



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«Нефтяная компания «Янгпур»

ИНН 7718887053 КПП 771801001 ОГРН 1127746385161 ОКВЭД 06.10.1 ОКАТО 45263591000, ОКОГУ 4210014,
ОКПО 09798927, ОКФС 16, ОКОПФ 47, БИК 047102651, р/с 40702810167500040883, ПАО Сбербанк
г. Тюмень, Западно-Сибирское отделение № 8647, к/с № 30101810800000000651

107113, Российская Федерация, г. Москва,
ул. Сокольнический вал, д 17
тел: (34936) 3-68-30
e-mail: office@yangpur.ru

Исх. № 01-04/19966 от 19.07 2024 года

РУКОВОДИТЕЛЮ ПРЕДПРИЯТИЯ

АО «НК «Янгпур» приглашает Вас принять участие в выполнении научно-исследовательской работе: **Разработка норм технологических потерь нефти; нефтяного попутного газа; газового конденсата и природного газа по месторождениям АО «НК «Янгпур» на 2025 год с составлением отчета.**

Наименование товаров (работ, услуг):

Выполнение работ: разработать нормативы технологических потерь нефти; нефтяного попутного газа; газового конденсата и природного газа по месторождениям АО «НК «Янгпур» на 2025 год с составлением отчета.

2. Количество (объем): Нормативы технологических Потерь нефти и попутного нефтяного газа по месторождениям: Известинское, Восточно-Известинское, Осеннее, Богдановское, Метельное, Рождественское, Крещенское, Центрально-Пурпейское, Губкинское, Присклоновое;

Нормативы технологических потерь газового конденсата и природного газа по месторождениям: Вьюжное, Метельное, Рождественское, Присклоновое.

Согласно исходных данных приложения 1 и приложения 2.

3. Технические характеристики (комплектация): Составление отчета по месторождениям АО «НК «Янгпур», согласно требованиям Минэнерго России.

4. Потребительские (качественные) характеристики товара: Техническое сопровождение и утверждение выполненной работы в Минэнерго России.

5. Обязательные требования к участникам и закупаемым товаром (работам, услугам): Утверждение выполненной работы в Минэнерго России.

Предоставить не менее трех положительных отзывов основных потребителей аналогичной услуги, запрашиваемой в задании.

6. В коммерческом предложении необходимо указать:

- номер, дату коммерческого предложения;
- цены за вышеуказанные виды услуг;
- срок действия коммерческого предложения;
- условия поставки (выполнения работ, услуг);
- срок поставки (выполнения работ, услуг);

- условия оплаты;
- подпись уполномоченного лица;
- печать организации;
- контактное лицо.

7. Место поставки товара (выполнения работ, услуг): 629830, Российская Федерация, Тюменская область, Ямало-Ненецкий АО, г. Губкинский, месторождения АО «НК «Янгпур».

8. Срок (график) поставки услуги: январь 2025 года, (либо иной срок по согласованию с Заказчиком)

9. Наименование валют, в которых может быть выражена цена коммерческого предложения: рубли РФ.

10. Условия платы: оплата по факту оказания услуг в течение 30 (тридцати) календарных дней. Возможны иные условия оплаты по согласованию с Заказчиком.

11. Основные критерии отбора Участников (в порядке убывания значимости):

– *минимальная стоимость;*

– *условия платы – оплата по факту поставки выполнения услуг с отсрочкой платежа.*

12. Участник имеет право отозвать, или изменить свое технико-коммерческое предложение, но не позднее конечного срока подачи технико-коммерческих предложений.

13. Участникам, прошедшим квалификационный отбор (предоставившим весь перечень документов и выдержавшим критерии закупки) и предложения которых будут допущены к процедуре оценки технико-коммерческих предложений, будет направлено письмо о снижении цен поступивших технико-коммерческих предложений (а также об уточнении и изменении иных существенных условий предложений в сторону их улучшения).

14. Не направление Участнику, подавшему технико-коммерческое предложение, письма о снижении цен поступившего технико-коммерческого предложения означает, что предложение данного Участника не допущено к процедуре оценки технико-коммерческих предложений. По письменному запросу любого подавшего технико-коммерческое предложение Участника, ему направляется письменное уведомление о результатах рассмотрения его предложения.

15. Победитель будет определяться на основе представленного им технико-коммерческого предложения, с учетом проведенной процедуры по снижению цен и улучшению иных условий договора.

16. Победителем процедуры закупки признается Участник, предоставивший наиболее выгодное для АО «НК «Янгпур» технико-коммерческое предложение.

17. Коммерческое предложение просим представить до 16 час. 00 мин. (время московское) 01.08.2024 по электронной почте: a.zaborouski@yangpur.ru

18. Особые права АО «НК «Янгпур»:

– Заказчик оставляет за собой право на прекращение процедуры закупки (ее отмене) на любой ее стадии, но до присуждения Участнику контракта (договора) закупки;

– Заказчик оставляет за собой право аннулировать процесс рассмотрения и отвергнуть все предложения в любой момент до присуждения контракта (договора) закупки;

– Заказчик не связывает себя обязательством, в какой бы то ни было форме, присудить контракт закупки Участнику, предложившему наименьшую цену;

– Заказчик оставляет за собой право пересмотра решения о выборе наилучшего предложения и присуждения победителю контракта (договора) на поставку указанной продукции в случае, если условия контракта (договора) выбранного Участника будут противоречить законодательству Российской Федерации в области хозяйственного права и/или подвергать необоснованному риску хозяйственную деятельность Заказчика.

В случае реализации указанных выше прав, Заказчик не несет никакой ответственности за перечисленные действия перед Участниками. По запросу Участников, представивших технико-коммерческие предложения, Заказчик сообщит причины таких действий, но не обязан давать подробные разъяснения. Считается, что Участники, представившие свои технико-коммерческие предложения, согласны с вышеуказанными условиями.

19. Срок действия предложений должен составлять не менее 45 (сорока пяти) календарных дней от даты получения технико-коммерческих предложений. Победитель процедуры закупки обязан заключить контракт (договор) с Заказчиком в минимально короткий срок после получения уведомления об акцепте технико-коммерческого предложения, но не позднее 12 (двенадцати) календарных дней от даты получения такого акцепта.

20. Во всем остальном, что не оговорено в настоящем приглашении, АО «НК «Янгпур» руководствуется законодательством Российской Федерации

21. Лицо, которому вменено в обязанность поддерживать связь с участниками по вопросам проведения закупки Заборовский Артём Валентинович, тел. +7 (996) 355-07-16
E-mail: a.zaborouski@yangpur.ru

Начальник ОППГиГК

В.М.Гетманчук

Геолого-технологические показатели разработки по каждому месторождению АО НК Янгпур

Известинское месторождение				
№ п/п	Геолого-технологические показатели	ед.изм.	годы	
			2024	2025
1.	Добыча нефти	тыс.т.	114,1	100,04
2.	Добыча жидкости	тыс.т.	292,1	271,5
3.	Газовый фактор нефти	м ³ /т	128,6	125,1
4.	Объём извлечённого (ресурсы) газа	млн. м ³	14,7	12,5
5.	Объём пресной воды для обессоливания нефти	тыс. м ³	0	0
6.	Количество добывающих скважин на конец года	скв.	12	11

Восточно-Известинское месторождение				
№ п/п	Геолого-технологические показатели	ед.изм.	годы	
			2024	2025
1.	Добыча нефти	тыс.т.	10,2	12,2
2.	Добыча жидкости	тыс.т.	43,0	63,2
3.	Газовый фактор нефти	м ³ /т	241,5	93,6
4.	Объём извлечённого (ресурсы) газа	млн. м ³	2,5	1,14
5.	Объём пресной воды для обессоливания нефти	тыс. м ³	0	0
6.	Количество добывающих скважин на конец года	скв.	3	4

Осеннее месторождение				
№ п/п	Геолого-технологические показатели	ед.изм.	годы	
			2024	2025
1.	Добыча нефти	тыс.т.	19,6	12,1
2.	Добыча жидкости	тыс.т.	179,6	143,5
3.	Газовый фактор нефти	м ³ /т	470,9	188,5
4.	Объём извлечённого (ресурсы) газа	млн. м ³	9,2	2,3
5.	Объём пресной воды для обессоливания нефти	тыс. м ³	0	0
6.	Количество добывающих скважин на конец года	скв.	7	7

Богдановское месторождение				
№ п/п	Геолого-технологические показатели	ед.изм.	годы	
			2024	2025
1.	Добыча нефти	тыс.т.	2,4	1,4
2.	Добыча жидкости	тыс.т.	18,8	12,3
3.	Газовый фактор нефти	м ³ /т	199,2	130,3
4.	Объём извлечённого (ресурсы) газа	млн. м ³	0,48	0,18
5.	Объём пресной воды для обессоливания нефти	тыс. м ³	0	0
6.	Количество добывающих скважин на конец года	скв.	2	2

Метельное месторождение				
№ п/п	Геолого-технологические показатели	ед.изм.	годы	
			2024	2025
1.	Добыча нефти	тыс.т.	22,7	27,8
2.	Добыча жидкости	тыс.т.	69,6	85,2
3.	Газовый фактор нефти	м ³ /т	30,6	53,95
4.	Объём извлечённого (ресурсы) газа	млн. м ³	0,69	1,5
5.	Объём пресной воды для обессоливания нефти	тыс. м ³	0	0
6.	Количество добывающих скважин на конец года	скв.	4	7

Рождественское месторождение				
№ п/п	Геолого-технологические показатели	ед.изм.	годы	
			2024	2025
1.	Добыча нефти	тыс.т.	-	47,7
2.	Добыча жидкости	тыс.т.	-	190,8
3.	Газовый фактор нефти	м ³ /т	-	304,9
4.	Объём извлечённого (ресурсы) газа	млн. м ³	-	14,6
5.	Объём пресной воды для обессоливания нефти	тыс. м ³	-	0
6.	Количество добывающих скважин на конец года	скв.	-	4

Губкинское месторождение				
№ п/п	Геолого-технологические показатели	ед.изм.	годы	
			2024	2025
1.	Добыча нефти	тыс.т.	24,9	30,2
2.	Добыча жидкости	тыс.т.	127,4	147,3
3.	Газовый фактор нефти	м ³ /т	150	436,4
4.	Объём извлечённого (ресурсы) газа	млн. м ³	3,7	13,2
5.	Объём пресной воды для обессоливания нефти	тыс. м ³	0	0
6.	Количество добывающих скважин на конец года	скв.	7	12

Крещенское месторождение				
№ п/п	Геолого-технологические показатели	ед.изм.	годы	
			2024	2025
1.	Добыча нефти	тыс.т.	41,5	27,8
2.	Добыча жидкости	тыс.т.	357,9	371,5
3.	Газовый фактор нефти	м ³ /т	150	350
4.	Объём извлечённого (ресурсы) газа	млн. м ³	6,2	9,7
5.	Объём пресной воды для обессоливания нефти	тыс. м ³	0	0
6.	Количество добывающих скважин на конец года	скв.	5	5

Центрально-Пурпейское месторождение				
№ п/п	Геолого-технологические показатели	ед.изм.	годы	
			2024	2025
1.	Добыча нефти	тыс.т.	7,5	6,3
2.	Добыча жидкости	тыс.т.	85,6	80,6
3.	Газовый фактор нефти	м ³ /т	150	494,5
4.	Объём извлечённого (ресурсы) газа	млн. м ³	1,1	3,1
5.	Объём пресной воды для обессоливания нефти	тыс. м ³	0	0
6.	Количество добывающих скважин на конец года	скв.	3	4

Присклоновое месторождение				
№ п/п	Геолого-технологические показатели	ед.изм.	годы	
			2024	2025
1.	Добыча нефти	тыс.т.	31,1	33,7
2.	Добыча жидкости	тыс.т.	58,2	84,5
3.	Газовый фактор нефти	м ³ /т	150	1180
4.	Объём извлечённого (ресурсы) газа	млн. м ³	4,670	39,753
5.	Объём пресной воды для обессоливания нефти	тыс. м ³	0	0
6.	Количество добывающих скважин на конец года	скв.	8	9

Вьюжное месторождение				
№ п/п	Геолого-технологические показатели	ед.изм.	годы	
			2024	2025
1.	Добыча природного газа	млн.м ³	75,6	62
2.	Добыча газового конденсата	тыс.т.	5,4	4,3
3.	Количество добывающих скважин на конец года	скв.	2	2
4.	Средний дебит скважин по газу	тыс.м ³ /сут	100	78,9
5.	Содержание конденсата в пластовом газе	г/м ³	71,4	69,2
6.	Объем сброса сточных вод	м ³	0	0

Метельное месторождение				
№ п/п	Геолого-технологические показатели	ед.изм.	Годы	
			2024	2025
1.	Добыча природного газа	млн.м ³	778,9	591,1
2.	Добыча газового конденсата	тыс.т.	30	25,9
3.	Количество добывающих скважин на конец года	скв.	14	15
4.	Средний дебит скважин по газу	тыс.м ³ /сут	119,8	94,3
5.	Содержание конденсата в пластовом газе	г/м ³	38,5	43,8
6.	Объем сброса сточных вод	м ³	0	0

Рождественское месторождение				
№ п/п	Геолого-технологические показатели	ед.изм.	годы	
			2024	2025
1.	Добыча природного газа	млн.м ³	-	271,3
2.	Добыча газового конденсата	тыс.т.	-	31,1
3.	Количество добывающих скважин на конец года	скв.	-	4
4.	Средний дебит скважин по газу	тыс.м ³ /сут	-	151,8
5.	Содержание конденсата в пластовом газе	г/м ³	-	114,7
6.	Объем сброса сточных вод	м ³	-	0

Присклоновое месторождение				
№ п/п	Геолого-технологические показатели	ед.изм.	годы	
			2024	2025
1.	Добыча природного газа	млн.м ³	10,9	103,5
2.	Добыча газового конденсата	тыс.т.	6,3	9,9
3.	Количество добывающих скважин на конец года	скв.	3	7
4.	Средний дебит скважин по газу	тыс.м ³ /сут	10,1	51
5.	Содержание конденсата в пластовом газе	г/м ³	572,9	95,8
6.	Объем сброса сточных вод	м ³	0	0

Состав и параметры работы оборудования объектов подготовки нефти и газа							
Наименование оборудования	Оборудование		Параметры				Число задвижек (шт)
	Кол.- во, (шт)		Объем м3	Р, кгс/см		Т, °С	
	Проект	в раб		проект	факт		
УПСВ Осеннее (нефть, ПНГ)							
нефтегазосепаратор 1-й ступени сепарации (НГС-1)	1	1	100,0	40,0	8,5-12,0	(-5)+(-25)	15
нефтегазосепаратор 2-й ступени сепарации (НГС-2)	1	1	100,0	40,0	0,8-1,1	(+30)+(+35)	12
подогреватель ПТ-16/150	1	1	5,8	40,0	4-6,5	(+30)+(+45)	8
ЦНС 38x220 нефтяные	2	2		22,0	8-21,5	(+25)+(+45)	8
ЦНС Нт 60-231	1	1		25,2	8-21,5	-45...+40	7
насос полупогружной НВ 50/50	1	1			3,2	(-25)+(+25)	2
дренажная емкость	1	1	12,5	0,7	0,1	(0)+(+30)	1
дренажная емкость	1	1	12,5	0,7	0,1	(0)+(+30)	1
дренажная емкость	1	1	25,0	0,7	0,1	(0)+(+30)	3
ФНД (факел низкого давления)	1	1		40,0	0,5-1,5	(0)+(+30)	3
УФМГ-150 (факел выкого давления)	1	1		6,0	0,9-4,5	(-5)+(+5)	10
ГФУ (установка сжигания промстоков)	1	1		40,0	0,5-10	(-5)+(+30)	8
УППН Известинское (нефть, ПНГ)							
Узел сепарации							
нефтегазосепаратор 1-й ступени сепарации (НГС-1)	1	1	50,0	6,0	4,0	(+5)+(+20)	8
концевая сепарационная установка (КСУ)	2	2	25,0	0,05	0,05	(+35)+(+45)	7
газосепаратор (ГС-1)	1	1	50,0	6,0	4,0	(-1)+(+30)	11
газосепаратор (ГС-2)	1	1	10	6,0	0,9-2,5	(-1)+(+30)	13
Площадка путевых подогревателей							
подогреватель ПП-1.6	1	1	5,8	6,0	2,5	(0)+(+60)	32
подогреватель ПП-1.6	1	1	1,6	6,0	2,4	(0)+(+60)	26
Парк РВС							
РВС №1 технологический (на теле)	1	1	1000	0,5-6,0	0,5-6,0	(0)+(+45)	6
РВС №1 технологический (трубопроводы)	1	1		0,5-6,0	0,5-6,0	(0)+(+45)	18
РВС №2 товарный (на теле)	1	1	1000	0,5-6,0	0,5-6,0	(0)+(+45)	5
РВС №2 товарный (трубопроводы)	1	1		0,5-6,0	0,5-6,0	(0)+(+45)	13
РВС №3 товарный (на теле)	1	1	1000	0,5-6,0	0,5-6,0	(0)+(+45)	5
РВС №3 товарный (трубопроводы)	1	1		0,5-6,0	0,5-6,0	(0)+(+45)	16
РВС №4 товарный (на теле)	1	1	1000	0,5-6,0	0,5-6,0	(0)+(+45)	6
РВС №4 товарный (трубопроводы)	1	1		0,5-6,0	0,5-6,0	(0)+(+45)	38
НВО и остальные насосы							
ЦНСнт 60x330 нефтяные	3	2		30,0	22,0-30,0	(0)+(+45)	6
ЦНСнт105-343 нефтяные		1		30,0	22,0-30,1	(0)+(+45)	4
ЦНС 60x330 нефтяные (трубопроводы)				30 max	26,0	(0)+(+45)	15
Насос 12НА-9x4	5	5		6,0	6,0	(0)+(+35)	5
Факельное хозяйство							
УФМГ-150\20 установка факельная (ФВД)	1	1		6,0	2,5	(-1)+(+25)	10
УФМГ-150\20 установка факельная (ФНД)	1	1		0.05	0,05	(-1)+(+25)	10
Нефтеналив и сопутствующие трубопроводы							
Трубопровод КСУ-РВС	1	1				(0)+(+45)	17
Узел пуска скребка	1	1		30,0	24,0	(-1)+(+25)	7
Дренажные ёмкости							
ДЕ 1	1	1	12,0	атм.	атм.	(-1)+(+25)	2
ДЕ 2	1	1	12,0	атм.	атм.	(-1)+(+25)	2
ДЕ 3	1	1	12,0	атм.	атм.	(-1)+(+25)	2
ДЕ 4	1	1	40,0	атм.	атм.	(-1)+(+25)	4
ДЕ 5	1	1	12,0	атм.	атм.	(-1)+(+25)	1
ДЕ 6	1	1	12,0	атм.	атм.	(-1)+(+25)	1
ДЕ 8	1	1	12,0	атм.	атм.	(-1)+(+25)	3
ПСП "Губкинский" (нефть)							
подводящие нефтепровод СИКН №569а (основной)							
СИКН №569а	1	1		30,0	0,1-10	(+5)+(+35)	76
Склад ГСМ (нефть)							
Насос АСВН - 80А	2	2		3,0	3,0	(-1)+(+25)	10
ТЗК-100	3	3		3,0	3,0	(-1)+(+25)	9
РВС 400 м3	1	1	400,0	Атм.	Атм.	(-1)+(+25)	22
РВС 400 м3	1	1	400,0	Атм.	Атм.	(-1)+(+25)	
РВС 400 м3	1	1	400,0	Атм.	Атм.	(-1)+(+25)	
РВС 900 м3	1	1	900,0	Атм.	Атм.	(-1)+(+25)	
Дренажная емкость ДЕ 12,5 м3	1	1	12,5	Атм.	Атм.	(-1)+(+25)	6
Дренажная емкость ДЕ 12,5 м3	1	1	12,5	Атм.	Атм.	(-1)+(+25)	
Дренажная емкость ДЕ 25 м3	1	1	12,5	Атм.	Атм.	(-1)+(+25)	

УПГ Вьюжное (природный газ, газовый конденсат)							
Блок-бокс технологический		1		160,0	47-55	0...+20	19
Сепаратор входной ГС-0		1	10,0	120,0	47-55	(-60)...+100	6
Входной сепаратор С-1	1	1	1,15	160,0	47-50	(+5).....-50	15
Теплообменник Газ-Газ	1	1	0,037	100,0	47-50	(+5).....-50	13
Теплообменник ТО2	1	1	0,01	100,0	31-32	(-25).....+15	16
Низкотемпературный сепаратор НТС	1	1	0,12	90,0	30-35	-25	11
Путевой подогреватель ППТ-0,2Г	1	1	0,8	63,0	2-3,2	-40...+80	2
Выветриватель	1	1	2,5	45,0	25-26	-60	19
Емкость НТС	1	1	0,5	90,0	30-35	-50	10
Дренажная емкость	1	1	4,7	0,4	0,1	-60	1
Насос дозировочный НД25х250	2	2		250,0	47-50	-50...+45	7
Сепаратор факельный	1	1	5,0	0,6	0,2	-60	6
УФМГ-300 Установка факельная	1	1		6,0	0,8	-40...+60	4
УСГК Вьюжное (природный газ, газовый конденсат)							
Блок-бокс насосный	1	1					11
ЦНС 38х220	1	1		22,0	14-16,1	-45...+40	6
ЦНС Нт 38х220	1	1		25,2	14-16,1	-45...+40	6
НГС-1-3000	1	1	100,0	10,0	1,8-2	-60...+100	11
НГС-1-3000	1	1	100,0	10,0	0,2-1,7	-60...+100	13
РГС-50	1	1	50,0	0,4	0,1	-45...+40	6
Печь ПП-0,63	1	1	1,6	63,0	9-15,1	-60...+80	12
Насос 12НА-9х4	2	2			1,8-2	-60...+60	4
Дренажная емкость	1	1	12,5	0,7	0,1	-60...+100	2
Дренажная емкость	1	1	25,0	0,7	0,1	-60...+100	2
ГФУ установка сжигания промстоков	1	1		1,0-6,0	1,0-1,7	-60...+60	13
Свеча рассеивания Ду-114мм	1	1		1,5	0,5	-60...+60	3
УПГиСГК Метельное (природный газ, газовый конденсат)							
Сепаратор С-1	1	1	0,8	88,0	38-39	+6.....-55	20
Сепаратор С-2	1	1	0,8	63,0	32-33	+36.....-55	18
Сепаратор С-0	1	1	8	120,0	41-42	+6.....-54	12
Подогреватель совмещенный Т1	1	1	0,5	63,0	28,0	-10...+70	8
Емкость дренажная ДЕ-1	1	1	25,0	0,7	атм.	-20...+20	7
Емкость дренажная ДЕ-2	1	1	25,0	0,7	атм.	-20...+20	8
Горизонтальная факельная установка ГФУ	1	1	-	6,0	0,1	-55...+36	6
Стояк налива СН	1	1	-	5,0	атм.	-5...+20	4
Теплообменник ТО-1 Газ-газ	1	1	0,0	62,0	38-40	+5...-50	12
Сепаратор С-3	1	1	11,0	120,0	40-42	+30...-54	10
Нефтегазовый сепаратор НГС-1,2	2	2	50	4,0	0,0	до...+100	20
Резервуар горизонтальный наземный РГС-1,2	2	2	75,0	0,5	атм.	+30...-60	10
ФВД	1	1	-	0,50	0,01	0...+100	2
ФНД	1	1	-	0,5	0,0	0...+100	2
Подогреватель совмещенный Т2 ПП-0,63АМ	1	1	-	63,0	15-40	+36...-55	22
Насосная станция перекачки конденсата НС-1	1	1	-	6,00	6,0	-55...+36	10
Теплообменник ТО-2	1	1	1,45	80-125	62,0	-30...+25	8
Резервуар горизонтальный наземный РГСН-4	1	1	75,0	0,5	атм.	+30...-60	5
Резервуар горизонтальный наземный РГСН-6	1	1	200,0	0,6	атм.	+30...-60	6
Подогреватель совмещенный Т3	1	1	-	63,00	32,00	+47...-54	22
Насосная станция перекачки конденсата НС-2	1	1	-	6,0	6,0	-55...+36	10
Емкость дренажная ДЕ-3	1	1	12,5	0,5	атм.	0...+20	6
Емкость дренажная ДЕ-4	1	1	25,0	0,5	атм.	0...+20	8
Блок-бокс технологический подготовки газа 1Т32	1	1	-	125,0	44,0	+40...-57	35
Емкость дренажная ДЕ-3 узел подключения	1	1	8,0	0,5	атм.	-20...+60	2
Сепаратор С-3 узел подключения	1	1	8,0	57,2	25-29	-40...+47	4
УПСВ Метельное (нефть, ПГ, газовый конденсат)							
Нефтегазовый сепаратор - НГС 100м3	1	1	100,0	6,0	3,2	0...+20	12
подогреватель ПП-1.6	1	1	5,8	40,0	4-6,5	(+30).....(+45)	11
Нефтегазовый сепаратор НГС - 3,4	2	2	50,0	4,00	0,00	до...+45	22
Резервуар горизонтальный наземный РГСН-3	1	1	75,0	0,5	атм.	+30...-60	5
Резервуар горизонтальный наземный РГСН-5	1	1	200,0	0,6	атм.	+30...-60	6
УПГ-3 Метельного м/р (природный газ, газовый конденсат)							
Сепаратор С-0	2	2	11,0	120,0	41-42	+6...-54	10
Сепаратор С-1	3	3	5,0	120,0	35-38	+25...-55	8
Теплообменник ТО-1	3	3	1,45	80-125	35-40	+25...-30	18
Подогреватель совмещенный Т2 ПП-1,6АМ	2	2		63,0	30-36	+5...-10	6
Емкость дренажная ДЕ-1	1	1	25,0	0,5	Атм.	+5...+30	4
Горизонтальная факельная установка ГФУ	1	1		1,0-1,7	0,5-5	+60...-60	6
Нефтегазовый сепаратор НГС-1	1	1	50,0	4,00	0,5-0,7	0.....-60	16
Блок дозирования метанола БДМ-1	1	1	5,0	250,0	30-42	+50...-50	10
РГСН 1,2,3,4,5	5	5	50,0	0,5	атм.	до....+45	16
ЦНС 38х220	2	1		38,0	10-16	-45...+40	12