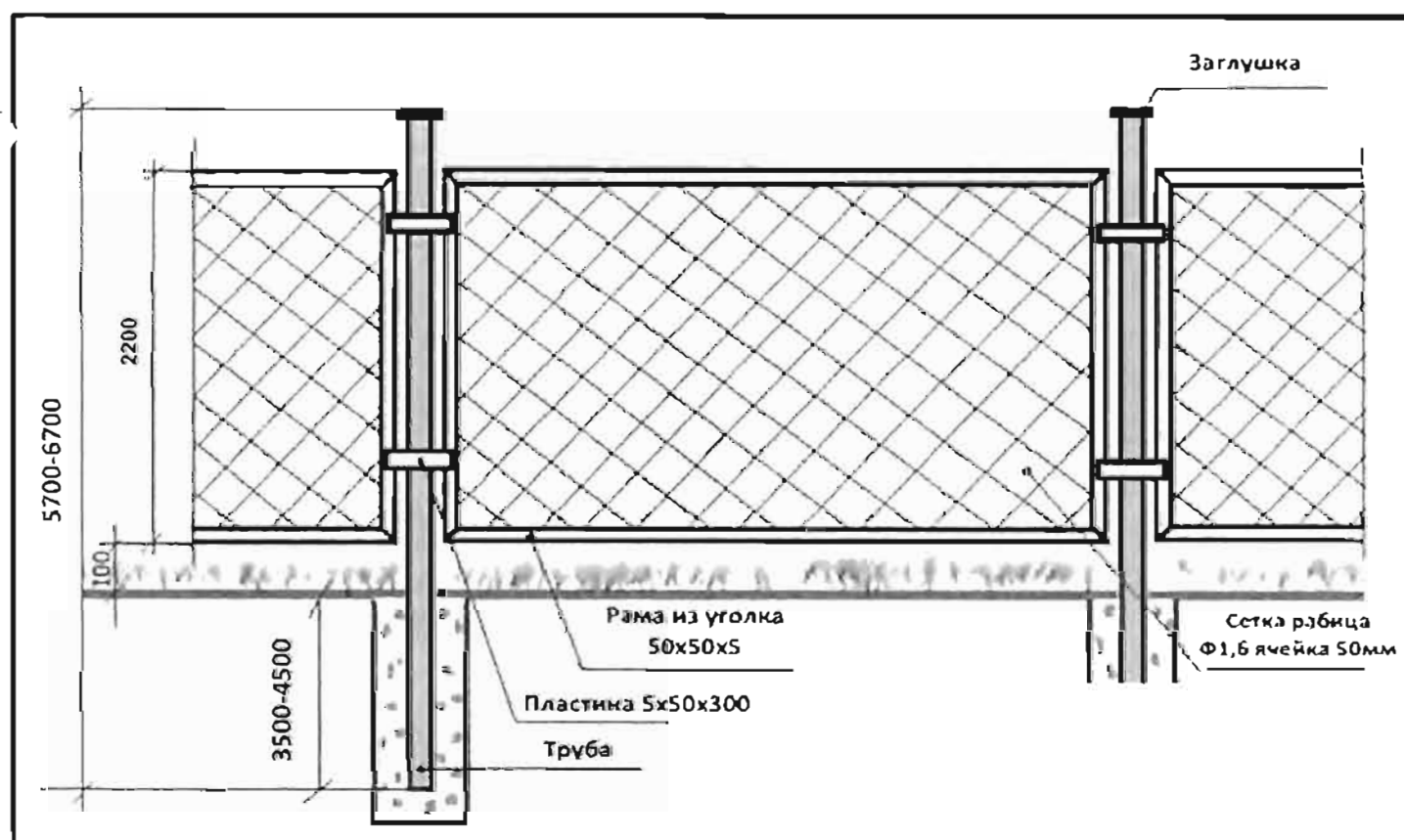
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.



Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное(кгс/см²)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

- ПК - пикетаж

Телефон:

ЦИТС ОАО «СН-МНГ» 4-62-22;

ПТО АНГДУ «СН-МНГ»4-57-98

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



Таблица результатов расчета

[illegible]

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-19-05, факс (34643) 4-11-57

24 июля 2015 г.
На № _____

№ СМ- 1587
от _____ 2015 г.

Начальнику ДПРПиОМ
М.Н. Бессонову

О предоставлении ТУ

Уважаемый Михаил Николаевич!

Направляю вам технические условия на электроснабжение КП-7 Кетовского
м/р, КП-120, 121, 126 Островного м/р. *Севоро-Полуновского*

Приложение: 1. ТУ №167-2015 от 24.07.2015г. - 5 листов в 1 экз.;
2. ТУ №168-2015 от 24.07.2015г. - 6 листов в 1 экз.;
3. ТУ №169-2015 от 24.07.2015г. - 6 листов в 1 экз.;
4. ТУ №170-2015 от 24.07.2015г. - 6 листов в 1 экз.

С уважением,



С.Ю. Мухин

Технические условия № 164-2015 от 24.07.2015 г.
на электроснабжение КП-7 Кетовского м/р

Запрашиваемая мощность – 1185 кВт.

I. Со стороны подрядной организации:

1.1. Разработать проект электроснабжения КП-7 Кетовского месторождения нефти.

Проектом предусмотреть:

1.1.1. Поэтапное выполнение работ:

1.1.1.1. Этап №1: строительство ВЛ-6кВ №2 на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП №29 Кетовского м/р.

1.1.1.2. Этап №2: строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-7 Кетовского м/р. Трассу прохождения ВЛ-6кВ предварительно согласовать с ООО «МЭН».

1.1.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.

1.1.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.

1.1.4. Точки подключения:

1.1.4.1. Для ВЛ-6кВ №2 на КП-29: резервная яч. РУ-6кВ «Кетовское».

1.1.4.2. Для КП-7: существующая ВЛ-6кВ Ф-1 и проектируемая ВЛ-6кВ от РУ-6кВ «Кетовское» в районе КП-29, номера опор определить в процессе проектирования. При необходимости выполнить замену опор в точках врезки.

1.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования РУ-6кВ «Кетовское» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.

1.1.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-7 – в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

2.1.7. Пункты АВР-6кВ на КП №29, 7 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.

2.1.8. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъёма к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».

2.1.9. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однострансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.

2.1.10. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.

2.1.11. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ.

- 2.1.12. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН 6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 2.1.13. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-7 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 2.1.14. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 2.1.15. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 2.1.16. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.
- 2.1.17. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
- 2.1.18. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.19. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.20. Пересечение проектируемых ВЛ с надземными, наземными и подземными трубопроводами выполнить в соответствии с п.п.2.5.279-2.5.290 ПУЭ 7 изд. При необходимости выполнить реконструкцию трубопроводов и защиту опор проектируемых ВЛ.
- 2.1.21. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой ото льда и корчехода.
- 2.1.22. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
- 2.1.23. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 2.1.24. Определение мест пересечения проектируемых и реконструируемой ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов переврезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.25. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 2.1.26. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 2.1.27. На планах трасс ВЛ-6кВ указывать линию вырубki леса, поросли, кустарников.
- 2.2. Проект, выполненный в соответствии с п.2.1. настоящих технических условий, согласовать с ООО «МЭН» и энергетическим отделом ОАО «СН-МНГ».
- 2.2.1. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.

- 2.3. Строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и профилактические испытания оборудования и защит на основании согласованной в соответствии с п.2.2. настоящих технических условий проектной документации.
3. Порядок выполнения мероприятий по электроснабжению КП-7 Кетовского месторождения нефти:
 - 3.1. Выполнить мероприятия, предусмотренные настоящими техническими условиями.
 - 3.2. Провести осмотр (обследование) объекта капитального строительства должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора при участии представителей ОАО «СН-МНГ», ООО «МЭН».
 - 3.3. Получить разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки.
4. Срок действия технических условий 12 месяцев.

Приложения: 1. Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-1 РУ-6кВ «Кетовское» - на 1 листе в 1 экземпляре.
2. Однолинейная схема РУ-6кВ «Кетовское» - на 1 листе в 1 экземпляре.

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»

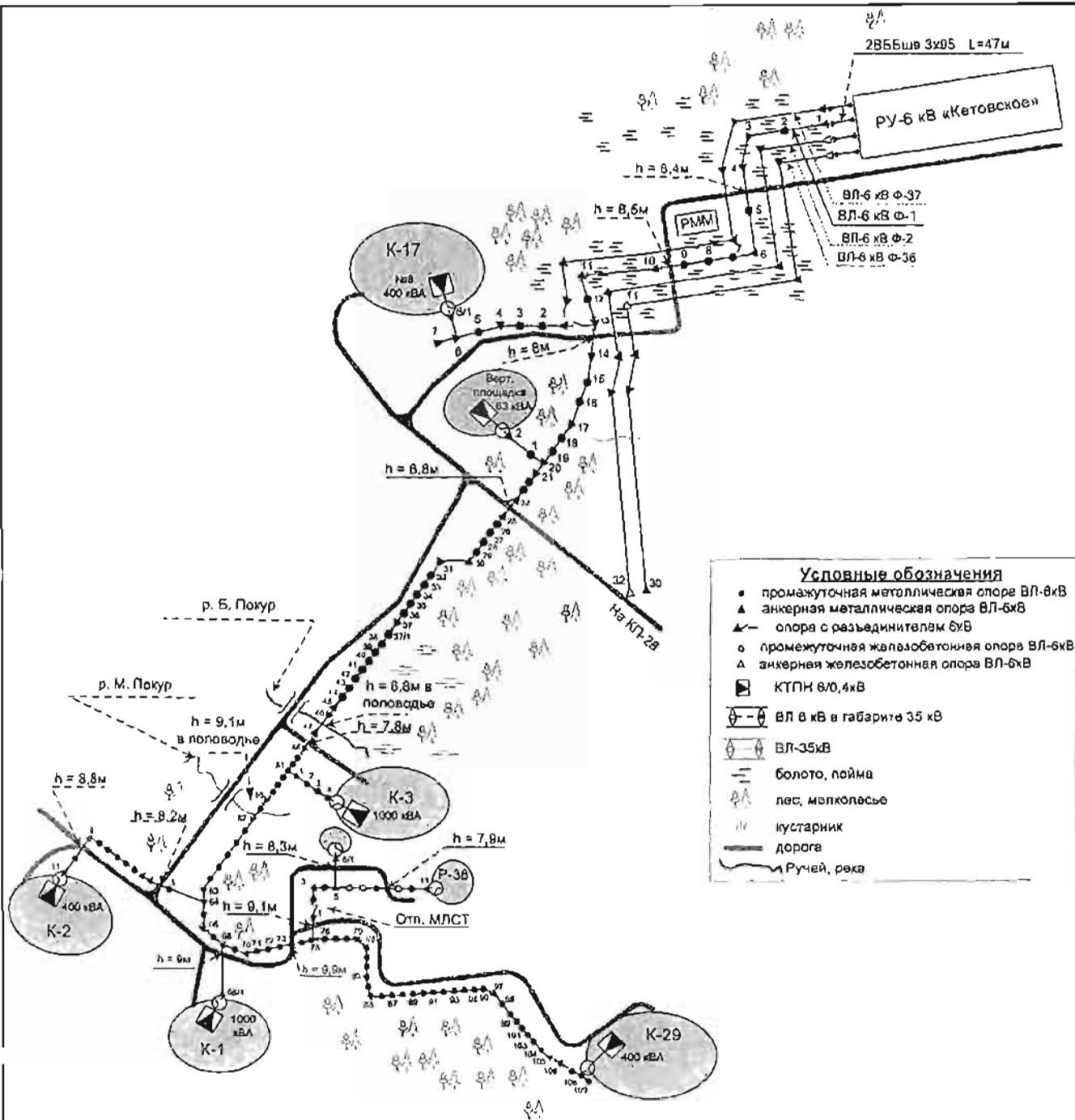


В.В. Долгушин

Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»



С.Ю. Мухин



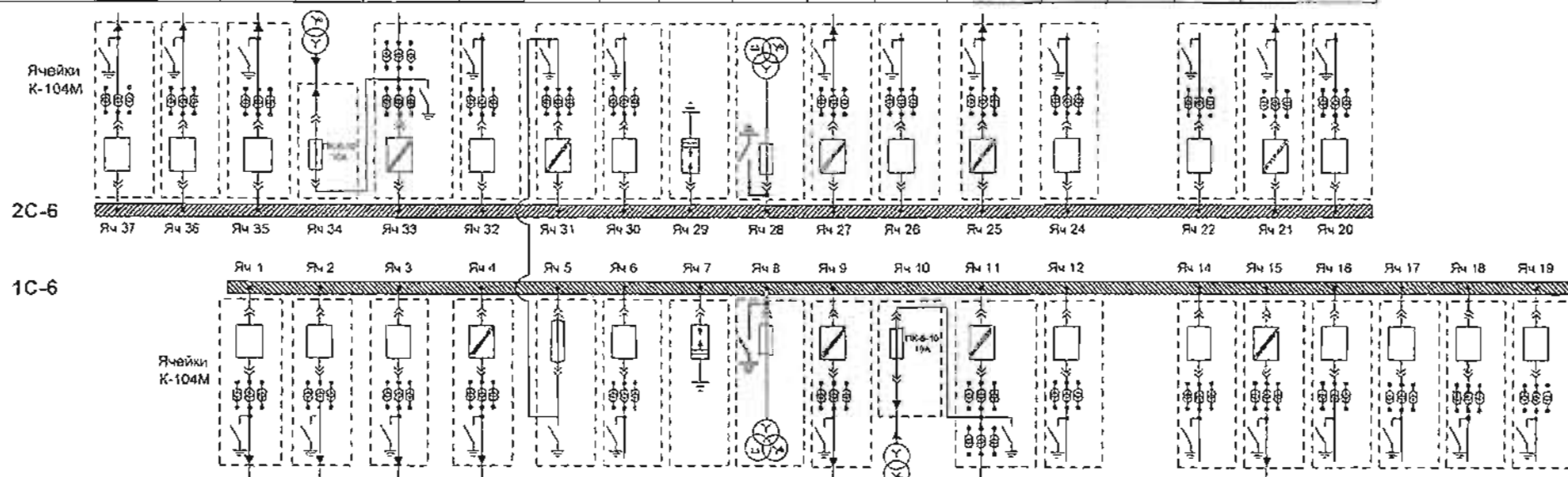
Сведения об установленных РВО, ОПН

Место установки	Марка ОПН, РВО	Кол-во
примыслий портал КТПН 6/0,4кВ №6 400 кВ КТ-17	РВО-8	3
примыслий портал КТПН 6/0,4кВ №1 63 кВ «Верт.пл.»	РВО-6	3
примыслий портал КТПН 6/0,4кВ №1 63 кВ КТ-1	ОПН-8	3
примыслий портал КТПН 6/0,4кВ №1 400 кВ КТ-2	РВО-6	3
примыслий портал КТПН 6/0,4кВ №1 1000 кВ КТ-3	ОПН-6	3
примыслий портал КТПН 6/0,4кВ №1 400 кВ КТ-29	РВО-6	3
Опора № 1 ВЛ 6 кВ Ф-1	ОПН-6	3

Наименование линии	длина линии	Тип провода	Кол. опор
ВЛ-6 кВ Ф-1	6460м	А-95	- 108
Отвязка верт. площ.	47м	2БББШв 3х95	- 2
Отвязка куст-3	200м	А-95	- 4
Отвязка куст-2	650м	А-95	- 11
Отвязка МЛСТ	450 м	А-120	3 9
Отвязка куст-17	350 м	А-95	- 8

08-006-ВЛ-047			
Схема поопорная ВЛ-6кВ Ф-1 от РУ-6кВ «Кетовское»			
Изм.	Лист	№ документа	Подпись
Гл. инженер	Долгушин В.В.	25.11.14	
Нач. ЦДС	Мороченко А.Н.	25.11.14	
Нач. ЛТО	Пристипула Е.Н.	25.11.14	
Инж. по ОР	Шабанова А.Н.	25.11.14	
Нач. СРПВ	Резепов А.П.	12.11.14	
Выполнил			
ООО «МЭН»		СР № 8	

Тип ТТ(ТН)	ТОЛ 10 300/5	ТОЛ 10 300/5	ТОЛ 10 300/5	ТМ 63/6	ТОЛ 10 1500/5	ТОЛ 10 300/5	ТОЛ 10 1500/5	ТОЛ 10 300/5	НАМИ-10 6000/100/100	ТОЛ 10 600/5	ТОЛ 10 300/5	ТОЛ 10 300/5	ТОЛ 10 300/5	ТОЛ 10 300/5	ТОЛ 10 300/5	ТОЛ 10 300/5	ТОЛ 10 300/5
Выключатель	ББ-10-20 630А	ББ-10-20 630А	ББ-10-20 630А	ББП-6	ББ-10-31,5 1600А	ББ-10-20 630А	ББ-10-31,5 1600А	ББ-10-20 630А	Распределитель РБРД-6	ПК-01-10	ББ-10-20 630А	ББ-10-20 630А	ББ-10-20 630А	ББ-10-20 630А	ББ-10-20 630А	ББ-10-20 630А	ББ-10-20 630А
Кабель тип длина	2АВВГ 3х70 L=50м	2ББШв 3х95 L=50м	БВГ 3х25 L=80м	БВГ 3х25 L=50м	Ввод-6кВ №2 от ПС-110/35/6кВ «Кетовская» 2Т					2ББШв 3х40 L=280м			АББШв 3х50 L=250м			ББШв 3х95 L=100м	
потребитель	К-17	К-19; 28 41; 45	КТПН 400-6А «Базис-СР1» НСУ	2-ТСН-6		резерв	СМБ-6	резерв	РБРД-6 № 2	2ТН-6				2Т КТПН «РММ»	резерв	резерв	2Т КТП «ДНС»



потребитель	К-12; 22; КТПН №1; «Посёлок»	К-22; 42	КТПН №1; 2; 3 «Посёлок»	РУ-6кВ «КНС» 1С-6	СР-6	резерв	РБРД-6 № 1	1ТН-6	1-Т КТПН «РММ»	1ТСН-6	Ввод 6 кВ № 1 от ПС-110/35/6кВ «Кетовская» 1Т	резерв	резерв	1-Т КТП «ДНС»	резерв	резерв	резерв	резерв
Кабель тип длина	2ББШв 3х95 L=47м	2АВВГ 3х70 L=50м	АББШв 3х50 L=500м	2ББШв 3х40 L=280м					АББШв 3х50 L=250м	БВГ 3х25 L=50м				ББШв 3х95 L=100м				
Выключатель	ББ-10-20 630А	ББ-10-20 630А	ББ-10-20 630А	ББ-10-20 630А	Согласован разведи- тель	ББ-10-20 630А			ББ-10-20 630А	ББП-6	ББ-10-31,5 1600А	ББ-10-20 630А	ББ-10-20 630А	ББ-10-20 630А	ББ-10-20 630А	ББ-10-20 630А	ББ-10-20 630А	ББ-10-20 630А
Тип ТТ(ТН)	ТОЛ 10 300/5	ТОЛ 10 300/5	ТОЛ 10 300/5	ТОЛ 10 600/5		ТОЛ 10 300/5		НАМИ-10 6000/100/100	ТОЛ 10 300/5	ТМ 63/6	ТОЛ 10 1500/5	ТОЛ 10 300/5	ТОЛ 10 300/5	ТОЛ 10 300/5	ТОЛ 10 300/5	ТОЛ 10 300/5	ТОЛ 10 300/5	ТОЛ 10 300/5

08-006-РУ-005

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Схема однолинейная РУ-6кВ «Кетовское»	литерат.	масса	мощность
Глинокопер	Долгушин В.В.					лист 1	лист 1	
Зам. по ОУ	Петров А.Ю.							
Нач. ЦДС	Мушаров А.В.							
Нач. ПТО	Марченко А.Н.							
Нач. СРиЭ	Шабашов А.Н.							
Выполнил	Арипулов Р.Н.							

ООО «МЭН»

СР № 8

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**НАЧАЛЬНИК ДЕПАРТАМЕНТА ГЕОЛОГИИ И
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-67-86, факс (34643) 4-64-91

№ _____ 2015г.
На № _____

№ МС - 236
от _____ 2015г.

Начальнику ДПРПиОМ
ОАО «СН-МНГ»
М.Н. Бессонову

О предоставлении проектных данных

Уважаемый Михаил Николаевич!

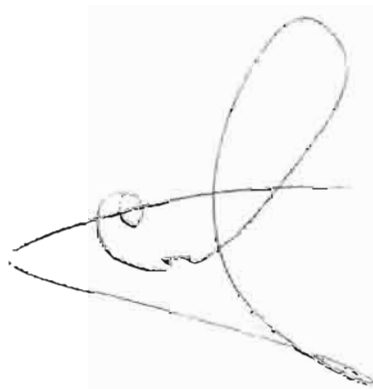
В ответ на исходящее письмо за № МБ-355 Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП № 12 Островного месторождения, КП № 100 Мыхпайского месторождения.

Так же взамен КП №№ 126, 18 Островного месторождения, направляю для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 18, 19 соответственно, взамен КП №№ 125, 131, 136 Северо-Покурского месторождения направляю данные по КП №№ 120, 121, 126 соответственно, взамен КП №№ 57, 176 Ватинского месторождения направляю данные по КП №№ 157, 179 соответственно, взамен КП № 1 Кетовского месторождения направляю данные по КП № 7.

- Приложение:
- 1) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП 12 Островного месторождения – 3 листа.
 - 2) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 7 Кетовского месторождения – 3 листа.
 - 3) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 100 Мыхпайского месторождения – 3 листа.
 - 4) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП 18 Островного месторождения – 3 листа.

- 5) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП 19 Островного месторождения – 3 листа.
- 6) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 120 Северо-Покурское – 3 листа.
- 7) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 121 Северо-Покурское – 3 листа.
- 8) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 126 Северо-Покурское – 3 листа.
- 9) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 157 Ватинского месторождения – 3 листа.
- 10) Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 179 Ватинского месторождения – 3 листа.

С уважением,

A handwritten signature in black ink, featuring a large, stylized loop and a long, sweeping underline.

М.Ф. Старицын

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 7
Кетовского месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Кетовское	7	гор с МГРП	Б2	195	50	70
		гор с МГРП	Б2	173	45	70
		нагн	Б2	50	13	70
		гор с МГРП	Б2	150	39	70
		водоз	ПК			
		гор с МГРП	Б2	173	45	70
		нагн	Б2	50	13	70
		гор с МГРП	Б2	195	50	70
		нагн	Б2	50	13	70
		гор с МГРП	Б2	195	50	70
		водоз	ПК			
		нагн	Б2	43	11	70
Сумма				1271	329	
Ср. Q				127	33	

Проектные данные по КП № 7 Кетовского месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин					объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление нагн атм	Газовый фактор м3/т	Пл. тем-ра град	Тип насосов
				всего	добыв	нагн		водозаб	жидк м3/сут	нефти т/сут					
						с отработ	без отработ								
Аганское НГДУ															
1	Кетовское	7	Б4	12	6	4	0	2	1271	329	1000	100	34	79	ЭЦН
1	Итого по месторождению			12	6		0	2							

Данные с учетом отработки нагнетательных скважин (в сумме всех работающих скважин по пусковому дебиту).

Начальник геологического отдела ОАО "СН-МНГ"

Начальник ОПИМПР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"



Юрков И.С.



Горбань А.М.

Динамика основных показателей разработки КП № 7 Кетовского месторождения

№	Показатели	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	КП №7										
1.1	Общий фонд скважин, шт	9	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
	- нагнетательных	1	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	- водозаборных	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1.2	Добыча нефти, тыс.т	42,0	86,0	58,0	52,9	49,5	46,4	43,3	40,6	38,2	36,0
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	182,5	451,7	437,2	446,3	446,3	447,6	446,3	446,3	446,3	447,6
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	11,3	264,0	365,0	365,0	365,0	366,0	365,0	365,0	365,0	366,0
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	1,3	2,8	1,9	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2

Начальник ОПИМПР



А.М. Горбань



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34663) 4-63-68, факс (34663) 4-63-78

08 06 2015 г.
На № МБ-469

№ 14-195
от 05 06 2015 г.

Начальнику ДПП и ОМ
М.Н. Бессонову

О предоставлении информации

В ответ на исх. № МБ-469 от 05.06.2015г. направляю перечень скважин КП № 100 Мыхпайского месторождения, КП № 7 Кетовского месторождения с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 2 л., 1 экз.

Начальник ТО ДНГ ДДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

Перечень скважин КП №7 Кетовского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	П.ист	Qпуск, м3/сут по жид-ти	Qпуск, т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Кетовское	***	7	гор с МГРП	Б2	195	50	70	5-200-2200	125
	***		гор с МГРП	Б2	173	45	70	5а-160-2200	90
	***		нагн	Б2	50	13	70	5-50-2200	45
	***		гор с МГРП	Б2	150	39	70	5а-160-2200	90
	***		водоз	ПК				5а-500-1100	180
	***		гор с МГРП	Б2	173	45	70	5а-160-2200	90
	***		нагн	Б2	50	13	70	5-50-2200	45
	***		гор с МГРП	Б2	195	50	70	5-200-2200	125
	***		нагн	Б2	50	13	70	5-50-2200	45
	***		гор с МГРП	Б2	195	50	70	5-200-2200	125
	***		водоз	ПК				5а-500-1100	180
	***		нагн	Б2	43	11	70	5-45-2200	45
					Сумма	1274	329		1185
				Ср.Q	127	33			

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684

тел. (34643) 46-880, факс (34643) 46-975


05 июня 2015 г.

На № _____

№ АН-96^б

от _____ 2015 г.

Васильев В.В.
Для подписания
инженер ИФ



Начальнику ДПРПиО
ОАО «СН-МНГ»
М. Н. Бессонову

Об исходных данных по кустовым
площадкам

Сообщаем проектные координаты первой скважины и НДС на куст,
включенный в план эксплуатационного бурения.

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Координаты		НДС
			X	Y	

1.	7	Кетовское	740897	352833	75°
----	---	-----------	--------	--------	-----

Примечание: ГИП-отсутствует

Главный маркшейдер

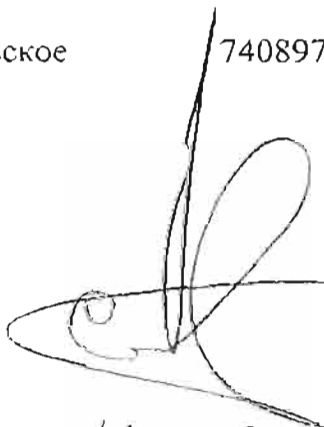
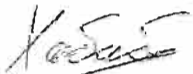
Начальник департамента
геологии и недропользования

Начальник отдела
земельных отводов

А.А.Новичков

М.Ф.Старицын

Д.В.Соловей

Хетовское м-е.

М 1 : 40 000



M 1 : 25 000

ур. Островной

