

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

А. М. Пятаев  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.



**Задание на проектирование № 143-15**  
«Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти. Кусты скважин №23, 26бис»

1.	<b>Наименование объекта</b>
	Обустройство Западно-Асомкинского месторождения. Кусты скважин №23, 26бис
2.	<b>Географическое положение объекта</b>
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нефтеюганский район, Западно-Асомкинский лицензионный участок.
3.	<b>Основание для проектирования</b>
	План капитального строительства ОАО «СН-МНГ».
4.	<b>Заказчик</b>
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	<b>Разработчик проектной документации</b>
	Определяется в результате тендера.
6.	<b>Требования к проектной организации</b>
	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ ИСО 9001-2011.
7.	<b>Вид строительства</b>
	Капитальное строительство.
8.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>
	2017г.
9.	<b>Стадия проектирования</b>
	Проектная документация. Рабочая документация.
10.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11.	<b>Потребность в инженерных изысканиях</b>
	<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"> <li>- задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»;</li> <li>- полноту снятых коммуникаций и демонтируемые трубопроводы с эксплуатирующей службой;</li> <li>- представить в электронном виде и на бумажном носителе документацию по планировке</li> </ul>

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

### Куст скважин № 23 – 12 скважин:

Всего скважин - 12 скважин  
Добывающих - 6 скважин  
С отработкой - 4 скважины  
Нагнетательных - 2 скважины

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 23	1,0	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №23 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	1,0	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №23 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	3,4	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.23 - т.вр. (Приложение № 1 к ТУ)	0,9	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.23 - т.вр.к.26бис (Приложение № 1 к ТУ)	2,2	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.26бис — т.вр.к.23 (Приложение № 1 к ТУ)	2,2	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.23 - к.23 (Приложение № 1 к ТУ)	0,9	Возможна корректировка

- Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5;
- Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в Приложении №6;

Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 23:

месторождение	куст	Назнач.	Пласт	Q <sub>пуск.</sub> м3/сут по жид	Q <sub>пуск.</sub> т/сут по нефти	%
Западно-Асомкинское	23	гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД отр	ЮС2	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД отр	ЮС2	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД отр	ЮС2	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД отр	ЮС2	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД	ЮС2			

		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД	ЮС2			
Сумма 1220 522 Ср. Q 122 52						

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3 к ТУ.
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 23 представлено в Приложении № 4 к ТУ

#### **Куст скважин № 26бис – 12 скважин:**

Всего скважин - 12 скважин  
 Добывающих - 6 скважин  
 С отработкой - 4 скважины  
 Нагнетательных - 2 скважины

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин №26бис	0,1	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 26бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	0,3	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин № 26бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	0,5	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.26бис - т.вр. (Приложение № 1 к ТУ)	0,6	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.26 - т.вр. ЗКЛ №150 (Приложение № 1 к ТУ)	2,9	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр. ЗКЛ №150 - ДНС-2 (Приложение № 1 к ТУ)	1,2	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод КНС-2 - т.вр. (ЗКЛ №6) (Приложение № 1 к ТУ)	1,6	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.(ЗКЛ №6)- т.вр.к.26бис (Приложение № 1 к ТУ)	0,7	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.26бис - к.26бис (Приложение № 1 к ТУ)	0,6	Возможна корректировка

- Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5;
- Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в Приложении №6;

#### **Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 26бис:**

месторождение	куст	Назнач.	Пласт	Q <sub>нвск.</sub> м3/сут но жид	Q <sub>нвск.</sub> т/сут по нефти	%
Западно-Асомкинское	26бис	гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД отр	ЮС2	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД отр	ЮС2	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД отр	ЮС2	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50

		ППД отр	ЮС2.	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД	ЮС2			
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД	ЮС2			
	Сумма 1220 522 Ср. Q 122 52					
15.	<b>Требования к техническим решениям</b>					
	<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 применениям труб отечественного производства.</p> <p>15.5. При проектировании руководствоваться техническими условиями на разработку проектно-сметной документации.</p>					
16.	<b>Особые условия.</b>					
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– 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.</li> <li>– Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</li> <li>– Запросить справку об отсутствии мест историко-культурного наследия в границах проектируемого объекта.</li> <li>– Строительство шламового амбара – согласовать с Заказчиком.</li> <li>– Новое строительство.</li> <li>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации.</li> <li>– Максимально использовать материалы и оборудование при проектировании, исходя из наличия их в ОАО «СН-МНГ».</li> <li>– При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижеобьрыбвод».</li> <li>- 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»;</li> <li>- 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»;</li> <li>- Согласовать в Управление Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»;</li> <li>- 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.</li> </ul>					

	<p>согласований непосредственно после завершения согласования и в срок до начала строительства объекта.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 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.</li> <li>- 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).</li> <li>- Для размещения пожарной техники на въезде кустовой площадки следует предусматривать площадку размером 20х20 м.</li> <li>- 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);</li> <li>- перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09, Р- 02, М-07(№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);</li> <li>- перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09 Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001).</li> </ul>
17.	<p><b>Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям</b></p> <p>Не требуется.</p>
18.	<p><b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</li> <li>- Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на ливейном 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 СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность).</li> </ul>
19.	<p><b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b></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><b>Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов</b></p> <p>Не требуется.</p>
21.	<p><b>Требования к составу и оформлению рабочей документации</b></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.	<b>Состав демонстрационных материалов</b>
	Не требуется.
23.	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	Приложение №1 – технические условия для разработки рабочей документации по объекту. Приложение №2 – Требования к сметной документации УКСиРО ОАО «СН-МНГ».
24.	<b>Срок выдачи проекта</b>
	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
25.	<b>Срок выдачи тендерной документации</b>
	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.
26.	<b>Количество экземпляров РД/ПД</b>
	Документацию предоставить: - на бумажном носителе в 4-х экземплярах; - в электронном виде в формате «Adobe Acrobat» - 1 экземпляр, AutoCAD- 1 экземпляр.
27.	<b>Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов</b>
	При составлении ведомостей и спецификаций материалов и оборудования применять кодировку по номенклатурным справочникам Заказчика. 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».
28.	<b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b>
	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). Расчет сметной стоимости строительства объекта выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации. Расчет стоимости работ согласно приложению (в формате ОАО «НК «Роснефть») включить в состав пояснительной записки. Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации. Сметную документацию выполнить в электронном виде в формате «Гранд-смета» (расширение *.gpr, .xml и .xls). Исходные данные запросить отдельно.
29.	<b>Правила представления, рассмотрения и принятия РД/ПД</b>
	Согласовать проектные решения с Заказчиком. Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ». Рабочая документация на бумажном носителе предоставляется только после согласования со службами ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующими организациями и предоставления подписанного акта преднадзора.
30.	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b>
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.

31.	<b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b> Получение всех согласований (в т.ч. со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией) и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, с подписанием акта преднадзора. Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ». Получение положительного заключения Государственной экологической экспертизы, при амбарном способе бурения. Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.
32.	<b>Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ</b>
	Не требуется.

Исполнитель: инженер I кат. ООПир УКСиРО



Н.Н.Мошин

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к заданию на проектирование**  
**«Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти. Кусты скважин №23, 26бис».**

Заместитель Генерального директора-Директор по капитальному строительству	 (подпись)	Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений	 (подпись)
Д.А. Николаев	" " 2015г.	И.Г. Тухфатуллин	" " 2015г.
Главный инженер АНГДУ	 (подпись)	Начальник департамента производственного контроля, охраны труда, пожарной безопасности, гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций	 (подпись)
В.В.Евдокимов	" " 2015г.	А.В. Финк	" " 2015г.
Начальник УКСиРО	 (подпись)	Начальник НГП-5	 (подпись)
Е.В. Лешенко	" " 2015г.	А.В. Маркелов	" " 2015г.
Начальник ООПир УКСиРО	 (подпись)		 (подпись)
С.Н. Бабкин	" " 2015г.		" " 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 Западно-Асомкинского месторождения нефти.  
Кусты скважин № 23, 26бис»**

1.	<b>Наименование объекта</b>																								
	Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти. Кусты скважин № 23, 26бис.																								
2.	<b>Географическое положение объекта</b>																								
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нефтеюганский район, Западно-Асомкинский лицензионный участок.																								
3.	<b>Основание для проектирования</b>																								
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».																								
4.	<b>Заказчик</b>																								
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).																								
5.	<b>Вид строительства</b>																								
	Капитальное строительство.																								
6.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>																								
	2017г.																								
7.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>																								
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.																								
8.	<b>Состав проектируемого объекта:</b>																								
	<b><u>Куст скважин № 23 – 12 скважин:</u></b>																								
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 23</td><td>1,0</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №23 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>1,0</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №23 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>3,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.23 – т.вр. (Приложение № 1)</td><td>0,9</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод т.вр.к.23 – т.вр.к.26бис (Приложение № 1)</td><td>2,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр.к.26бис – т.вр.к.23 (Приложение № 1)</td><td>2,2</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр.к.23 – к.23 (Приложение № 1)</td><td>0,9</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 23	1,0	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №23 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,0	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №23 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,4	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.23 – т.вр. (Приложение № 1)	0,9	Возможна корректировка	Нефтегазопровод т.вр.к.23 – т.вр.к.26бис (Приложение № 1)	2,2	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр.к.26бис – т.вр.к.23 (Приложение № 1)	2,2	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр.к.23 – к.23 (Приложение № 1)	0,9	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																							
Дорога внутрипромысловая до куста скважин № 23	1,0	Возможна корректировка																							
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин №23 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	1,0	Возможна корректировка																							
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №23 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	3,4	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод к.23 – т.вр. (Приложение № 1)	0,9	Возможна корректировка																							
Нефтегазопровод т.вр.к.23 – т.вр.к.26бис (Приложение № 1)	2,2	Возможна корректировка																							
Высоконапорный водовод т.вр.к.26бис – т.вр.к.23 (Приложение № 1)	2,2	Возможна корректировка																							
Высоконапорный водовод т.вр.к.23 – к.23 (Приложение № 1)	0,9	Возможна корректировка																							

- Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5;
- Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в Приложении №6;
- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 23:

месторождение	куст	Пазнач.	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по неф гн	%
Западно-Асомкинское	23	гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД отр	ЮС2	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД отр	ЮС2	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД отр	ЮС2	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД отр	ЮС2	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД	ЮС2			
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД	ЮС2			
Сумма				1220	522	
Ср. Q				122	52	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 23 представлено в Приложении № 4.

**Куст скважин № 26бис – 12 скважин:**

Наименование участка	Длина, км	Примечание
Дорога внутрипромысловая до куста скважин №26бис	0,1	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 26бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,3	Возможна корректировка
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин № 26бис в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,5	Возможна корректировка
Нефтегазопровод к.26бис – т.вр. (Приложение № 1)	0,6	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр.к.26 – т.вр. ЗКЛ №150 (Приложение № 1)	2,9	Возможна корректировка
Нефтегазопровод т.вр. ЗКЛ №150 – ДНС-2 (Приложение № 1)	1,2	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод КНС-2 – т.вр. (ЗКЛ №6) (Приложение № 1)	1,6	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.(ЗКЛ №6)– т.вр.к.26бис (Приложение № 1)	0,7	Возможна корректировка
Высоконапорный водовод т.вр.к.26бис – к.26бис (Приложение № 1)	0,6	Возможна корректировка

- Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5;  
Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем отходов бурения с одной скважины представлены в Приложении № 6;
- Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 26бис:

месторождение	куст	Назнач.	Пласт	Qпуск, м3/сут по жид	Qпуск, т/сут по нефти	%
Западно-Асомкинское	26б	гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД отр	ЮС2	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД отр	ЮС2	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД отр	ЮС2	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД отр	ЮС2	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД	ЮС2			
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД	ЮС2			
Сумма				1220	522	
Ср. Q				122	52	

- Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3;
- Планируемое погружное оборудование куста скважин № 26бис 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 применения 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/см<sup>2</sup>, 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 (нефтесборных 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 нефтесборов. 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 нефтесбора;
- 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 ГПД куста № 23:  
Централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 190 атм;
- Требования к организации системы ГПД куста № 26бис:  
Централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ кустовой площадки, далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 190 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-МН»;
- 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;P-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, P-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, P-02, М-07 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001); перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09, P-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



	<p>и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– 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)</li> </ul> <p>Параметры здания блока ГЗУ:</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> <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 легкобросываемые ограждающие конструкции. (СП 4.13130. 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"> <li>– Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ.</li> </ul>
10.	<p><b>Особые условия строительства</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Новое строительство.</li> <li>– 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.</li> <li>– Кустовые площадки № 23 и № 26бис расположены за пределами границ территорий традиционного природопользования.</li> <li>– При необходимости предусмотреть строительство площадки по обезвреживанию или утилизации (переработке) отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки.</li> <li>– Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</li> <li>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8.</li> <li>– 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)</li> <li>– 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"> <li>– 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;</li> <li>– б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и</li> </ul> </li> </ul>

	газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров); (ПИБ в Лесах п.33)
<b>11.</b>	<b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 д). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</li> <li>– Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 . 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)</li> </ul>
<b>12.</b>	<b>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»</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</li> <li>– При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод».</li> <li>– Получение Государственной Экологической экспертизы;</li> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций.</li> </ul>
<b>13.</b>	<b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), <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.</li> </ul>
<b>14.</b>	<b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– 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».</li> </ul>

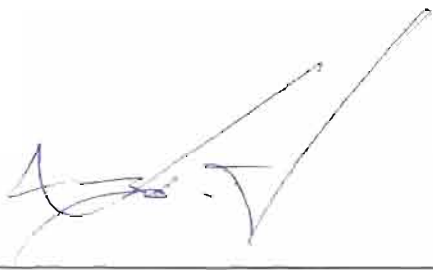
<b>15.</b>	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промышленных трубопроводов» Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение» Приложение № 3 «Основные показатели разработки» Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование» Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС» Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем отходов бурения с одной скважины» Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП» Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений» Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов». Приложение № 10 «Обзорная схема трубопроводов».
<b>16.</b>	<b>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать проектные решения с Заказчиком.</li> <li>– Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>
<b>17.</b>	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b>
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
<b>18.</b>	<b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора.</li> <li>– Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.</li> <li>– Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>

Исполнитель:  
Инженер 1 категории ОПОМ ДПРП и ОМ

О.В. Журавель

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту**  
**«Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти.**  
**Кусты скважин № 23, 26бис»**

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

" 04 " 08 2015 г.

На № \_\_\_\_\_

№ МР - 317

от «\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.

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 Западно-Асомкинского месторождения нефти. Кусты скважин №№ 23,26бис».

«Обустройство Восточно-Охтеурского месторождения нефти. Кусты скважин №№ 5,6,7».

Приложение: ТУ – 20л., 1з.

С уважением,  
Начальник

М.Г. Разин



УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента  
трубопроводного транспорта  
ОАО «СН-МНП»

М.Г. Разин  
« / » 2015 г.

### ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для разработки проектно-сметной документации по объекту  
«Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти.  
Кусты скважин №23,26бис»

1. Месторождение, район строительства	Западно-Асомкинское месторождение нефти. Нефтеюганский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство
3. Состав проектируемого объекта	<p>1.Этап. Нефтегазопровод «к.23-т.вр.»</p> <p>2.Этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.23-т.вр.к.26бис»</p> <p>3.Этап. Нефтегазопровод «к.26бис-т.вр.»</p> <p>4.Этап. Нефтегазопровод «т.вр.к.26-т.вр.ЗКЛ №150»</p> <p>5.Этап. Нефтегазопровод т.вр.ЗКЛ №150-ДНС-2»</p> <p>6.Этап.Высоконапорный водовод «КНС-2 - т.вр.(ЗКЛ №6)»</p> <p>7.Этап.Высоконапорный водовод « т.вр. (ЗКЛ №6)- т.вр.к.26бис»</p> <p>8.Этап.Высоконапорный водовод «т.вр.к.26бис-к.26бис»</p> <p>9.Этап.Высоконапорный водовод «т.вр.к.26бис-т.вр.к.23»</p> <p>10.Этап.Высоконапорный водовод «т.вр.к.23-к.23»</p>
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<p><b>1 Этап.Нефтегазопровод «к.23-т.вр.»</b> От к.23 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-2 Западно-Асомкинского месторождения нефти. Объем жидкости – <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1220/522</math>. Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета. Диаметр в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.</p> <p><b>2 Этап.Нефтегазопровод «т.вр.к.23-т.вр.к.26бис»</b> От т.вр.к.23 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-2 Западно-Асомкинского месторождения нефти. Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета. Диаметр в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.</p> <p><b>3 Этап.Нефтегазопровод «к.26бис-т.вр.»</b> От к.26бис по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-2 Западно-Асомкинского месторождения нефти. Объем жидкости – <math>Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 1220/522</math>. Давление в точке подключения – определить по результатам</p>

гидравлического расчета.

Диаметр в точке подключения - определить по результатам гидравлического расчета.

#### **4 Этап. Нефтегазопровод «г.вр.к.26-г.вр.ЗКЛ №150»**

От г.вр.к.26бис по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора ДПС-2 Западно-Асомкинского месторождения нефти.

Давление в точке подключения - определить по результатам гидравлического расчета.

Диаметр в точке подключения - определить по результатам гидравлического расчета.

#### **5 Этап. Нефтегазопровод г.вр.ЗКЛ №150-ДПС-2»**

От г.вр.(ЗКЛ №150) по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора - ДПС-2 Западно-Асомкинского месторождения нефти.

Давление в точке подключения - определить по результатам гидравлического расчета.

Диаметр в точке подключения - определить по результатам гидравлического расчета.

#### **6. Этап. Высоконапорный водовод «КПС-2- г.вр.(ЗКЛ №6)»**

Подготоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КПС на к.26бис

Давление в точке подключения - определить по результатам гидравлического расчета.

Диаметр в точке подключения - определить по результатам гидравлического расчета.

#### **7. Этап. Высоконапорный водовод « г.вр. (ЗКЛ №6)- г.вр.к.26бис»**

Подготоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КПС на к.26бис

Давление в точке подключения - определить по результатам гидравлического расчета.

Диаметр в точке подключения - определить по результатам гидравлического расчета.

#### **8 Этап. Высоконапорный водовод «г.вр.к.26бис-к.26бис»**

Подготоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КПС на к.26бис

Объем жидкости  $Q_{ж}$  м<sup>3</sup>/сут = 1200

Давление в точке подключения - определить по результатам гидравлического расчета.

Диаметр в точке подключения - определить по результатам гидравлического расчета.

#### **9 Этап. Высоконапорный водовод «г.вр.к.26бис-г.вр.к.23»**

Подготоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КПС на к.23

Давление в точке подключения - определить по результатам гидравлического расчета.

Диаметр в точке подключения - определить по результатам

гидравлического расчета.

#### 10 Этап.Высоконапорный водовод «г.вр.к.23-к.23»

Подогреваемая вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС на к.23

Объем жидкости  $Q_{ж}$  м<sup>3</sup>/сут = 1200

Давление в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.

Диаметр в точке подключения – определить по результатам гидравлического расчета.

**Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.**

#### 5. Требования к техническим решениям

- Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства;
- В проектной документации необходимо указывать срок полезного использования объектов ОС;
- В проектной документации необходимо указывать амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. 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 клапаны и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ОХЗ, ингибирующая защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности.
- Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного водовода рассмотреть варианты применения трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТГ.
- 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-МНП» 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 нефтегазопровода и высоконапорного водовода 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 (м<sup>3</sup>/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/см<sup>2</sup>;
  - При формировании расчетов диаметров проектируемых нефтегазопроводов рабочее давление которых превышает 25 кг/см<sup>2</sup> необходимо дополнительно согласовать гидравлический расчет с ДТТ и ПТО НГДУ эксплуатирующей организации;
  - Максимально допустимое давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210кг/см<sup>2</sup>.
  - Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см<sup>2</sup>;
  - 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 уточнить во время изыскательских работ и согласовать с Заказчиком);

– Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот I÷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 трассе) 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 должны 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 выполнять с учетом существующих.

6. ОУ, 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.

7. Особые условия

- Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий.
- Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТО АНГДУ и с ИГП-5 АНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода.
- Результаты изысканий согласовать с ПТО АНГДУ, ДГП 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 ГИИИТ ДГТ



Р.С. Пцедранов

## СОГЛАСОВАНО:

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

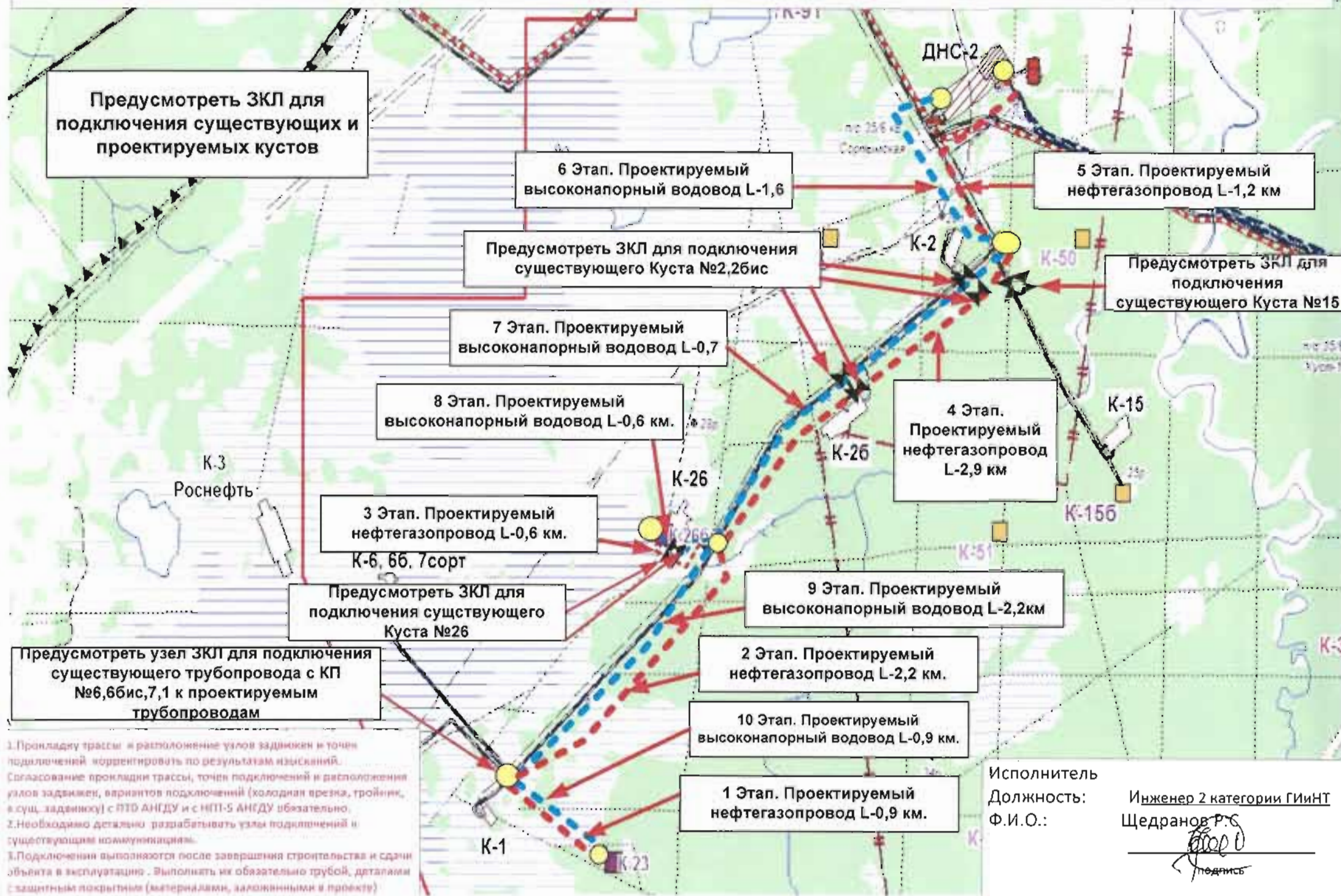
Главный инженер АП ДУ ОАО «СН-МНГ»



М.П. Бессонов

В.В. Евдокимов

Предлагаемая схема подключения трубопроводов проектируемых кустов 23,26 бис Западно-Асомкинского м/р. Приложение № 1





## 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:

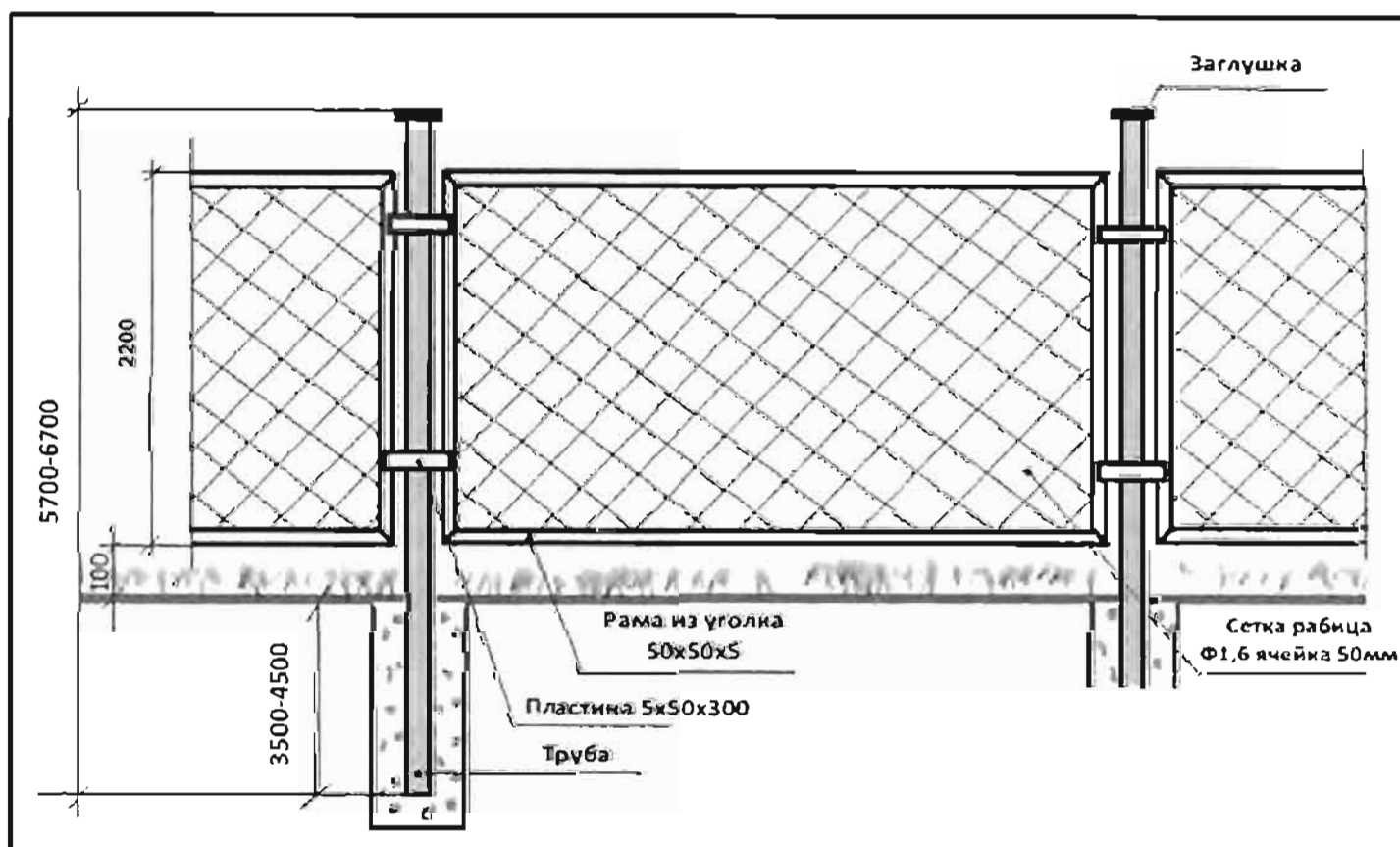
- Трубы, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- 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/см<sup>2</sup>)

$Dу$  – 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:

Нефтеcборный коллектор – красный;

Водовод – синий





Таблица результатов расчета

[illegible]

Технические условия № 09-2015 от 12.03.2015  
на электроснабжение КП-23 Западно-Асомкинское м/р

Запрашиваемая мощность – 792 кВт.

1. Со стороны заказчика:

- 1.1. Выполнение технических условий №195-2014 от 18.06.2014г. «О ТУ на КП-18 Западно-Асомкинского м/р» с учетом внесенных изменений письмом ООО «МЭН» №02-14/334 от 09.02.2015г.
- 1.2. Выполнение технических условий №403-2014 от 28.11.2014г. «О ТУ на реконструкцию ПС-35/6кВ «№186» 3-Асомкинского м/р».
- 1.3. Выполнение технических условий №426-2014 от 05.12.2014г. «О ТУ на установку БСК-6кВ на ПС-35/6кВ «№186» 3-Асомкинского м/р».

2. Со стороны подрядной организации:

- 2.1. Разработать проект электроснабжения КП-23 Западно-Асомкинского месторождения нефти. Проектом предусмотреть:

- 2.1.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-23 Западно-Асомкинского м/р. Трассу прохождения ВЛ-6кВ предварительно согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
- 2.1.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
- 2.1.4. Точки подключения:

- Существующая ВЛ-6кВ Ф-18510 ПС-35/6кВ «№185» (в перспективе ВЛ-6кВ Ф-18608 ПС-35/6кВ «№186» после выполнения п.1.1). Номер опоры определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опор в точке врезки.

- Существующая ВЛ-6кВ Ф-18611 ПС-35/6кВ «№186». Номер опоры определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опор в точке врезки.

- 2.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «№186» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
- 2.1.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-23 – в соответствии с ГОСТ Р54149-2010.
- 2.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-23 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

однотрансформаторных 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 отпасах и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КТП-23.
- 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 КТП-23 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 реконструируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов перерезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты перерезки согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.25. Выполнение расчёта вырубki просек под прохождение ВЛ-6кВ по посадкам согласно ПУЭ п.2.5.20.

- 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 вырубки 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-23 Заводно-Асомкинского 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.

Первый заместитель  
генерального директора –  
главный инженер ООО «МЭН»



В.В. Долгунов

Согласовано:  
Главный энергетик  
ОАО «СН-МНГ»



В.Е. Сыровецкий

Технические условия № 18-2015 от 18.06.2015  
на электроснабжение КП-26 бис Западно-Асомкинского м/р

Запрашиваемая мощность – 792 кВт.

1. Со стороны заказчика:

- 1.1. Выполнение технических условий №195-2014 от 18.06.2014г., «О ТУ на КП-18 Западно-Асомкинского м/р» с учетом внесенных изменений письмом ООО «МОН» №02-14/334 от 09.02.2015г.
- 1.2. Выполнение технических условий №403-2014 от 28.11.2014г., «О ТУ на реконструкцию ПС-35/6кВ «№186» 3-Асомкинского м/р».
- 1.3. Выполнение технических условий №426-2014 от 05.12.2014г., «О ТУ на установку БСК-6кВ на ПС-35/6кВ «№186» 3-Асомкинского м/р».

2. Со стороны подрядной организации:

- 2.1. Разработать проект электроснабжения КП-26 бис Западно-Асомкинского месторождения нефти. Проектом предусмотреть:
  - 2.1.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-26 бис Западно-Асомкинского м/р. Трассу прохождения ВЛ-6кВ предварительно согласовать с ООО «МОН».
  - 2.1.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
  - 2.1.3. Категорию надежности электроснабжения определить проектом.
  - 2.1.4. Точки подключения после выполнения п.1.1:
    - Существующая ВЛ-6кВ Ф-18611 ПС-35/6кВ «№186» (в перспективе ВЛ-6кВ Ф-18612 ПС-35/6кВ «№186» после выполнения п.1.1). Номер опоры определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опор в точке врезки.
    - Существующая недействующая ВЛ-6кВ до КП-26 (в перспективе ВЛ-6кВ Ф-18615 ПС-35/6кВ «№186» после выполнения п.1.1). Номер опоры определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опор в точке врезки.
  - 2.1.5. Проверочный расчет электрооборудования ПС-35/6кВ «№186» с учетом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
  - 2.1.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-26 бис – в соответствии с ГОСТ Р 54149-2010.
  - 2.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-26 бис 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 стоек-болтов для подъема к ВЛ-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования с учетом площадки согласовать с ООО «МОН».

- 2.1.9. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однотрансформаторных 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 отпайных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-26 бис.
- 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-26 бис 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, проверку 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 реконструируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов перекрестки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты перекрестки 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 защиты ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 2.1.27. На планах трасс ВЛ-6кВ указывать линии 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-26 бис Западно-Асомкинского 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.

Первый заместитель  
генерального директора –  
главный инженер ООО «МЭН»



В.В. Долгушин

Согласовано:  
Главный энергетик  
ОАО «СН-МНГ»



В.Е. Сыроваткин



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

23 января 2015г.  
На № \_\_\_\_\_

№ МС-29  
от \_\_\_\_\_ 2015г.

Начальнику департамента по  
новым проектам, технике и  
технологии  
ОАО «СН-МНГ»  
М.Н. Бессонову

*О представлении информации*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

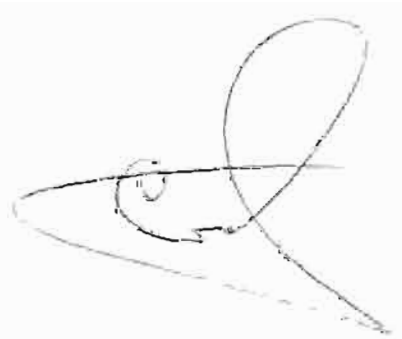
Направляю Вам для проектирования актуализированные проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 58 Ватинского месторождения, КП №№ 136, 15, 95 Тайлаковского месторождения. Направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП № 1856 Ватинского месторождения, КП № 23, 266 Западно-Асомкинского месторождения, КП №№ 225, 226, 227 Аганского месторождения, КП № 26 Южно-Аганского месторождения, КП №№ 91, 99, 115, 152, 155, 162, 163, 165, 168 Тайлаковского месторождения, КП № 75 Ново-Покурского месторождения.

Приложение:

1. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 58 Ватинского месторождения.
2. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 136 Тайлаковского месторождения
3. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 15 Тайлаковского месторождения
4. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 95 Тайлаковского месторождения.

5. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 23 Западно-Асомкинского месторождения.
6. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 185б Ватинского месторождения.
7. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП 26б Западно-Асомкинского месторождения.
8. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 225 Аганского месторождения.
9. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 226 Аганского месторождения.
10. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 227 Аганского месторождения.
11. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 26 Южно-Аганского месторождения.
12. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 91 Тайлаковского месторождения.
13. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 99 Тайлаковского месторождения.
14. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 115 Тайлаковского месторождения.
15. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 152 Тайлаковского месторождения.
16. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 155 Тайлаковского месторождения.
17. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 162 Тайлаковского месторождения.
18. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 163 Тайлаковского месторождения.
19. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 165 Тайлаковского месторождения.
20. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 168 Тайлаковского месторождения.
21. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 75 Ново-Покурского месторождения.

С уважением,



М.Ф. Старицын

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 23 Западно-Асомкинское  
месторождения

месторождение	куст	Назнач.	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Западно-Асомкинское	23	гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД отр	ЮС2	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД отр	ЮС2	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД отр	ЮС2	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД отр	ЮС2	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД	ЮС2			
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД	ЮС2			
Сумма				1220	522	
Ср. Q				122	52	

Проектные данные по КП № 23 Западно-Асомкинское месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Плает	Кол-во скважин				объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление нагн атм	Газо- содерж-е м3/т	На- гемм-ра град	Тип насосов	
				всего	добыв	нагн		волозаб	жидк м3/сут						нефти м3/сут
						с отработ	без отработ								
Аганское НГДУ															
1	Западно-Асомкинское	23	ЮС2	12	6	4	2	0	1220	522	1200	ЮС2	ЮС2 - 61	ЮС2 - 97	ЭЦН
1	Итого по месторождению			12	6										

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

/ Начальник геологического отдела ДГИН ОАО "СН-МНГ"

Начальник ОПМНР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"



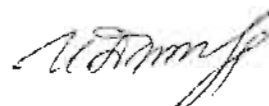
Юрков И.С.

Горбань А.М.

**Динамика основных показателей разработки КП № 23 Западно-Асомкинского месторождения**

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>КП №23</b>											
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- нагнетательных	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	47	66	54	53	53	52	51	50	50	49
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	156	324	324	324	325	324	324	324	325	324
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	292	438	438	438	438	438	438	438	438	438
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	2,9	4,0	3,3	3,2	3,2	3,2	3,1	3,1	3,0	3,0

Начальник отдела ОПиМНР



А.М. Горбань

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 266 Западно-Асомкинского месторождения

месторождение	куст	Назнач.	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Западно-Асомкинское	266	гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД отр	ЮС2	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД отр	ЮС2	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД отр	ЮС2	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД отр	ЮС2	80	34	50
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД	ЮС2			
		гор с МГРП	ЮС2	150	64	50
		ППД	ЮС2			
Сумма				1220	522	
Ср. Q				122	52	

Проектные данные по КП № 266 Западно-Асомкинского месторождения

№ п.п	Месторождение	Куест	Пласт	Кол-во скважин				объем добычи		объем закачки	Давление нагн	Газо-содерж-е	Пл. темп-ра	Тип насосов	
				всего	добыв	нагн		водозаб	жидк						нефти
						с отработ	без отработ			м3/сут	т/сут	м3/сут	атм	м3/т	
Аганское НГДУ															
1	Западно-Асомкинское	266	ЮС2	12	6	4	2	0	1220	522	1200	ЮС2	ЮС2 - 61	ЮС2 - 97	УЦН
1	Итого по месторождению			12	6										

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

/ Начальник геологического отдела ДГиН ОАО "СН-МНГ"

Начальник ОПИМПР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"



Юрков И.С.

Горбань А.М.



**Динамика основных показателей разработки КП № 266 Западно-Асомкинского месторождения**

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>КП №266</b>											
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- нагнетательных	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	47	66	54	53	53	52	51	50	50	49
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	156	324	324	324	325	324	324	324	325	324
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	292	438	438	438	438	438	438	438	438	438
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	2,9	4,0	3,3	3,2	3,2	3,2	3,1	3,1	3,0	3,0

Начальник отдела ОПиМТР



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

27 01 2015 г.  
На № МБ-30

№ 11-31  
от 26 01 2015 г.

Начальнику ДпоНП ТпТ  
М.Н.Бессонову

*О предоставлении информации*

В ответ на исх № МБ-30 от 26.01.2015г. направляю перечень скважин КП № 1856 Ватинского месторождения, КП №№ 91, 99, 115, 152, 155, 162, 163, 165, 168 Тайлаковского месторождения, КП №№ 23, 266 Западно-Асомкинского месторождения, КП №№ 225, 226, 227 Аганского месторождения, КП №26 Южно-Аганского месторождения, КП № 75 Ново-Покурского месторождения с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 17 л., 1 экз.

Начальник ТО ДНГ ДДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

Перечень скважин КП №23 Западно-Асомкинского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Опуск. м3/сут по жид-ти	Опуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПНД, кВт
Западно-Асомкинское	***	23	гор с МГРП	ЮС2	150	64	50	5а-160-2500	90
	***		ППД отр	ЮС2	80	34	50	5-80-2500	63
	***	гор с МГРП	ЮС2	150	64	50	5а-160-2500	90	
	***	ППД отр	ЮС2	80	34	50	5-80-2500	63	
	***	гор с МГРП	ЮС2	150	64	50	5а-160-2500	90	
	***	ППД отр	ЮС2	80	34	50	5-80-2500	63	
	***	гор с МГРП	ЮС2	150	64	50	5а-160-2500	90	
	***	ППД отр	ЮС2	80	34	50	5-80-2500	63	
	***	гор с МГРП	ЮС2	150	64	50	5а-160-2500	90	
	***	ППД	ЮС2						
	***	гор с МГРП	ЮС2	150	64	50	5а-160-2500	90	
	***	ППД	ЮС2						
				Сумма	1220	520		792	
				Ср Q	122	52			

Перечень скважин КП №266 Западно-Асомкинского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Плат	Отпуск, м3/сут по жид-фазе	Отпуск, т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность НЧД, кВт
Западно-Асомкинское	***	266	гор с МГРН	ЮС2	130	64	50	5а-160-2500	90
	***		ППД отр	ЮС2	80	34	50	5-80-2500	63
	***		гор с МГРН	ЮС2	130	64	50	5а-160-2500	90
	***		ППД отр	ЮС2	80	34	50	5-80-2500	63
	***		гор с МГРН	ЮС2	130	64	50	5а-160-2500	90
	***		ППД отр	ЮС2	80	34	50	5-80-2500	63
	***		гор с МГРН	ЮС2	130	64	50	5а-160-2500	90
	***		ППД отр	ЮС2	80	34	50	5-80-2500	63
	***		гор с МГРН	ЮС2	130	64	50	5а-160-2500	90
	***		ППД	ЮС2					
	***		гор с МГРН	ЮС2	130	64	50	5а-160-2500	90
	***		ППД	ЮС2					
	***		гор с МГРН	ЮС2	130	64	50	5а-160-2500	90
	***		ППД	ЮС2					
	***		ППД	ЮС2					
				Сумма	1220	520			792
				Ср.О	122	52			

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР**

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

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

29 Января 2015 г.  
На № МФ-29

№ ДН-964  
от 26 Января 2015 г.

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
			Х	У	
1.	23	Зап.-Асомкинское	740120	557796	210°.

Примечание: ТПН- отсутствует.

/Главный маркшейдер



А.А.Новичков

Начальник департамента  
геологии и недропользования



М.Ф.Старицын

Начальник отдела  
земельных отводов



Д.В.Соловей

