

УТВЕРЖДАЮ:

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



А. М. Пятаев

2015 г.

Задание на проектирование № 137-15
«Обустройство Ново-Покурского месторождения нефти. Нефтегазопроводы»

1.	Наименование объекта
	«Обустройство Ново-Покурского месторождения нефти. Нефтегазопроводы»
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономной округ – Югра, Сургутский район, Ново-Покурское месторождение нефти.
3.	Основание для проектирования
	План капитального строительства 2016 – 2018гг.
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 Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
7.	Вид строительства
	Строительство.
8.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию
	2016-2018гг.
9.	Стадия проектирования
	Проектная документация
10.	Условия ввода в эксплуатацию
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию
11.	Потребность в инженерных изысканиях
	<p>Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания согласно СНиП 11-02-96, СП 11-102-97, СП 11-103-97, СП 11-104-97, СП 11-105-97. Обязательно согласовать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Задание на инженерные изыскания с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»; - Материалы изысканий с маркшейдерской службой ОАО «СН-МНГ» выездом на место и подписанием акта сдачи полевых работ; - полноту снятых коммуникаций с эксплуатирующей службой. <p>Материалы изысканий предоставить в маркшейдерскую службу ОАО «СН-МНГ» в программном продукте Mapinfo в системе координат 1963 г. и Балтийской системе высот с подписанием акта о соответствии материалов топографо-геодезических изысканий требованиям Заказчика.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Подготовить табличную и графическую части к акту выбора и к отводу земельного участка в программном продукте Mapinfo;

	<p>- Разработать и согласовать проект межевания и проект планировки территории согласно п.7 постановления Правительства Российской Федерации от 15.02.2011г. №77 «О порядке подготовки документации по планировке территории, осуществляемой по решению уполномоченного федерального органа исполнительной власти».</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности коммуникации, пересекаемые осями проектируемых объектов, с указанием глубины, рельефа.</p>		
12.	Требования к выделению пусковых комплексов		
	Предусмотреть независимые этапы строительства, дополнительно согласовав с Заказчиком.		
13.	Состав объекта и объем проектирования, согласно:		
	1 этап.		
	Наименование участка	Длина, км	Примечание
	Нефтебсор «к.10 –т.вр.» (Приложение № 1)		Возможна корректировка
	2 этап.		
	Наименование участка	Длина, км	Примечание
	Нефтепровод «т.вр.к.69,71,78-ДНС» (Приложение № 2)	4,731	Возможна корректировка
14.	Требования к техническим решениям		
	Проект должен соответствовать достижениям науки, новой технике и технологии и обеспечивать эффективность капитальных вложений, экономного расхода материально-технических ресурсов, высокой степени заводской готовности оборудования, использования экономических схем материально-технического обеспечения.		
15.	Особые условия строительства		
	<ul style="list-style-type: none"> – Новое строительство; – Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком. 		
16.	Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям		
	Не требуется		
17.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда		
	<ul style="list-style-type: none"> – Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п.36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 м), н). При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность) 		
18.	Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального		

	строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»
	<ul style="list-style-type: none"> – Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. – При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижеобьрыбвод»
19.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	– 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
20.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	– 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».
21.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании.
21.1	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 установок и сетей, безопасности производства, а также строительного надзора.
21.2	<p>Проектную документацию выполнить в соответствии с требованиями законодательных и нормативных документов:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденного постановлением Правительства РФ от 16.02.2008г. №87; Градостроительный кодекс РФ от 29.12.2004г. №190-ФЗ; • Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ; • Федеральный закон «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» №3840ФЗ от 30.12.2009г.; • ПБ 03-517-02 «Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов»; • ПБ 09-540-03 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических и нефтеперерабатывающих производств»; • ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; • ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»; • Правила устройства электроустановок (ПУЭ, 6 и 7 издание); <p>Других действующих нормативных документов, утвержденных в установленном порядке.</p>
22.	Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов
	Не требуется

23.	Требования к составу и оформлению проектной документации
	<ul style="list-style-type: none"> – Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87, требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ. – Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013. – Комплект проектной документации должен содержать лист «Состав проекта», включающий перечень разделов проектной документации.
24.	Состав демонстрационных материалов
	Не требуется
25.	Материалы, представляемые Заказчиком
	<p>Приложение №1: В соответствии с техническими условиями на разработку проектно-сметной документации по объекту: «Обустройство Ново-Покурского месторождения нефти. Нефтесбор «к.10 – т.вр.»</p> <p>Приложение №2: В соответствии с техническими условиями на разработку проектно-сметной документации по объекту: «Обустройство Ново-Покурского месторождения нефти. Нефтепровод «т.вр.к.69,71,78-ДНС»</p> <p>Приложение №3: Требования к сметной документации УКСиРО ОАО «СН-МНГ»</p>
25.	Срок выдачи проекта
	– Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта
26.	Срок выдачи тендерной документации
	– 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
27.	Количество экземпляров ПД
	<ul style="list-style-type: none"> – Документацию предоставить на бумажном носителе в 4-х экземплярах. – В электронном виде в формате *.pdf - 1 экземпляр.
28.	Правила предоставления, рассмотрения и принятия ПД, РД.
	<ul style="list-style-type: none"> – Согласовать проектные решения с заказчиком. – Заказные спецификации согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией. – Проектная документация предоставляется в 2-х экземплярах до прохождения государственной экспертизы. После получения положительного заключения государственной экспертизы, с учетом всех замечаний и внесенных изменений документация предоставляется в 4-х экземплярах. – После получения положительного заключения государственной экспертизы подрядчик загружает документацию в систему УПКС ОАО «СН-МНГ».
28.	Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов
	<ul style="list-style-type: none"> – Представить опросные листы в формате Заказчика – Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате *.xls. – При составлении ведомостей и спецификаций материалов и оборудования применять кодировку по номенклатурным справочникам Заказчика
29.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР
	<ul style="list-style-type: none"> – Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации. – Исходные данные запросить отдельно. – Сметную документацию выполнить в электронном виде в форматах *.arp, *.xml, *.xls.
30.	Особые условия
	Не требуется
31.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми

	актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
32.	Перечень получаемых согласований и заключений.
	<ul style="list-style-type: none"> – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации. – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ». – Подрядчик согласовывает опросные листы и спецификации со службами ОАО «СН-МНГ» и эксплуатирующими организациями. – На стадии разработки проектной документации, подрядчик выполняет согласования проектных решений со службами ОАО «СН-МНГ» и эксплуатирующими организациями до прохождения Государственной экспертизы.
33.	Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ
	Не требуется

Исполнитель:

Инженер 2 категории ООПИР УКСиРО ОАО «СН-МНГ»

Н.А. Полякова

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к техническому заданию на проектирование №137-15
«Обустройство Ново-Покурского месторождения нефти. Нефтегазопроводы»

<p>Заместитель Генерального директора-Директор по капитальному строительству</p> <p> _____ Д. А. Николаев</p> <p>« _____ » _____ 2015 г.</p>	<p>Заместитель Главного инженера</p> <p> _____ А.С. Седякин</p> <p>« _____ » _____ 2015 г.</p>
<p>Начальник УКСиРО</p> <p> _____ Е. В. Лещенко</p> <p>« _____ » _____ 2015 г.</p>	<p>Начальник ДТТ</p> <p> _____ М.И. Разин</p> <p>« _____ » _____ 2015 г.</p>
<p>Начальник ООПИР</p> <p> _____ С. Н. Бабкин</p> <p>« _____ » _____ 2015 г.</p>	<p>Начальник ОВОЭ УКСиРО</p> <p> _____ С. В. Ильяш</p> <p>« _____ » _____ 2015 г.</p>

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО «СН-МНГ»

А.М. Пятаев

«___» _____ 2014 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для разработки проектно-сметной документации по объекту
«Обустройство Ново-Покурского месторождения нефти.
Нефтебор «к.10 – т.вр.»»

1. Месторождение, район строительства	Ново-Покурское месторождение. Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Новое строительство
3. Состав проектируемого объекта	3.1. Нефтебор «к.10 - т.вр.».
4. Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов	<p>4.1. Транспорт нефтегазоводяной жидкости.</p> <p>4.1.1. От добывающих скважин КП-10 нефтегазоводяная жидкость поступает на проектируемый нефтепровод до т.вр. и далее по системе нефтеборов на пункт сбора ЦППН-1 Ново-Покурского месторождения;</p> <p>4.1.2. Подключение проектируемого трубопровода произвести от ГЗУ к.10 к существующему нефтебору в т.вр. согласно прилагаемой схемы (диаметры в точке подключения – ЗКЛ Ду 100, давление в точке подключения 15,8 кгс/см²;</p> <p>4.1.3. При проектировании нефтеборов применить марку стали 20А по ТУ 1317-006.1-593377520-2003, ТУ 1317-233-00147016-02;</p> <p>4.1.4. Максимальное рабочее давление в нефтеборных сетях – 40 кгс/см², при выполнении гидравлического расчета и определении диаметров нефтеборных трубопроводов - давление не должно превышать 25 кгс/см²;</p> <p>4.1.5. Диаметры трубопроводов определить гидравлическим расчетом и согласовать с заказчиком.</p> <p>4.2. Охрана и безопасность труда</p> <p>4.2.1. Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда;</p> <p>4.2.2. Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.</p> <p>4.3. По защите окружающей среды</p> <p>4.3.1. Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду;</p> <p>4.3.2. Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.</p>

5. Требования к технико-экономическим показателям	Проект должен соответствовать достижениям науки, новой технике и технологии и обеспечивать эффективность капитальных вложений, экономного расходования материально-технических ресурсов, высокой степени заводской готовности оборудования, использование экономических схем материально-технического обеспечения.
6. Особые условия	6.1. При проектировании размещения коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих или ранее запроектированных; 6.2. Проектирование объекта совместить с существующей схемой технологического оборудования; 6.3. Дополнить технологический регламент по эксплуатации трубопроводов. 6.4. Выполнить гидравлический расчет всей системы нефтесборов в соответствии с прилагаемой схемой.
7. Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия	Не требуется

Главный инженер АНГДУ

/ Зам. главного инженера по
ОПК, ОТ, ПБ, ГО и ПЧС АНГДУ

Начальник ПТО АНГДУ

В.В. Евдокимов

И.П. Нестерова

В.Р. Хачатуров

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель главного инженера
ОАО «СН-МНГ»

/ Начальник отдела по вводу объектов в эксплуатацию,
департамента по КОКС ОАО «СН-МНГ»

Главный механик ОАО «СН-МНГ»

/ Начальник департамента трубопроводного
транспорта ОАО «СН-МНГ»

отпуска

О.А. Цапляшкин

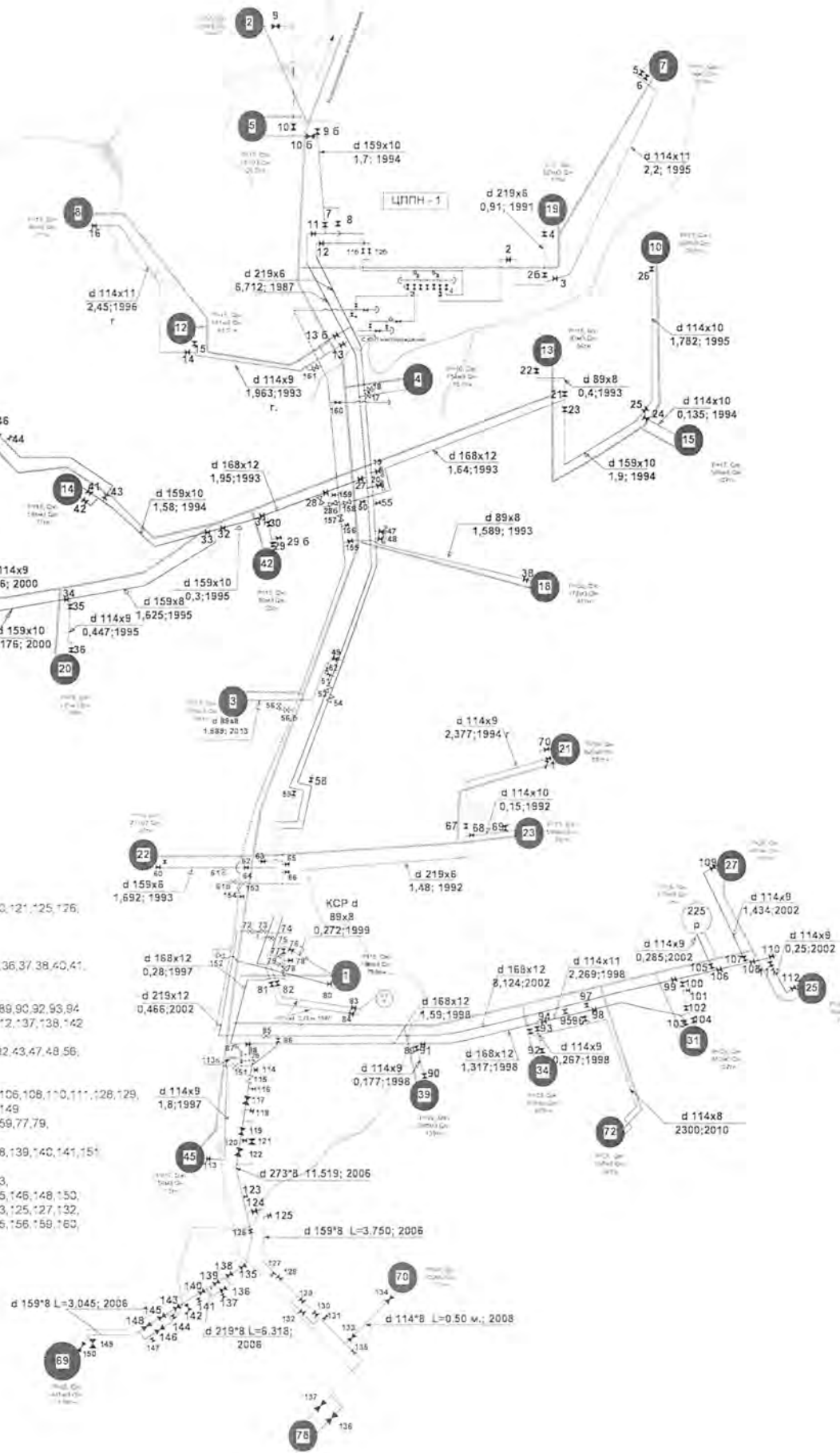
С.В. Ильяш

В.В. Воронин

Р.Б. Паливода

СХЕМА НЕФТЕСБОРОВ НГП № 3 АНГДУ Ново-Покурского месторождения

ДУ	Ры	№ задвижки
50	16	26,6
50	40	28,6,61,101,114,116,118,120,121,125,126,127,131,148,147
60	16	6,21
80	40	296,42,52,75,78,6,97
100	16	4,5,10,14,15,16,18,22,24,25,36,37,38,40,41,44,48,67,71
100	25	3,29,34,39,45,104
100	40	30,35,65,66,70,81,82,83,84,89,90,92,93,94,95,98,98,100,102,103,105,112,137,138,142
100	63	26,68,69
150	16	7,8,9,17,19,20,23,27,28,31,32,43,47,48,56,57,60,62,63,64
150	25	33
150	40	73,74,75,78,86,87,88,91,99,106,108,110,111,126,129,130,132,141,143,144,146,149
200	16	1,2,11,12,13,49,50,51,55,58,59,77,79
200	40	72,86
250	40	115,117,119,121,124,126,138,139,140,141,151,153,157,162,163,164,165
200	40	135,136,138,139,140,142,143
150	40	128,129,130,131,133,134,145,146,148,150
100	40	113,114,116,118,120,122,123,125,127,132,137,141,144,147,149,154,155,156,159,160



Носов-Покурское м.с.

К-10

М 1:800

см. Н 114

остановка 0444

кач.

кач.

кач.

кач.

кач.

кач.

кач.

кач.

кач.

кач.

мгн. 45

мгн. 46

мгн. 47

мгн. 48

мгн. 49

мгн. 50

мгн. 51

мгн. 52

мгн. 53

мгн. 54

К-10

см. В 114

526

2134

444

2091

3052

443

442

дизель

ТП

ТП

ВЛ-6кВ

см. В 114

см. Н 114

Таблица 3.3.1. Свойства нефти пласта Ач-БВ₈ Ново-Покурского месторождения (по аналогии с группой скважин пласта БС₁₆₋₂₀ Быстринского месторождения)

Наименование	Пласт Ач-БВ ₈			
	Количество исследованных		Диапазон изменений	Среднее значение
	скважин	проб		
Пластовое давление, МПа	-	-	-	24
Пластовая температура, °С	-	-	-	69
Давление насыщения газом, МПа	-	-	-	9.1
Газосодержание при однократном разгазировании, м ³ /т	-	-	-	46
Объёмный коэффициент при однократном разгазировании	-	-	-	1.119
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	-	-	-	833
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	-	-	-	4.83
Температура насыщения парафином, °С	-	-	-	
Газосодержание при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т				
P ₁ = 0,41 МПа T ₁ = 18 °С	-	-	-	37
P ₂ = 0,103 МПа T ₂ = 38 °С	-	-	-	3
Суммарное газосодержание, м ³ /т	-	-	-	40
Объёмный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	-	-	-	1,078
Плотность сепарированной нефти, кг/м ³	-	-	-	866

Таблица 3.3.2. Свойства нефти пластов ЮВ₁¹ и ЮВ₁² Ново-Покурского месторождения

Наименование	Пласт ЮВ ₁ ¹				Пласт ЮВ ₁ ²			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб			скважин	проб		
Пластовое давление, МПа	3	3	10.6-14.6	12.3	7	13	28.0-28.4	28.1
Пластовая температура, °С	3	3	89-90	90	7	13	90-93	91
Давление насыщения газом, МПа	3	3	10.6 – 14.6	12.3	7	13	10.6 – 14.4	12.1
Газосодержание при однократном разгазировании, м ³ /т	3	3	49 – 69	58	7	13	50 – 68	55
Объёмный коэффициент при однократном разгазировании	3	3	1.150 – 1.181	1.161	7	13	1.119 – 1.180	1.148
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	2	2	779 – 787	783	7	13	792 – 833	809
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	2	2	1.45 – 1.46	1.46	7	11	1.75 – 2.86	2.34
Температура насыщения парафином, °С	11	16	16 – 29	23	23	28	0 – 36	21
Газосодержание при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т								
P ₁ = 0.41 МПа T ₁ = 18 °С	2	2	49.2 – 61.0	55.4	7	12	42.6 – 60.2	47.2
P ₂ = 0.103 МПа T ₂ = 38 °С	2	2	2.5 – 2.7	2.6	7	12	2.0 – 3.8	2.8
Суммарное газосодержание, м ³ /т	2	2	52 – 64	58	7	12	46 – 63	50
Объёмный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	2	2	1.096 – 1.120	1.108	7	12	1.086 – 1.120	1.096
Плотность сепарированной нефти, кг/м ³	2	2	846 – 847	846	7	12	860 – 871	866

Таблица 3.3.3. Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти Ново-Покурского месторождения. Пласт Ач-БВ₈ (по аналогии с соседними месторождениями)

Наименование	Пласт Ач-БВ ₈									
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях				При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях				Пластовая нефть	
	Выделившийся газ		нефть		Выделившийся газ		нефть			
	% масс.	% моль.	% масс.	% моль.	% масс.	% моль.	% масс.	% моль.		
Сероводород	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.
Углекислый газ	0.05	0.03	0	0	0.06	0.03	0	0	0	0.01
Азот + редкие	1.55	1.38	0	0	1.93	1.5	0	0	0.07	0.44
в т.ч. гелий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
метан	46.93	73.26	0.37	0.37	58.58	79.75	0.01	0.17	2.11	23.37
этан	6.53	5.44	0.18	0.18	7.69	5.81	0.04	0.3	0.31	1.84
пропан	15.65	8.89	0.8	0.8	15.55	7.7	0.29	1.56	0.83	3.35
изобутан	4.36	1.88	0.61	0.61	2.98	1.12	0.23	0.97	0.33	1.01
н.бутан	10.81	4.66	2.1	2.11	6.66	2.5	0.74	3.08	0.95	2.91
изопентан	3.8	1.32	1.62	1.63	1.88	0.57	0.57	1.92	0.62	1.53
н.пентан	4.05	1.41	2.31	2.31	1.92	0.58	0.78	2.62	0.83	2.03
Остаток (C _n + высшие)	6.27	0	92.01	91.99	2.75	0.44	97.35	89.38	93.95	63.51
Молекулярная масса	25		248		21.8		242		178	
Молекулярная масса остатка	-		303		-		303		303	
Плотность:										
газа, кг/м ³	1.038		-		0.908		-		-	
газа относительная (по воздуху), доли ед.	0.864		-		0.753		-		-	
нефти, кг/м ³	-		882		-		866		833	

Нефть пласта Ач-БВ₈ скв. № 245 – сернистая: содержание серы 1.56 % весовых, смолистая: смол силикагелевых – 8.48 %, асфальтенов – 1.31 %, малопарафинистая, с содержанием парафина менее 1.50 %, сравнительно легкая: плотность при 20°C – 871 кг/м³, маловязкая: вязкость в стандартных условиях 14.79 мПа·с. Технологический шифр нефти П П1.

Таблица 3.3.4. Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти Ново-Покурского месторождения. Пласт ЮВ₁¹

Наименование	Пласт ЮВ ₁ ¹									
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях				При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях				Пластовая нефть	
	Выделившийся газ		нефть		Выделившийся газ		нефть			
	% масс.	% моль.	% масс.	% моль.	% масс.	% моль.	% масс.	% моль.		
Сероводород	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.
Углекислый газ	2.71	1.35	0	0	3.11	1.41	0	0	0.15	0.5
Азот + редкие	2.62	2.05	0	0	3.04	2.16	0	0	0.14	0.77
в т.ч. гелий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
метан	58.7	80.16	0.02	0.32	68.18	84.73	0.02	0.22	3.12	29.43
этан	5.84	4.25	0.02	0.13	6.38	4.23	0.04	0.26	0.33	1.64
пропан	11.3	5.61	0.13	0.66	9.65	4.36	0.29	1.47	0.72	2.48
изобутан	3.11	1.17	0.1	0.39	1.93	0.66	0.18	0.68	0.26	0.67
н.бутан	8.73	3.29	0.41	1.6	4.81	1.65	0.66	2.52	0.85	2.22
изопентан	3	0.91	0.38	1.18	1.27	0.35	0.48	1.46	0.52	1.08
н.пентан	3.99	1.21	0.67	2.08	1.63	0.45	0.8	2.46	0.84	1.76
Остаток (С ₆ + выше)	0	0	98.27	93.64	0	0	97.53	90.93	93.07	59.45
Молекулярная масса	21.9		226		19.9		221		151	
Молекулярная масса остатка	-		237		-		237		237	
Плотность:										
газа, кг/м ³	0.91		-		0.829		-		-	
газа относительная (по воздуху), доли ед.	0.756		-		0.688		-		-	
нефти, кг/м ³	-		868		-		846		783	

Нефти пласта ЮВ₁¹ сернистые: содержание серы – 1.69 %, смолистые: с содержанием смол силикагелевых 8.10 %, парафинистые: с содержанием парафина – 2.17 %, сравнительно легкие: средняя плотность при 20°C – 882 кг/м³, вязкие: вязкость в стандартных условиях – 26.64 мПа·с, с выходом светлых фракций до 350°C менее 55.0 % весовых. Технологический шифр нефти П Т2 П2.

Нефти пласта ЮВ₁² сернистые: содержание серы – 1.70 %, смолистые: смол силикагелевых 8.23 %, парафинистые: парафинов 2.00 %, средней плотности: плотность при 20°C 888 кг/м³, вязкие: вязкость при 20°C – 33.35 мПа·с, с выходом светлых фракций до 350°C 46 % весовых. Технологический шифр нефти П Т2 П2.

Таблица 3.3.5. Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти Ново-Покурского месторождения. Пласт ЮВ₁²

Наименование	Пласт ЮВ ₁ ²									
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях				При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях				Пластовая нефть	
	Выделившийся газ		нефть		Выделившийся газ		нефть			
	% масс.	% моль.	% масс.	% моль.	% масс.	% моль.	% масс.	% моль.		
Сероводород	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.
Углекислый газ	2.67	1.37	0	0	3.08	1.44	0	0	0.13	0.5
Азот + редкие	1.65	1.33	0	0	1.92	1.41	0	0	0.08	0.47
в т.ч. гелий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
метан	55.01	77.5	0.02	0.31	64.16	82.26	0.01	0.19	2.64	27.72
этан	7.83	5.88	0.02	0.17	8.67	5.93	0.04	0.33	0.39	2.2
пропан	13.35	6.84	0.14	0.81	11.64	5.43	0.31	1.7	0.77	2.94
изобутан	4.68	1.82	0.14	0.61	3	1.06	0.25	1.03	0.36	1.04
н.бутан	8.26	3.21	0.37	1.56	4.69	1.66	0.57	2.39	0.74	2.15
изопентан	3.39	1.06	0.4	1.37	1.51	0.43	0.5	1.68	0.54	1.26
н.пентан	3.16	0.99	0.49	1.7	1.33	0.38	0.59	1.99	0.62	1.45
Остаток (C ₆ + высшие)	0	0	98.42	93.47	0	0	97.73	90.69	93.73	60.27
Молекулярная масса	22.6		249		20.6		243		168	
Молекулярная масса остатка	-		262		-		262		262	
Плотность:										
газа, кг/м ³	0.939		-		0.855		-		-	
газа относительная (по воздуху), доли ед.	0.78		-		0.71		-		-	
нефти, кг/м ³	-		882		-		851		809	

Таким образом, нефть пласта Ач-БВ₈ сернистая, смолистая, малопарафинистая, сравнительно легкая, маловязкая. Нефть пластов ЮВ₁¹ и ЮВ₁² сернистая, смолистая, парафинистая, средней плотности, вязкая.

3.3.2. Характеристика свойств и химического состава пластовых вод

Химический анализ пластовых и подтоварных вод Ново-Покурского месторождения проводился службами СибНИИНП, Тюменской центральной лабораторией и ООО «Геохим».

На основе результатов анализа проб воды, признанных качественными, определены средние характеристики вод по пластам Ач, ЮВ₁¹, ЮВ₁² Ново-Покурского месторождения. Свойства и состав пластовых вод представлены в таблице 3.3.7.

Технологическая схема разработки Ново-Покурского месторождения

Таблица 3.3.6. Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти (по поверхностным пробам)

Наименование		Пласт Ач-БВ ₈			Пласт ЮВ ₁ ¹				Пласт ЮВ ₁ ²			
		Количество исследованных		Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скважин	проб		скважин	проб			скважин	проб		
Вязкость динамическая, мПа.с:												
при 20 °С		1	2	14.79	16	23	9.77 - 68.33	26.64	40	48	7.76 - 99.7	33.35
при 50 °С		1	2	5.94	16	23	3.94 - 17.46	8.76	40	48	3.66 - 22.55	10.53
Вязкость кинематическая, мм ² /с:												
при 20 °С		1	2	16.98	16	23	11.34 - 75.74	30.2	40	48	9.13 - 109.80	37.56
при 50 °С		1	2	6.81	16	23	4.57 - 19.35	9.93	40	48	4.30 - 24.83	11.86
Плотность, кг/м ³		1	2	871	16	23	861 - 902	882	40	48	850 - 908	888
Температура застывания, °С		1	2	-18	10	14	(-30) - (+5)	-12	9	11	(-12) - (+9)	-4
Температура насыщения нефти парафином, °С		1	2	17	11	15	16 - 29	23	23	28	0 - 36	22
Массовое содержание, %	Серы	1	2	1.56	15	21	1.10 - 2.07	1.69	40	48	0.74 - 2.16	1.7
	Смол силикагелевых	1	2	8.48	15	22	4.76 - 11.84	8.1	37	45	2.16 - 11.78	8.23
	Асфальтенов	1	2	1.31	15	22	0.49 - 3.28	1.89	37	45	0.46 - 3.77	1.67
	Парафинов	1	2	1.42	11	15	1.36 - 3.28	2.17	24	28	0.47 - 5.23	2
	Воды	1	2	0.21	16	20	0.01 - 20.17	7	36	40	0.01 - 18.60	4.92
Температура плавления парафина, °С		1	2	58	11	15	48 - 59	55	12	15	52 - 60	56
Температура начала кипения, °С		1	2	91	16	22	43 - 135	89	37	45	42 - 115	77
Объёмный выход фракций, %	п.к 100 °С	1	2	3	16	22	0 - 6	3	21	25	0 - 10	3
	До 150 °С	1	2	10	16	22	2 - 15	8	27	34	2 - 14	8
	До 200 °С	1	2	20	16	22	10 - 26	17	26	33	7 - 23	14
	До 300 °С	1	2	43	16	22	28 - 48	38	26	33	26 - 47	33
	До 350 °С	-	-	-	16	22	52 - 63	58	4	4	49 - 54	52
Классификация нефти		II П1			II Т2П2				II Т2П2			

Таблица 3.3.7. Свойства и состав пластовых вод Ново-Покурского месторождения

Наименование параметра	Пласт Ач-БВ ₈		Пласт ЮВ ₁ ¹				Пласт ЮВ ₁ ²		
	Диапазон изменения	Средние значения	Диапазон изменения		Средние значения		Диапазон изменения		Средние значения
Газосодержание, м ³ /т	-	2.85	-		2.86		-		2.85
Плотность воды, кг/м ³									
- в стандартных условиях	-	1012	1016 - 1018.5		1017		1018 - 1022		1020
- в условиях пласта	-	994	-		991		-		992
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	-	0.42*	-		0.38*		-		0.37*
Объемный коэффициент, доли ед.	-	1.017	-		1.027		-		1.027
Химический состав вод, (мг/л)/мг-экв/л)		мг/л	мг-экв/л		мг/л	мг-экв/л		мг/л	мг-экв/л
Na ⁺ + K ⁺	-	6303	271.1	9729 (423) - 10151.1 (441.4)	10003.8	434.8	9807.2 (426.4) - 11444.8 (497.6)	10574.6	458.6
Ca ⁺²	-	550	27.5	295.6 (14.8) - 380.8 (19)	332.3	16.6	200.4 (11) - 440.9 (22)	303.9	15.2
Mg ⁺²	-	109	9.0	127.7 (10.5) - 261.4 (21.5)	186.5	15.3	158.1 (13) - 316.2 (26)	225.0	18.5
Cl ⁻	-	9929	280.0	15243.5 (43.0) - 15863.9 (447.5)	15627.5	440.8	15598 (440) - 18079.5 (510)	16661.5	470.0
HCO ₃ ⁻	-	878	14.4	1317.6 (21.6) - 1836.1 (30.1)	1579.9	25.9	1049.2 (17.2) - 1756.8 (28.8)	1423.3	23.3
CO ₃ ⁻²	-	-	-		-	-	6 (0.2) - 6.2 (0.2)	6.1	0.2
Общая минерализация, г/л	-	17.77	27.11 - 28.41		27.73		27.19 - 31.87		29.19
Водородный показатель, pH	-	7.5	-		6.89		7.46 - 7.6		7.5
Жесткость общая, (мг-экв/л)	-	36.5	-		31.9		-		33.7
Химический тип воды, преимущественный (по В.А.Сулину)	хлоркальциевый		хлоркальциевый				хлоркальциевый		
Количество исследованных проб (скважин)	-	1 (1)	7 (3)				6 (6)		

*- получено расчетным путем

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента
трубопроводного транспорта
ОАО «СН-МНГ»

М.Г. Разин

«__» _____ 2014 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**на разработку проектно-сметной документации по объекту****«Обустройство Ново-Покурского месторождения нефти. Нефтепровод «т.вр.к.69,71,78 - ДНС»**

1. Месторождение, район строительства.	Ново-Покурское месторождение нефти, Сургутский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция. Рег. № 0048
3. Состав проектируемого объекта.	Нефтепровод «т.вр.к.69,71,78 - ДНС»
4. Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов.	<ul style="list-style-type: none"> – Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; –Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами. –Подбор материалов труб (ТУ, ГОСТ) проводит проектный институт применительно к условиям эксплуатации проектируемого объекта; –Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Приложение № 1); –Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования; –При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов; –Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см²; –Предусмотреть прокладку трубопроводов подземную, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода; –Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам: <ul style="list-style-type: none"> 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 уточнить во время изыскательских работ и согласовать с

	<p>Заказчиком);</p> <ul style="list-style-type: none"> – При пересечении проектируемых трубопроводов с коридорами коммуникаций плавно углублять трубопровод без применения дополнительных трубных деталей; – 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 2). 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. – Технические решения, принимаемые в проектах должны выбираться из условий экономической обоснованности с учетом расчётных минимальных параметров материалоемкости и трудоёмкости объектов строительства; – При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p>Нефтепровод «т.вр.к.69,71,78 - ДНС» От т.вр.к.69,71,78 по проектируемому нефтегазопроводу нефтегазоводяная жидкость поступает по системе нефтегазопроводов на пункт сбора ЦППН-1 Ново-Покурского месторождения нефти. Объем жидкости - $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут}$ - 1403/499 Давление в точке подключения – 15,5 кгс/см². Диаметр в точке подключения – 168,219 мм.</p>
6. Особые условия.	<ul style="list-style-type: none"> - Провести изыскания под проектируемый объект, откорректировать протяженность по результатам изысканий; - Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с НГП-3 АНГДУ и ПТО АНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода. - Результаты изысканий согласовать с НГП-3 АНГДУ, ПТО АНГДУ «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.

7. ОТ, ПБ и ООС

Охрана и безопасность труда.

- Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда;
- Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.

По защите окружающей среды

- Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду;
- Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.

Технические условия составил:

Ведущий инженер группы ИиНТ ДТТ



Е.А. Войтович

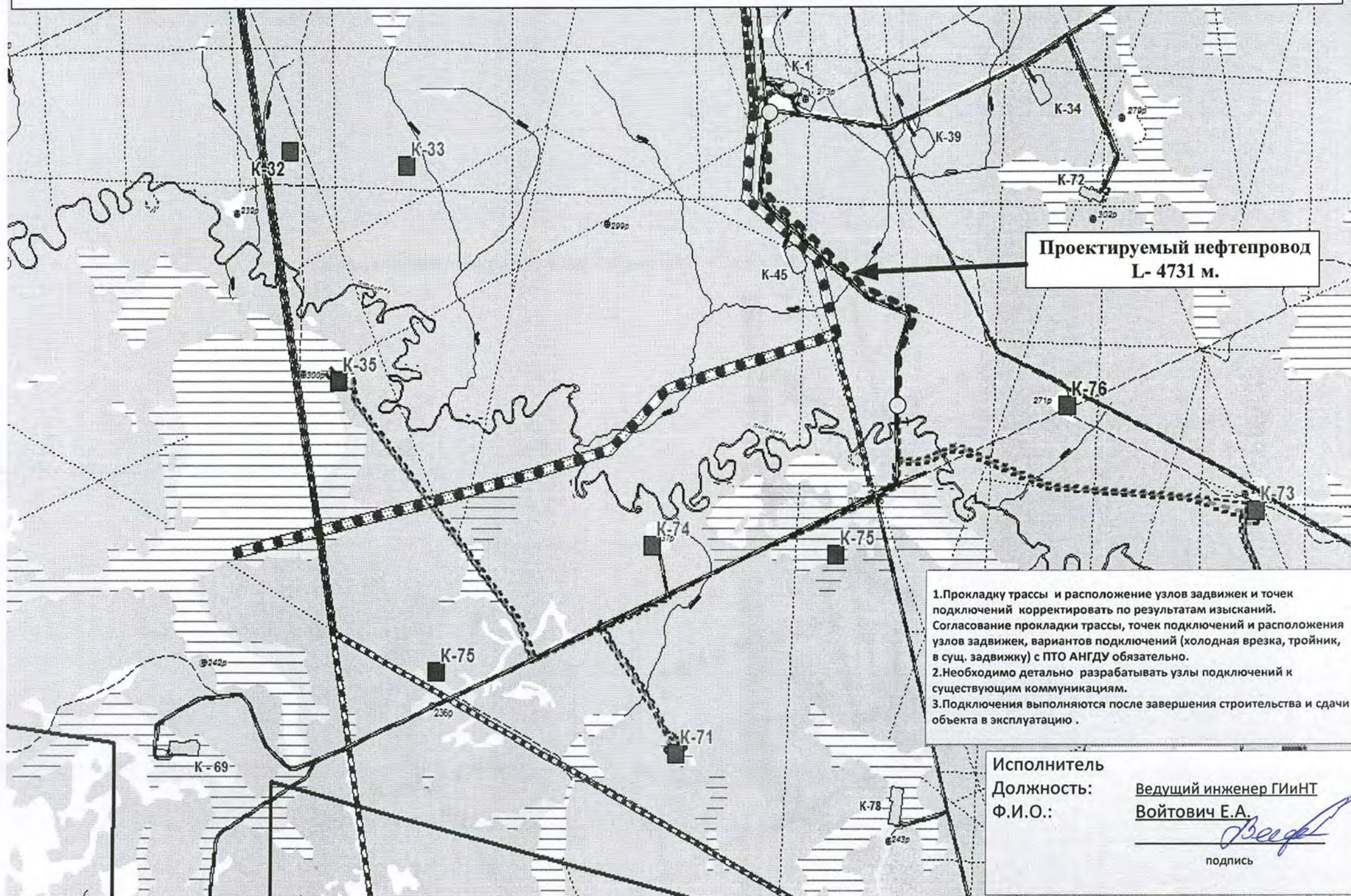
СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер АНГДУ ОАО «СН-МНГ»



В.В. Евдокимов

Предлагаемая схема подключения проектируемого нефтепровода «т.вр.к.69,71,78- ДНС " Ново-Покурского м/р. Приложение № 1



- 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 ПТО АНГДУ обязательно.
- 2.Необходимо детально разрабатывать узлы подключений к существующим коммуникациям.
- 3.Подключения выполняются после завершения строительства и сдачи объекта в эксплуатацию.

Исполнитель

Должность:

Ф.И.О.:

Ведущий инженер ГИИНТ

Войтович Е.А.

подпись

**Требования к разработке сметной документации
для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»**

1.	Код региона РФ, зона строительства: - 1,2 зона ХМАО
2.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР
	<ul style="list-style-type: none"> • Выполнять, сметную документацию в соответствии с МДС 81-35.2004 в программном комплексе «ГРАНД-СМЕТА» версия не ниже 5.5.4 (база 2001г. редакция 2010г.) Прямые затраты формируются по составу работ единичных расценок базы ТЕР-2001, ТЕРм-2001, ТЕРп-2001 ХМАО; • Сметную стоимость строительства в сводном сметном расчете определить в двух уровнях цен: в базисном уровне – ценах 2001 года, и, в текущем уровне цен на момент выпуска сметной документации, путем применения региональных индексов пересчета базовой стоимости 2001 года • Расчет стоимости произвести на каждый объект строительства (подготовительные работы к бурению (устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно), обустройство кустовой площадки, строительство высоковольтных линий (на каждую линию ВЛ отдельно), строительство нефтесборных сетей и высоконапорных водоводов (отдельно на каждый трубопровод), согласно приложенного формата (Приложение №2.1). • В составе сметной документации предоставить сводный ресурсный расчет. А также сформировать ведомость ресурсов на каждый локальный сметных расчет и по объектам в целом (подготовительные работы к бурению (устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно), обустройство кустовой площадки, строительство высоковольтных линий (на каждую линию ВЛ отдельно), строительство нефтесборных сетей и высоконапорных водоводов (отдельно на каждый трубопровод), с предоставлением на бумажном носителе и в электронном виде таблицы Excel. • Предоставить дополнительно сводную ведомость стоимости оборудования, изделий и материалов по объектам в электронном виде таблицы Excel, с разделением на материалы поставки Подрядчика, поставки Заказчика, на основании «Перечня МТР по номенклатуре ДК ОКС УКС и РО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК», с указанием массы оборудования, изделий и материалов, согласно приложенного формата (Приложение №2.2). Материалы поставки подрядчика в текущем уровне цен определять по территориальным сборникам текущих цен на МТР (ТССЦ). Стоимость местных материалов (песок, привозной грунт, щебень и т.д.) в сметной документации необходимо учитывать по данным Поставщиков (прайс-листы). При отсутствии необходимой номенклатуры в территориальных сборниках, стоимость материалов и оборудования принимать по прайс-листам с учетом транспортных и заготовительно-складских расходов с пересчетом в базисный или текущий уровень цен посредством использования регионального индекса изменения стоимости материальных ресурсов и оборудования • Расчет дополнительных затрат на разницу в стоимости электроэнергии получаемой от ДЭС при производстве СМР выполнить в соответствии с порядком расчета (приложение 2.3) • Заказчик оставляет за собой право в случае изменений требований в расчетах текущей стоимости строительства объектов направить дополнительные условия формирования стоимости.

	Сметную документацию предоставить на электронном носителе в программе «Гранд-смета» (расширение *.agr, xml и excel).
3.	Фактические затраты по 9 главе (в ценах 2001г.) - Перевозка рабочих свыше 3км-1,5%;
4.	Затраты на строительство временных зданий и сооружений при производстве строительно-монтажных работ для ССР Согласно ГСН 81-05-01-2001
5.	Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ – средства на производство работ в зимнее время согласно ГСН 81-05-2007, п.9 таб.4 п. (для стадии ПД и РД); – борьба с гнусом: МДС-81-35.2004 Приложение 8, п.913 в размере 0,1% (для стадии ПД).
6.	Затраты на осуществление авторского надзора МДС-81-35.2004 Приложение 8, п.12.3 в размере -0,2% от итога по главам 1-9 сводного сметного расчета стоимости строительства.
7.	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты для ССР Резерв средств на непредвиденные работы и затраты определить в соответствии с МДС 81-35.2004 в размере: • до 2 % для объектов социальной сферы; • до 3% для объектов производственного назначения; • до 10% для уникальных и особо сложных объектов строительства.
8.	Карьеры грунта. Стоимость грунта, торфа Грунт (песок)- карьер уточнить во время проведения изысканий; Стоимость 1м3 грунта (в ценах 2001г.) - согласно ТСЦ-408-0122; Стоимость 1м3 торфа (в ценах 2001г.) – согласно ТСЦ-407-0021;
9.	Доставка на строительную площадку материалов, конструкций, оборудования от базы УМТС ОАО «СН-МНГ», пос. Высокий
10.	Место вывоза строительного мусора и непригодных материалов полученных от разборки конструкций. - полигон ТБО г. Мегион
11.	Особые условия выполнения сметной документации – Предусмотреть выделение объемов работы в соответствии с согласованными Заказчиком этапами строительства. – Предусмотреть в отдельном локальном сметном расчете работы по вырубке леса, захоронке лесопорубочных остатков с выделением подразделов по объектам (нефтеборные сети, высоконапорные водоводы, высоковольтные линии, автомобильная дорога, устройство площадки) – Разработать локальные сметные расчеты на пусконаладочные работы КИП и А, сетей электрических. – Разработать локальные сметные расчеты на устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно. – По каждому разделу ЛСР и в каждой строке(расценке) должны быть выделены размеры и суммы накладных расходов и сметной прибыли и итоги с учетом этих затрат; – При ссылках на техническую часть или вводные указания сборников расценок или другие нормативные документы (коэффициенты учитывающие условия применения ТЕР) в графе «шифр» после номера сборника и расценки указаны ТЧ ВУ и номер соответствующего пункта или таблицы, а при применении коэффициентов, учитывающие условия производства работ (должны быть обоснованы ПОС и указаны в пояснительной записке к сметной документации) в графе «наименование работ и затрат»

дополнительно указана величина этого коэффициента, а также сокращенное наименование и пункт нормативного документа;

- В случае исключения или замены ресурсов в единичных расценках, должны быть указаны коды, количественные и стоимостные показатели.
- При составлении сметной документации, необходимо руководствоваться следующими требованиями:
- Монтаж металлоконструкций в локальных сметах расценивать следующим образом: монтаж м/к по ТЕР09, стоимость металлопроката и труб по ТСЦ часть I, изготовление м/к по ТЕРм38.;
- при определении стоимости работ по погружению свай из металлической трубы не допускается определять стоимость материалов по расценкам «готовые строительные конструкции». Необходимо использовать расценки на изготовление ТЕР5-01-117, погружение по ТЕР5-01-011 (исключить стоимость шпунта) и отдельной строкой учитывать стоимость труб по ТСЦ часть I.
- При монтаже технологических трубопроводов ТЕРм12 применять расценки «из труб и готовых деталей», с включением развернутой длины этих деталей (фасонных частей) в длину трубопровода, при этом дополнительно расценку на установку фасонных частей не учитывать. Кроме того, не учитывать гидравлическое и пневматическое испытание, т.к. данный вид работ учтен в расценках на укладку (см. тех.часть);
- при составлении смет на монтаж узлов трубопроводов необходимо использовать 19 раздел сборника ТЕРм12, применение расценок на стоимость готовых узлов не допускается!
- при составлении смет на строительство трубопроводов (водоводы, нефтесборники за пределами кустовой площадки) необходимо использовать сборник ТЕР25, узлы на данных трубопроводах расценивать по сборнику ТЕРм12 раздела 19;
- расценку на выдержку под давлением при пневматическом или гидравлическом испытаниях необходимо корректировать понижающими коэффициентами в зависимости от часов выдержки по проекту;
- при составлении смет на строительство опор ВЛ принимать изготовление всех металлических конструкций по сборнику ТЕРм38 и стоимость всех материалов с нормой расхода согласно технической части данного сборника. Применение расценок на стоимость готовых стальных опор не допускается!
- При применении расценок на тепловую изоляцию, необходимо исключить основной ресурс маты или плиты теплоизоляционные и включить отдельной строкой в соответствии с коэффициентом уплотнения к объему теплоизоляции по проекту.
- При покрытии тепловой изоляции не применять расценки с листовым алюминированием, так как используется листовая оцинкованная сталь.
- Не включать в сметы визуальный контроль стыков, так как эти затраты учтены накладными расходами.
- Из расценки на установку манжет по ТЕР25-07-22 необходимо исключать стоимость праймера эпоксидного и манжет, а стоимость манжет учитывать отдельной строкой методом пересчета от текущей стоимости к базисной путем применения регионального индекса на материалы.
- На установку втулок применять расценки как на манжеты по ТЕР25-07-22 с исключением стоимости праймера эпоксидного, песка для пескоструйной обработки стыка и манжет, а стоимость втулок учитывать отдельной строкой методом пересчета от текущей стоимости к базисной путем применения регионального индекса на материалы.
- Если погружение свай осуществляется в заранее пробуренные лидерные

	скважины с последующей забивкой их в плотные грунты необходимо применять корректирующий коэффициент в размере 0,71 к единичным расценкам сборника №5 на погружение свай. Указанный коэффициент не должен применяться к стоимости свай. В случае выполнения работ по погружению свай в лидерные скважины при условии оставления части свай и поверхности земли выше 10% от проектной длины свай, при формировании сметных расчетов следует учитывать оба коэффициента (коэффициент $K=0,71$ и коэффициенты п.3.3. технической части сборника №5.)
12.	Затраты связанные с уплатой налога на добавленную стоимость
	ФЗ №117 от 07.07.03г. в размере – 18%

Составил:

Главный специалист ОЦиПТДпоКСиРО



Е.А.Баландина

СОГЛАСОВАНО:

Начальник УКС и РО ОАО «СН-МНГ»



Е.В.Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



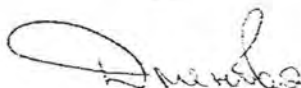
Р.Ю.Галлямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



С.Н.Бабкин

Начальник ОЦ и ПТД по КС и РО



В.А.Дменова

[illegible]

Значения $\rho_{\text{ср}}$ и $\rho_{\text{ср}}^{\text{ср}}$ для пород, образующих массивы, приведены в табл. 1 (по [10, 11]).

bioRxiv preprint doi: <https://doi.org/10.1101/000000>; this version posted January 1, 2016. The copyright holder for this preprint (which was not certified by peer review) is the author/funder, who has granted bioRxiv a license to display the preprint in perpetuity. It is made available under aCC-BY-NC-ND 4.0 International license.

No. of experiments	Investigation	Time per expt.	Success rate
1	Effect of temperature on the rate of reaction between hydrogen peroxide and potassium iodide	15 min	90%
2	Effect of concentration on the rate of reaction between hydrogen peroxide and potassium iodide	15 min	95%
3	Effect of a catalyst on the rate of reaction between hydrogen peroxide and potassium iodide	15 min	95%
4	Effect of surface area on the rate of reaction between hydrogen peroxide and potassium iodide	15 min	95%
5	Effect of pressure on the rate of reaction between hydrogen peroxide and potassium iodide	15 min	95%
6	Effect of pH on the rate of reaction between hydrogen peroxide and potassium iodide	15 min	95%
7	Effect of ionic strength on the rate of reaction between hydrogen peroxide and potassium iodide	15 min	95%
8	Effect of solvent on the rate of reaction between hydrogen peroxide and potassium iodide	15 min	95%
9	Effect of light on the rate of reaction between hydrogen peroxide and potassium iodide	15 min	95%
10	Effect of magnetic field on the rate of reaction between hydrogen peroxide and potassium iodide	15 min	95%

$$\frac{\text{Estimated true response}}{\text{Bias}} = \frac{\text{Estimated true response}}{\text{Bias}(\hat{\theta}) - \theta_0}$$
10/17/2016

Заказчик:
 Подрядчик:
 Стройка:
 Объект:

Ориентировочная стоимость материалов
(Разделительная ведомость поставки материально-технических ресурсов между подрядчиком и заказчиком)

№ п/п	Наименование материально- технических ресурсов	Ед. изм.	Поставщик					
			Заказчик			Подрядчик		
			Кол-во	Цена за ед., руб.	Стоимость, руб.	Кол-во	Цена за ед., руб.*	Стоимость, руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
13								
14								
15								
16								
17								
18								
19								
20								
21								
22								
23								
24								
25								
26								
27								
28								
29								
30								
31								
32								
33								
34								
35								
36								
37								
38								
39								

Порядок расчета дополнительных затрат на разницу в стоимости электроэнергии, получаемой от ДЭС при производстве СМР.

При разработке проектно-сметной документации:

1. По линейным объектам строительства (ВЛ, КЛ, трубопроводы, дороги и т.п.):
Учитывая, что в составе норм ГЭСН и расценок ФЕР(ТЕР), используемых для определения стоимости строительства линейных объектов, учитываются механизмы и сварочные агрегаты с двигателями внутреннего сгорания, расчет дополнительных затрат на разницу в стоимости электроэнергии производить не рекомендуется.
2. По площадочным объектам, объектам обустройства кустов скважин:
Затраты, учитывающие разницу в стоимости электроэнергии, получаемой от ДЭС, необходимо рассчитывать только в исключительных случаях, при обосновании данных затрат в Проекте организации работ(ПОС).
В ПОС необходимо:
 - рассчитать оптимальную мощность ДЭС;
 - произвести расчет количества часов работы ДЭС, необходимое при строительстве площадочных объектов, учитывающих в главах 2-8 Сводного сметного расчета стоимости строительства;
 - отразить период работы ДЭС на данном объекте

При подготовке окончательного решения ПОС по оптимальному учету затрат на разницу в стоимости электроэнергии необходимо проработать вариант, при котором будет построена и задействована трансформаторная подстанция, необходима для нормальной эксплуатации объекта, подведены электросети к ней и от нее (до места сдачи органам Энергонадзора). При этом необходимо рассчитать и указать стоимость работ, выполняемых с использованием ДЭС до введения в эксплуатацию в расчет дополнительных затрат можно было принимать не полную стоимость, а лишь часть этой стоимости.

В сметной документации необходимо рассчитать дополнительные затраты на основании показателей стоимости 1 часа работы ДЭС с вычетом учитываемой расценками электроэнергии от постоянных источников.

При отсутствии данных в ПОС производить учет дополнительных затрат на разницу в стоимости электроэнергии не рекомендуется.