ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

«Кариман» кенорнын жаңғырту» (сметалық құжатсыз)
жұмыс жобасы бойынша

14.04.2020 ж. № ГОСТЭ-0010/20

(оң)
ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Емир Ойл» ЖШС

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«Проектный институт «OPTIMUM» ЖШС

Ақтау қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Кариман» кенорнын жаңғырту» (сметалық құжатсыз) жұмыс жобасы бойынша осы қорытынды «ГОСТЭКСПЕРТИЗА» ЖШС-мен берілді.

«ГОСТЭКСПЕРТИЗА» ЖШС-нің рұқсатынсыз осы қорытындыны толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ ГОСТЭ-0010/20 от 14.04.2020 г.

(положительное)
по рабочему проекту
«Модернизация месторождения «Кариман»
(без сметной документации)

ЗАКАЗЧИК:
ТОО «Емир Ойл»

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»

г. Актау

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА» ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА» ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное заключение на рабочий проект **«Модернизация» месторождения Кариман» (без сметной документации)** выдано ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА».

Данное экспертное заключение не может быть полностью или частично воспроизведено, тиражировано и распространено без разрешения ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА».

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект **«Модернизация месторождения «Кариман» (без сметной документации).**

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 24 января 2020 года №ГОСТЭ-0003.

2. ЗАКАЗЧИК: ТОО «Емир Ойл».

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Проектный институт «OPTIMUM», государственная лицензия от 30 июня 2014 года №14009567, I – категория, выданная Комитетом по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития Республики Казахстан.

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: негосударственные инвестиции.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

задание на проектирование, утвержденное генеральным директором ТОО «Емир Ойл» от 09 февраля 2020 года;

акт на право временного возмездного землепользования №172723, выданный ГУ «Мунайлинский районный отдел земельных отношений» от 23 сентября 2013 года;

постановление Акимата Мангистауской области о предоставлении права временного возмездного землепользования на земельный участок №80 от 11 марта 2013 года;

архитектурно-планировочное задание, утвержденное ГУ «Мунайлинский районный отдел архитектуры и градостроительства» от 31 октября 2019 года № KZ78VUA00130304;

письмо ТОО «Емир Ойл» от 04 декабря 2019 года №15/1296 о начале строительства в II квартале 2020 года;

отчет по инженерно-геодезическим изысканиям по объекту «Модернизация месторождения Кариман», составленный ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» в сентябре 2019 года (Государственная лицензия от 05 мая 2006 года ГСЛ №011587, приложение от 19 ноября 2012 года).

отчет инженерно-геологические изыскания по объекту: «Модернизация месторождения Кариман», выполненный ТОО «Мангистау Инжиниринг» в октябре 2019 года (Государственная лицензия от 24 февраля 2009 года МКЛ №0000579, приложение к государственной лицензии от 03 августа 2012 года).

Технические условия:

ТОО «Емир Ойл» от 08 октября 2019 года №15/1101 – на газоснабжение;

ТОО «Емир Ойл» от 15 октября 2019 года №15/1123 – на электроснабжение.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций

письмо ТОО «Емир Ойл» - письмо о согласовании рабочего проекта от 04 декабря 2019 года №15/1296;

РГУ «Департамент комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан по Мангистауской области» - письмо о согласовании рабочего проекта в области промышленной безопасности от 31 октября 2019 года №KZ69VQR00017929.

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

015-00-ОПЗ – общая пояснительная записка.
015-02-ГП – генеральный план.
015-01-ТХ – технология производства.
015-02-АС – архитектурно-строительные решения.
015-02-ЭС – электроснабжение.
015-01-АЗО – электрохимическая защита.
015-02-АТХ – автоматизация технологического процесса.
015-00-ПОС - проект организации строительства.
015-00-ООС – охрана окружающей среды.
Паспорт проекта.

отчет по инженерно-геодезическим изысканиям по объекту «Модернизация месторождения Кариман», составленный ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» в сентябре 2019 года (Государственная лицензия от 05 мая 2006 года ГСЛ №011587, приложение от 19 ноября 2012 года).

отчет инженерно-геологические изыскания по объекту: «Модернизация месторождения Кариман», выполненный ТОО «Мангистау Инжиниринг» в октябре 2019 года (Государственная лицензия от 24 февраля 2009 года МКЛ №0000579, приложение к государственной лицензии от 03 августа 2012 года).

5.4 Цель и назначение объекта строительства

Строительство новой системы сбора нефти и газа для сбора и централизованного учета продукции новых и существующих скважин и транспортировке ее на площадку групповой установки месторождения Кариман для дальнейшей подготовки.

5.5 Существующее положение

Месторождение Кариман является действующим предприятием со сложившейся структурой добычи и сбора продукции нефтяных скважин.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства

В административном отношении месторождения Кариман и Северный Кариман расположены на территории Мунайлинского района Мангистауской области.

Ближайшим населённым пунктом является поселок Баянды и Мангистау, расположенный в 30 и 35 км к югу от месторождения. К юго-западу в 55 километрах находится областной центр город Актау.

Месторождение находится на северной оконечности впадины Карагие, частично на плато. Рельеф ровный с незначительным возвышением в южной части. Абсолютные отметки местности вдоль линейной части промысловых трубопроводов имеют значения от минус 81,5 м в районе скв. NK-1 до минус 92,3 м в районе ЗУ-1. Отметки местности на площадках скважин 2Т, 3Т, 4Т, 5Т и 124 имеют значения от минус 89,5 м до минус 94,5 м.

Природно-климатические условия района строительства:

климатический подрайон (согласно СП РК 2.04-01-2017) - IV Г;
расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98 (СП РК 2.04-01-2017) - минус 19,7°С;
нормативная снеговая нагрузка (СП РК EN 1991-1-3:2004/2011) - 50 кгс/м^2;
нормативная ветровая нагрузка (СП РК EN 1991-1-4:2005/2011) - 48 кгс/м^2;

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

нормативная глубина промерзания грунта (СП РК 2.04-01-2017) - 0,8 м;
сейсмичность (СП РК 2.03-30-2017) - 6 баллов.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Отчет по инженерно-геодезическим изысканиям и топографическая съемка в масштабе 1:1000 по объекту «Модернизация месторождения Кариман» составлены ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» в сентябре 2019 года (договор №10/PR/6.02.02/2019 11).

Отчет по инженерно-геологическим изысканиям по объекту «Модернизация месторождения Кариман» выполненн ТОО «Мангистау Инжиниринг» в октябре 2019 года (инв. №088).

В геоморфологическом отношении район инженерных изысканий находится в пределах плато Степной Мангышлак. Плато сложено почти горизонтально залегающими породами неогена, имеет слаборасчлененный рельеф. Характерной особенностью плато являются бессточные и многочисленные понижения. Поверхность плато имеет общий уклон к юго-западу в сторону Каспийского моря.

В геологическом строении участка проектируемых сооружений принимают участие четвертичные отложения, представленные глиной и насыпными техногенными грунтами. В геологическом строении на глубину 5,0 выделены два инженерно-геологических элемента (далее – ИГЭ) сверху вниз:

ИГЭ-1 – насыпной техногенный грунт, представленный супесью с прослойками песка и суглинка с включением щебня известняка, просадочный. Грунт вскрыт повсеместно с поверхности мощностью до 0,5 м.

Нормативные характеристики грунта: тип просадочности – I, начальное просадочное давление 0,055 МПа; плотность грунта 1,55 г/см^3; удельное сцепление 20 кПа; угол внутреннего трения 25°; модуль деформации в естественном состоянии – 12,1 МПа, в водонасыщенном состоянии – 5,8 МПа;

ИГЭ-2 – глина легкая, от твердой до тугопластичной консистенции, зеленовато-серого цвета. Грунт вскрыт повсеместно вторым слоем мощностью до 4,5 м.

Нормативные характеристики грунта: плотность грунта 1,90 г/см^3; удельное сцепление 43 кПа; угол внутреннего трения 13°; модуль деформации в водонасыщенном состоянии – 8,9 МПа.

Грунтовые воды на изученной территории распространены повсеместно и вскрыты в период проведения изысканий всеми инженерно-геологическими скважинами с глубины 0,3-2,7 м. Территория потенциально подтопляемая.

Грунты среднезасоленнные. Тип засоления – сульфатн-хлоридный.

Грунты по содержанию сульфатов сильноагрессивные к бетонам на портландцементе и среднеагрессивные к бетонам на сульфатостойких цементах. По содержанию хлоридов грунты среднеагрессивные к железобетонным конструкциям.

6.2 Проектные решения

6.2.1 Генеральный план

Площадки скважин №№2Т, 3Т, 4Т, 5Т, 124, NK1, NK2 и ЗУ Кариман находятся в 20 километрах на юго-восток от вахтового поселка и представляет собой частично застроенную и обустроенную территорию с оборудованием.

В рамках модернизации системы сбора и транспортировки месторождения Кариман данным проектом предусмотрены следующие мероприятия:

прокладка выкидной линии для транспортировки продукции добывающей скважины NK-1 до площадки скважины NK-2 на месторождении Северный Кариман;

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

прокладка общего выкидного трубопровода от добывающей скважины NK-2 до точки подключения на ЗУ-1 месторождения Кариман с установкой двух подогревателей на линейной части проектируемого участка;

установка двух устьевых подогревателей нефти на существующих площадках добывающих скважин NK-1, NK-2;

перевод на механизированный способ эксплуатации с использованием погружных электрических центробежных насосов (далее - УЭЦН) скважин 2-Т, 3-Т, 4-Т, 5-Т, 124 месторождения Кариман;

прокладка газопровода, предназначенного для подачи топливного газа к устьевым нагревателям.

Планировочные решения по размещению проектируемых сооружений обоснованы техническим заданием на проектирование, требованиями нормативно-техническим документов, регламентирующих обеспечение пожарной безопасности объекта, существующим положением территории и решениями технологической части проекта.

Схема генерального плана представлена на рисунке №1 и №2.

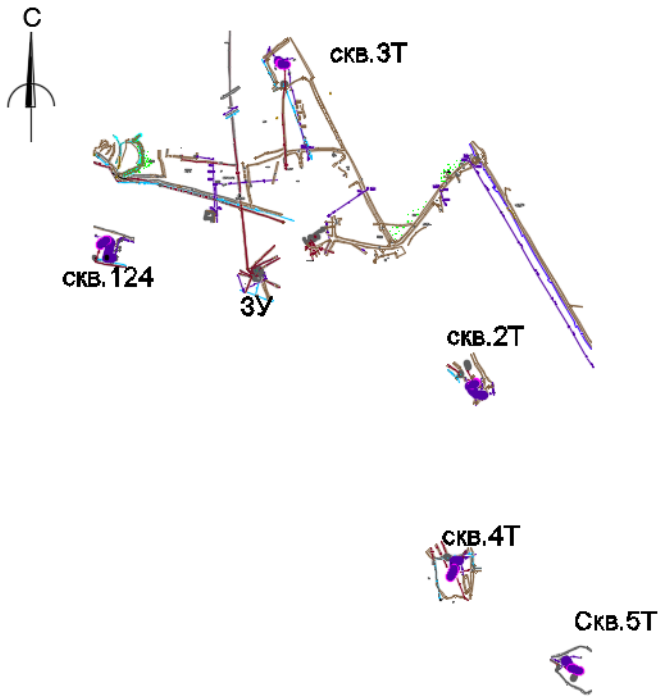

Рисунок 1. Схема генерального плана. Месторождение Кариман.

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

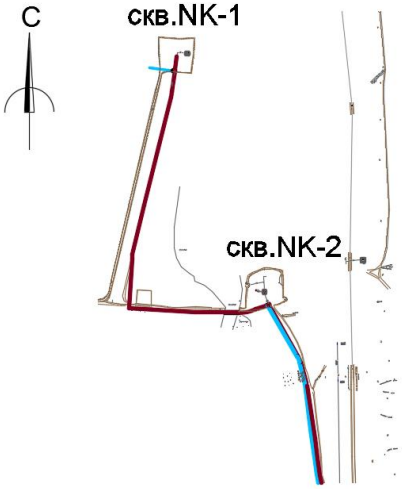

Рисунок 2. Схема генерального плана. Месторождение Северный Кариман.

На месторождении Кариман на площадках пяти добывающих нефтяных скважин №№2Т, 3Т, 4Т, 5Т и 124 размещены следующие существующие сооружения:

устье скважины;

комплектная трансформаторная подстанция.

Проектом модернизации на площадках скважин предусмотрено размещение следующих технологических сооружений:

площадка станции управления насосным агрегатом УЦЭН.

На месторождении северный Кариман на площадках добывающих скважин NK-1, NK-2 проектом модернизации предусмотрено размещение следующих технологических сооружений:

устьевой подогреватель нефти.

Организация рельефа данным проектом не предусмотрена, проектируемые сооружения размещаются на ранее спланированных площадках скважин на территории месторождений.

Система высот – балтийская. Система координат – местная.

За условную отметку 0,000 м проектируемых площадок приняты отметки поверхности площадок.

Для подъезда и проезда специализированного транспорта, пожарных и аварийных машин к площадкам используются существующие внутрипромысловые автодороги месторождений.

Инженерные сети запроектированы с учетом взаимного размещения их с проектируемыми и существующими сетями, технологическими сооружениями в плане и в продольном профиле.

Технические показатели генерального плана приведены в таблице №1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кариман	Северный Кариман
1	Площадь участка (планируемая)	га	0,0115	0,0235
2	Площадь застройки	$м^2$	114,76	234,86
3	Коэффициент застройки		1,0	1,0

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

6.2.2 Технологические решения

В основу существующей системы сбора на месторождениях Кариман и Северный Кариман заложена лучевая герметизированная схема сбора нефти. Продукция добывающих скважин поступает на групповую замерную установку №1 (далее - ЗУ-1) и далее по нефтесборному коллектору направляется на групповую установку (далее - ГУ) Кариман.

Физико-химические свойства сырой нефти в поверхностных условиях и технологические показатели добычи нефтегазовой смеси представлены в таблицах №2 и №3 соответственно.

Таблица №2

Показатель	Единица измерения	Значения
Плотность ρ, при 20 ^{0}C	кг/м^3	836
Температура застывания нефти	^{0}C	+28
Вязкость кинематическая, при 20 ^{0}C при 50 ^{0}C	мм^2/с	55,3 4,63
Содержание парафина	% масс	17,8
Содержание смол	% масс	7,2
Вода	% масс	следы
Содержание серы	% масс	0,043
Содержание хлористых солей	мг/дм^3	73,4

Таблица №3

Показатель	Единица измерения	Значения
Среднесуточный дебит на 2 скважины по жидкости	т/сут.	87
Давление в начале выкидной линии	МПа	0,8
Газовый фактор	м^3/м^3	98,43-108
Температура на устье	^{0}C	32 ÷ 34
Содержание мех. примесей	%	0,02

Компонентный состав нефтяного газа представлен в таблице №4.

Таблица № 4

№ п/п	Компоненты	Единица измерения	Значения
1	Плотность, при 20 ^{0}C	кг/м^3	1.048
2	Вязкость при 20 ^{0}C	спз	0.0097
3	Содержание (% моль)		
	N_2	%	3.06
	CO_2	%	2.28
	CH_4	%	63.97
	C_2H_6	%	14.96
	C_3H_8	%	8.94

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

	i-C_4H_{10}	%	1.33
	n-C_4H_{10}	%	3.2
	i-C_5H_{12}	%	0.64
	n-C_5H_{12}	%	0.86
	C_6H_{14}	%	0.76

Объемы проектирования

Проектом предусмотрено:

прокладка выкидной линии для транспортировки продукции добывающей скважины NK-1 до площадки скважины NK-2;

прокладка общего нефтегазосборного коллектора от площадки добывающей скважины NK-2 до точки подключения на ЗУ-1, с установкой двух нагревателей нефти Н-3 и Н-4 на линейной части коллектора;

установка двух устьевых нагревателей нефти Н-1 и Н-2 на существующих площадках добывающих скважин NK-1, NK-2 соответственно;

перевод на механизированный способ эксплуатации с использованием погружных электрических центробежных насосов (УЭЦН), скважин 2-Т, 3-Т, 4-Т, 5-Т и 124;

прокладка газопровода, предназначенного для подачи топливного газа к устьевым нагревателям.

Предусмотренная данным проектом модернизация системы сбора нефти на месторождениях Кариман и Северный Кариман включает в себя всю необходимую систему трубной обвязки и оборудование, необходимое для безопасной эксплуатации проектируемых объектов.

Модернизация площадок добывающих скважин NK-1, NK-2

Устьевая трубопроводная обвязка на добывающих скважинах NK-1 и NK-2 остается неизменной. Проектом предусмотрено установка на площадках скважин, устьевых нагревателей с промежуточным теплоносителем марки УН-0,2М3. Техническая характеристика нагревателя УН-0,2М3 представлена в таблице 5.

Конструктивно нагреватель представляет собой аппарат с цилиндрическим корпусом и плоскими днищами оснащенный топочным устройством, дымовой трубой и змеевиком, оборудование смонтировано на раме. Топочное устройство оборудовано инжекционной газовой горелкой среднего давления с пламегасителем. Устьевые нагреватели оснащены приборами контроля и автоматизированного регулирования, обеспечивающими отсечку топливного газа при отклонении температуры рабочей среды от заданных значений, регулирование давления топливного газа на входе в горелку. Также осуществляется местный контроль давления и температуры на входе и выходе нефтегазовой среды из подогревателя. Для контроля за теплоносителем на корпусе установлен расширительный бачок с указателем уровня.

Применяемое оборудование предназначено для нагрева нефти до температуры 70 ^{0}С и предотвращения ее застывания. Подогреватели располагаются на территории площадок скважин NK-1, NK-2 на расстоянии 50 метров от устья скважины. На площадке подогревателя предусмотрена установка патрубков с отключающими задвижками Ду-100 Ру-25, для производства замера дебита поступающей продукции передвижной замерной установкой. Трубопроводы обвязки подогревателей и узел подключения выкидной линии скважины NK-1 выполнены в надземном исполнений на низких опорах с установкой отключающих задвижек Ду-100 Ру-25.

Топливом для устьевого нагревателя служит газ, выделенный на первой ступени сепарации на ГУ Кариман. Газ на устьевой нагреватель Н-1 на площадке скважины NK-1 поступает от существующего газопровода диаметром 50 мм, на устьевой нагреватель Н-

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

2 на площадке скважины NK-2 по запроектированному газопроводу диаметром 50 мм от точки подключения на площадке скважины 3-Т.

Технологические трубопроводы на площадке скважины приняты из стальных бесшовных горячедеформированных труб диаметром 100 мм по ГОСТ 8732-78*.

В соответствии с СН 527-80 трубопроводы в пределах площадки добывающей скважины классифицируются:

нефтепроводы категории III, группы Б(б);

газопроводы категории II, группы Б(а).

Объем контроля сварных соединений неразрушающими методами в процентах к общему числу стыков согласно СП РК 3.05-103-2014 для трубопроводов:

категории II составляет 10%, но не менее одного стыка;

категории III составляет 2%, но не менее одного стыка.

По окончании монтажа трубопроводы подлежат испытанию на прочность и поверке на герметичность. Величина испытательного давления Рисп на прочность зависит от рабочего давления Рраб и составляет:

при Рраб до 0,5 МПа, Рисп=1,5 Рраб, но не менее 0,2МПа;

при Рраб св. 0,5 МПа, Рисп=1,25 Рраб, но не менее 0,8МПа.

Величина испытательного давления на герметичность должна соответствовать рабочему давлению.

Таблица №5

Устьевой нагреватель с водяным теплоносителем		
Обозначение оборудования	Н-1,2,3,4	
Тип или марка оборудования	УН-0,2М3	
Тепловая мощность	Гкал/час	0,2
Производительность по нагреваемому продукту	т/сут	100
Избыточное давление перед горелкой	кгс/см^2	0,7-1,5
Расход газа в нормальных условиях	м^3/ч	25
Рабочее давление ($P_{раб}$)	МПа	0,8
Расчетное давление ($P_{расч}$)	МПа	4,0
Температура жидкости на входе ($T_{вх}$)	^{0}С	30
Температура жидкости на выходе ($T_{вых}$)	^{0}С	60-65
Емкость сосуда	м^3	2,5
Масса сосуда: сухого заполненного водой	кг	 3800 5600
Количество	шт.	4

Технологическая схема сбора нефти скважин NK-1, NK-2

Нефтегазовая смесь от устьев существующих добывающих скважин NK-1, NK-2 по проектируемым выкидным линиям диаметром 100 мм, давлением Р=0,8 МПа и температурой Т=32÷36 ^{0}С направляется в устанавливаемые на площадках скважин подогреватели УН-0,2М3, где подогревается до температуры Т=70 ^{0}С.

Замер дебита добывающих скважин NK-1 и NK-2 производится непосредственно на их площадках, с использованием передвижной замерной установки мобильной типа. Для ее подключения на каждой выкидной линии предусмотрен узел с установкой запорной арматуры. Совместная транспортировка продукции добывающих скважин, после ее учета, запроектирована по нефтегазосборному коллектору от площадки скважины NK-2 до существующего манифольда на площадке ЗУ-1. По трассе

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

проектируемого нефтесборного коллектора установлены два подогревателя УН-0,2М3, для промежуточного подогрева с целью поддержания температуры рабочей среды выше температуры застывания нефти. Подключение проектируемого трубопровода транспортирующего скважинный флюид от скважины NK-1 к общему нефтегазосборному трубопроводу осуществлено на площадке скважины NK-2, для этого запроектирован узел с установкой запорной и предохранительной арматуры.

Модернизация добывающих скважин 2-Т, 3-Т, 4-Т, 5-Т и 124

В проекте, на данном этапе разработки месторождения, реализована возможность перевода работы существующих нефтедобывающих скважин на механизированный способ эксплуатации. Для этого применен следующий вариант устьевого оборудования:
погружной электроцентробежный насосный агрегат марки УЭЦН MT5A-60DP;
погружной электроцентробежный насосный агрегат марки УЭЦН MT5-25DP.

Марка насоса определяется в зависимости от продуктивности скважины на данном этапе разработки.

Модернизация устья скважины включает в себя установку станции управления приводом глубинного насоса, а также весь необходимый комплекс вспомогательного оборудования - закладных конструкций для монтажа приборов контроля давления и температуры транспортируемой среды. Проектом предусматривается остановка насосных агрегатов при повышении давления в выкидных трубопроводах свыше 2,4 МПа, а также при резком понижении давления в выкидном трубопроводе до значения 0,1 МПа (разрыв трубопровода). Технические характеристики погружного электроцентробежного насосного агрегата представлены в таблице №6.

Таблица №6

Погружной электроцентробежный насосный агрегат		
Марка, тип	MT5A-60DP	MT5-25DP
Подача, м3/сут	47-66	18-33
Напор, м	1159	1014
КПД, %	52,3	34,62
Масса, кг	175	178
Мощность эл. двигателя, кВт	63	45

Промысловые трубопроводы

Выкидные линии скважин

Проектируемые выкидные трубопроводы предназначены для транспорта нефтегазовой смеси от нефтедобывающих скважин NK-1 и NK-2. На выкидных линиях добывающих скважин, для учета их дебетов, предусмотрены узлы подключения мобильной замерной установки. Совместная транспортировка продукции добывающих скважин, после ее учета, запроектирована по нефтегазосборному коллектору с точкой подключения к существующему манифольду, расположенному в районе ЗУ-1.

Трубопроводы линейной части выполнены из стальной бесшовной горячедеформированной трубы диаметром 100 мм по ГОСТ 8732-78*, марка стали 20. Проектом предусмотрена подземная прокладка, глубина заложения трубопровода на глубине 1,2 метра до верхней образующей трубопровода, с устройством теплоизолирующей отсыпки из грунта высотой 0,3 метра.

По трассе нефтегазосборного коллектора от площадки скважины NK-2, через каждые 1100 метров установлены нагреватели марки УН-0,2М3 (Н-3,4). Запроектированное оборудование предназначено для нагрева нефтегазовой смеси, с

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

целью уменьшения ее вязкости и предупреждения парафинизации и застывания в трубопроводе.

При взаимном пересечении проектируемых трубопроводов с существующими инженерными коммуникациями, расстояние между ними принято в свету не менее 0,35 метра, а пересечение выполнено под углом не менее 60^0. При пересечении автомобильной дороги, укладка трубопроводов предусмотрена в защитных футлярах на глубине не менее 1,4 метра от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра.

Рабочее давление в трубопроводах 0.8 МПа.

Выкидные трубопроводы в соответствии с ВСН 51-2.38-85 классифицируются как трубопроводы III класса, 1 группы, категории III. Участки пересечения выкидной линии с автодорогами категории III и ниже относятся ко III категории трубопроводов.

По окончании монтажа выкидные трубопроводы подлежат гидравлическому испытанию на прочность и герметичность в соответствии с требованиями ВСН 005-88:

давление испытания на прочность Рисп=1.1Рраб, в течении 24 ч;

давление испытания на герметичность Рисп=Рраб, в течении 12 ч.

Количество сварных соединений выкидной линии, подлежащих неразрушающему контролю, в соответствии с требованиями ВСН 005-88 составляют:

для III категории - 5%. Из них радиографическим методом 2% от общего числа сварных соединений, но не менее одного стыка, остальные 3% ультразвуковым и магнитографическим.

Антикоррозионное покрытие подземных участков трубопроводов - "усиленного типа", по ГОСТ 9.602-2016.

Надземные участки нефтепроводов снабжены тепловой изоляцией. Тепловая изоляция - маты из минераловатного полотна толщиной δ=60 мм, покровный слой - стальные оцинкованные листы δ=0,5 мм. Тип антикоррозионной изоляции и тепловой изоляции может быть заменен заказчиком на другой без изменения технических характеристик.

По трассе подземных трубопроводов предусмотрена установка опознавательных знаков:

на расстоянии не более 1 км друг от друга;

на углах поворота в горизонтальной плоскости;

при пересечении автомобильных дорог.

Протяженность проектируемых промысловых трубопроводов и точки их подключения к существующим и проектируемым объектам системы сбора и транспорта нефти месторождения Кариман представлены в таблице №7.

Таблица №7

№ п/п	№ скважины	Протяженность выкидной линии, м	Место подключения
1	NK-1	1403	Площадка подогревателя Н-2, скв. NK-2
2	NK-2	3460	Манифольд ЗУ-1

<u>Промысловый топливный газопровод</u>

Проектируемый промысловый газопровод предназначен, для подача топливного газа к нагревателям УН-0,2М3 (Н-2, 3, 4), расположенным по трассе нефтесборного коллектора и на площадке скважины NK-2. Проектируемый газопровод выполнен из стальной бесшовной горячедеформированной трубы диаметром 50 мм по ГОСТ 8732-78*, марка стали 20 и проложен в подземном варианте, на глубине 0,8 м от поверхности земли до верхней образующей трубопровода.

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

Общая протяженность проектируемого участка топливного газопровода 2808 метров.

Надземные участки трубопроводов прокладываются на низких опорах, для отключения проектируемых трубопроводов на надземных участках предусмотрена отключающая запорная арматура.

Согласно техническим условиям подключение газопровода выполнено от существующего надземного трубопровода топливного газа диаметром 50 мм в районе площадки нефтедобывающей скважины 3-Т. Рабочее давление в точке подключения Рраб=0,5 МПа. В месте подключения предусмотрен узел отключающей запорной арматуры с установкой шаровых кранов 11с16нж, Ду50 мм. Для опорожнения газопровода при ремонтных работах проектом предусмотрена продувочная свеча высотой 5 метров.

Топливный газопровод в соответствии с ВСН 51-2.38-85 классифицируются как трубопроводы V класса, 1 группы, категории IV. Участки пересечения газопроводов с автодорогами категории III и ниже относятся ко III категории трубопроводов.

По окончании монтажа газопроводы подлежат гидравлическому испытанию на прочность и герметичность в соответствии с требованиями ВСН 005-88:

давление испытания на прочность Рисп=1.1Рраб, в течении 24 ч;

давление испытания на герметичность Рисп=Рраб, в течении 12 ч.

Количество сварных соединений газопроводов, подлежащих неразрушающему контролю, в соответствии с требованиями ВСН 005-88 составляют:

для III и IV категории - 10%. Из них радиографическим методом 5% от общего числа сварных соединений, но не менее одного стыка, остальные 5% ультразвуковым и магнитографическим.

Антикоррозионное покрытие подземных участков трубопроводов - "усиленного типа", по ГОСТ 9.602-2016.

По трассе подземных трубопроводов предусмотрена установка опознавательных знаков:

на расстоянии не более 1 км друг от друга;

на углах поворота в горизонтальной плоскости;

при пересечении автомобильных дорог.

Характеристика объектов по взрывопожарной и пожарной опасности

Характеристика объектов по категориям и классам взрывопожарной и пожарной опасности представлена в таблице №8.

Таблица №8

Наименование помещений, наружных установок	Вещества применяемые в производстве	Категория взрывопожарной и пожарной опасности согласно Техничес-кого регламента «Общие требования к пожарной безопасности» МВД РК №439	Класс взрывной и пожарной опасности зоны по ПУЭ РК	Категория и группа взрывоопасных смесей по ПУЭ РК
Площадки нагревателей нефти	Нефтегазовая смесь, газ	Ан	В-1Г	IIA-T1
Добывающая скважина	Нефтегазовая смесь	Ан	В-1Г	IIA-T1

Режим работы и численность персонала

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

Режим работы на месторождениях «Кариман» и «Северный Кариман» составляет 365 рабочих дней в году по вахтовому методу в две смены, продолжительность смены 12 часов, продолжительность вахты 14 суток. На модернизируемых площадках постоянное пребывание обслуживающего персонала не требуется.

Основные технические показатели:

протяженность выкидной линии от скважины NK-1 до площадки скважины NK-2 - 1403 м;

протяженность нефтесборного коллектора от скважины NK-2 до манифольда на ЗУ-1 - 3460 м;

установка устьевого нагревателя нефти типа УН-02М3 - 4 шт.;

установка на скважинах №№ 2-Т, 3-Т, 4-Т, 5-Т и 124 погружных электроцентробежных насосных агрегатов марки УЭЦН МТ5А-60DP или УЭЦН МТ5-25DP в зависимости от продуктивности скважины - 5 шт.

6.2.3 Архитектурно-планировочные решения

Площадка устьевого подогревателя

Площадка под устьевые нагреватели выполнена сложной формы, с размерами в осях: УН-1 – 3,5х7,5 м; УН-2 – 4,0х7,5 м; УН-3,4 – 1,75х6,0 м.

По периметру площадки предусмотрены бетонные борты высотой 0,15 м.

Для сбора стоков возможных проливов, на площадке предусмотрен монолитный железобетонный приямок размерами 0,7х0,7х0,5 (h)м.

Технические показатели:

Площадь застройки:

УН-1 – 20,64 м^2;

УН-2 – 24,54 м^2;

УН-3,4 – 10,5 м^2.

Площадка станции управления насосным агрегатом УЦЭН.

Площадка запроектирована прямоугольной формы в плане с размерами осях опор 4,5х2,6 м. Высота площадки принята 0,55 м.

Для удобства обслуживания оборудования установлена лестница шириной 0,8 м.

Перила площадки и поручни лестницы предусмотрены высотой 1,25 м.

Технические показатели:

Площадь застройки – 13,45 м^2.

6.2.4 Конструктивные решения

Уровень ответственности сооружений – I.

Основание фундаментов согласно материалам инженерных изыскания является ИГЭ-2.

Площадка устьевого подогревателя

Площадка с бортами выполнена монолитной из бетона класса В15 толщиной 150 мм, армированная сетками по ГОСТ 23279-2012 из арматуры диаметром 12 мм класса А-III по ГОСТ 5781-82*.

Фундамент под устьевой нагреватель толщиной 160 мм из плит дорожных сборных по ГОСТ 21924.0-84.

Борты площадки из бортового камня БР100.30.15 (ГОСТ 6665-91).

Опоры технологических трубопроводов из стальных профилей 120х6 мм по ГОСТ 30245-2015 и листовой стали толщиной 10 мм по ГОСТ 19903-2015. Фундаменты опор

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

столбчатые из монолитного бетона класса В15. Закладные детали приняты по серии 3.400.2-1.93.

Ограждение и калитка площадки принято из сетчатых панелей по серии 3.017-1. Стойки из стальных труб 89х5 мм по ГОСТ 8732-78* и листовой стали толщиной 5, 8 мм по ГОСТ 19903-2015. Фундаменты выполнены столбчатые монолитные из бетона класса В15.

Площадка станции управления насосным агрегатом УЦЭН.

Конструктивная схема – металлический каркас.

Площадка выполнена из стальных швеллеров №10, 16 и 20 по ГОСТ 8240-97 с покрытием из просечно-вытяжной стали ПВ506.

Перила и поручни запроектированы из стальных уголков 50х5 мм, 25х3 мм по ГОСТ 8509-93.

Стойки из стальных профилей 100х6 мм по ГОСТ 30245-2015 и листовой стали толщиной 8, 10 мм по ГОСТ 19903-2015.

Лестница принята из стальных швеллеров №16 по ГОСТ 8240-97 со ступенями из стальных уголков 40х4 мм по ГОСТ 8509-93 с покрытием из просечно-вытяжной стали ПВ506.

Фундаменты стоек и лестницы столбчатые из монолитного бетона класса В15. Закладные детали приняты по серии 3.400.2-1.93.

Узел подключения топливного газа

Фундаменты подвижных опор столбчатые монолитные из бетона класса В15.

Фундамент под свечу продувочную столбчатый монолитный из бетона класса В15, армированный каркасами и сетками из арматуры диаметром 8 мм классов А-240 и А-400 по ГОСТ 34028-2016.

Стойки подвижных опор металлические из профиля стального гнутого замкнутого сварного квадратного 100х5 мм (ГОСТ 30245-2012) и проката листового горячекатаного по ГОСТ 19903-2015.

Узел подключения выкидного трубопровода на ЗУ

Фундамент подвижных опор столбчатые монолитные из бетона класса В15, армированный каркасами и сетками из арматуры диаметром 12 мм класса А-400 по ГОСТ 34028-2016.

Стойки подвижных опор металлические из профиля стального гнутого замкнутого сварного квадратного 100х6 мм (ГОСТ 30245-2012) и проката листового горячекатаного по ГОСТ 19903-2015.

Переход выкидного нефтепровода через промоину

Покрытие траншеи из плит дорожных сборных толщиной 160 мм по ГОСТ 21924.0-84.

Мероприятия по защите строительных конструкций, сетей и сооружений от коррозии, специальные мероприятия

Бетон подземных конструкций ввиду сульфатной агрессии грунтов принят на сульфатостойком портландцементе маркой по водонепроницаемости W4, морозостойкости F75.

Все боковые поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются горячим битумом за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

Антикоррозионная защита арматурных изделий обеспечивается соблюдением требуемой рабочим проектом толщины защитного слоя бетона.

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

Под фундаментами предусматривается подготовка из щебня, пропитанного битумом до полного насыщения толщиной 50 мм.

Для устранения просадочности в основании фундаментов предусмотрено устройство подушки из послойно уплотненной песчано-гавийной смеси толщиной до 0,6 м.

Металлические элементы конструкций окрашиваются двумя слоями эмали ПФ115 по огрунтовке из ГФ 021.

6.2.5 Инженерное обеспечение, сети и системы

Электротехнические решения

Электроснабжение

Рабочий проект электроснабжения объекта «выполнен согласно задание на проектирование и техническими условиями на электроснабжение объекта ТОО «Емир Ойл» от 15 октября 2019 года №15/1123, проектных технологических решений. Технические условия (ТУ) на электроснабжение объекта от АО «МРЭК» не требуется согласно п. 2 письма заказчика от 18 марта 2020 года №15/190.

Существующее положение

Распределение энергии к потребителям месторождения «Кариман» осуществлено от двухсекционного распределительного устройства РП-6 кВ под-станции «Кариман» ПС-35/6 кВ.

Питание потребителей выполняется по воздушным линиям ВЛ-6 кВ к комплектным трансформаторным подстанциям, установленных на скважинах.

Переключение между секциями распределительного пункта в РП-6 кВ выполняется с помощью секционного разъединителя.

Потребители электроэнергии и электрические нагрузки

Согласно ВНТП 3-85 электроприёмники проектируемых технологических объектов относится к потребителям II категории по надежности электроснабжения.

Электроснабжение потребителей II категории обеспечивается переключением секционного разъединителя между секциями в существующем РП-6 кВ.

Переключение питания с одного источника электроснабжения на другой выполняется выездным оперативным персоналом.

Напряжение сети электроснабжения - 6 кВ.

Точки подключения - существующие КТП-6/0,4 кВ на площадках скважин 2-Т, 3-Т, 4-Т, 5-Т, 124.

В соответствии с функционально-технологическими схемами раздела «Технологические решения», основными потребителями пяти добывающих нефтяных скважин месторождения «Кариман» - 2-Т, 3-Т, 4-Т, 5-Т и скважина 124, являются центробежные насосы.

Суммарная установленная мощность установок на проектируемых скважинах месторождения «Кариман» составляет - Ру=335,0 кВт, суммарная расчетная мощность составляет - Рр=245,0 кВт.

Силовое электрооборудование и электроосвещение

Электроснабжение проектируемых электроцентробежных насосных устано-вок на скважинах 2-Т, 3-Т, 4-Т, 5-Т и скважина 124 месторождения «Кариман» выполняется от существующих трансформаторных подстанций, установленных на площадках скважин.

Рабочим проектом предусмотрено:

установка автоматического выключателя типа A9N18369 на ток Iн=125 А, 380 В для подключения насосных агрегатов в существующем РУНН-0,4 кВ КТП-6/0,4 кВ;

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

управление электродвигателями насосных агрегатов ЭЦНМТ от станций управления насосами типа «Электон-05» через повышающие трансформаторы ТМНПГ.

Станция управления «Электон-05» оснащена частотным преобразователем, что позволяет регулировать частоту вращения электродвигателя насоса.

Станции управления «Электон-05», повышающие трансформаторы ТМНП и высоковольтные кабели, питающие погружные насосы, поставляются в комплекте с технологическим оборудованием.

Станции управления и трансформаторы ТМНПГ устанавливаются на рабо-чие площадки, разработанные в разделе АС для данного оборудования.

Освещение площадок скважин выполнено существующими прожекторными мачтами.

Все распределительные устройства и щиты рассчитываются на номиналь-ную нагрузку, составляющую не менее 125% полной расчётной нагрузки транс-форматора или фидерного выключателя.

Все электрооборудование выбирается в соответствии с условиями среды, в которой оно будет эксплуатироваться и классификацией объектов по взрыво- и пожароопасности.

Характеристика объектов по категориям производства и классам взрыво- и пожароопасности представлена в технологическом разделе проекта.

Электрооборудования, устанавливаемого во взрывоопасных зонах, согласно ПУЭ РК принят соответствующий уровень взрывозащиты - в зависимости от класса взрывоопасной зоны и вид взрывозащиты - в зависимости от категории и группы взрывоопасной смеси, для которой оно предназначено.

Кабельные линии

Рабочим проектом предусмотрены силовые питающие электросети напряжением 0,4 кВ и 3 кВ для подключения электроэнергии к проектируемым погружным насосам на площадках нефтедобывающих скважин.

Проектируемые низковольтные кабели напряжением КЛ-0,4 кВ приняты марки ВБбШв расчетного сечения.

Высоковольтный кабель марки КПБП поставляется в комплекте со всем оборудованием электроцентробежной насосной установки.

Кабели 0,4 кВ прокладываются в земле в траншеях на глубине 0,7 м (на пересечениях с автодорогами - на глубине 1 м).

При пересечении с подземными коммуникациями кабели защищаются жесткими полиэтиленовыми трубами.

Вдоль всей кабельной трассы КЛ-0,4 кВ прокладывается специальная предупреждающая сигнальная лента.

Прокладка кабеля напряжением 3 кВ выполнятся надземно в металлической трубе на стойках. Стойки для монтажа трубной проводки разработаны в марке АС.

Все проводники выбраны по допустимым длительным токам с учетом необходимого резерва по пропускной способности.

Выполнена проверка плотности тока нагрева и отклонения напряжения в нормальном и послеаварийном режимах для всех проводников.

Падение напряжения не должно превышать 5% от номинального напряжения для нормального режима. Падение напряжения для электродвигателей при их запуске не должно превышать 20% от номинального.

Все кабельные линии защищаются от коротких замыканий установленными в распределительных устройствах токовыми отсечками, максимальной или дифференциальной токовой защитой.

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

Сечения всех проводников к электродвигателям, находящимся во взрывоопасных зонах, должны допускать длительную нагрузку не менее 125%.

Силовые и контрольные кабели приняты с медными многожильными проводниками с полихлорвиниловой изоляцией в ПВХ оболочке.

Для подземной прокладки приняты бронированные кабели, имеющие защитную оболочку от механических повреждений и наружную защитную оболочку, предохраняющую от коррозии.

Защитные мероприятия

Рабочим проектом предусмотрены защитные меры электробезопасности в полном объеме согласно ПУЭ РК.

Все питающие и распределительные сети оборудуются защитой от корот-кого замыкания и всеми другими необходимыми видами защит.

Основным средством защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током является защитное заземление или зануление.

На всех проектируемых объектах для питания низковольтных электро-потребителей принята четырёхпроводная система напряжения ~380/220 В с глухозаземлённой нейтралью.

В качестве защитной меры электробезопасности для всех электроустановок, питающихся от этой сети, принимается защитное зануление - преднамеренное соединение корпусов электрооборудования, нормально не находящихся под напряжением, с глухозаземлённой нейтралью питающих трансфор-маторов, т.е. с нулевым проводом питающей сети.

Защитное зануление обеспечивает автоматическое отключение поврежденной фазы аппаратом защиты в начале аварийного участка.

Кроме того, для надежности выполняются дополнительные заземления нейтралей (нулевых проводов) присоединением их к искусственным заземляющим устройствам возле оборудования по территории площадок.

В качестве заземляющих устройств применяются горизонтальные и глубинные заземлители.

Горизонтальные заземлители прокладываются в траншее на глубине 0,5 - 1,0 м.

Глубинные заземлители выполняются в виде вертикальных электродов, установленных до глубины 5-30 м.

К выполненным заземляющим устройствам присоединяется все металлические нормально нетоковедущие части электроустановок в дополнение к их занулению.

Молниезащита

В соответствии с СП РК 2.04-103-2013 «Устройство молниезащиты зданий и сооружений» все технологические и вспомогательные установки на проектируемых объектах с взрывоопасными зонами оборудуются молниезащитой II категории.

Молниезащита проектируемых установок обеспечивается путем присоединения оборудования к заземляющим устройствам.

Уравнивание потенциалов выполняется путем соединения контура зазем-ления проектируемой площадки станции управления насосом с кондуктором скважины стальным заземляющим проводником - стальной полосой 25х4 мм^2.

Выполненное по нормам электробезопасности защитное заземление всех технологических установок и технологических трубопроводов обеспечивает также их защиту от вторичных проявлений молнии и защиту от статического электричества.

Защита от заноса высокого потенциала по внешним наземным или над-земным коммуникациям осуществляется присоединением их к заземлителю.

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

Электромонтажные работы выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ РК и СН РК 4.04-07-2013, инструкции ВСН-332-74 и требованиями ссылочных документов и заводских инструкций по монтажу электрооборудования и кабельных трасс.

Электрооборудование, электроустановочные изделия, кабельная продукция должны иметь сертификаты соответствия заводов-изготовителей.

Основные показатели:

напряжение сети - 380/3000 В;

категория надежности электроснабжения - II;

Рр насосной установки на одну скважину - 37,8 кВт;

Рр насосной установки на пять скважин - 189,0 кВт.

Автоматизация технологических процессов

Рабочий проект автоматизации технологических процессов объекта разработан на основании задание на проектирование и технологических решений, технической документации на технологическое оборудование и средства автоматизации.

Рабочим проектом предусмотрен автоматический контроль следующих технологических параметров:

оснащение средствами автоматизации пяти добывающих скважин 2-Т, 3-Т, 4-Т, 5-Т, 124 на месторождении «Кариман»;

оснащение средствами автоматизации подогревателей нефти на выкидных линиях NK-1, NK-2.

Нефтедобывающие скважины

Нефтедобывающие скважины переводятся с фонтанного на механизированный способ эксплуатации с использованием погружных электрических центробежных насосов (УЭЦН).

На каждой устьевой площадке добывающей скважины предусмотрен контроль следующие параметров:

температура жидкости на выходе из скважины, по месту;

контроль давления жидкости в выкидной линии по месту и с выводом управляющего сигнала на станцию управления УЭЦН.

Рабочим проектом предусмотрена установка электроконтактного манометра (ЭКМ) для контроля давления в выкидной линии.

В случае аварийной разгерметизации выкидной линии или превышения в ней давления выше допустимого значения ЭКМ выдает сигнал «Закрыть» на останов УЭЦН.

Подогреватели нефти

Подогреватели типа УН-0,2М3, осуществляют нагрев нефти на площадках скважин и на выкидной линии.

Подогреватели с промежуточным теплоносителем, оснащены комплектом локальной автоматики с местным визуальным контролем.

Автоматика предназначена для розжига горелочных устройств, регулирование технологических параметров процесса нагрева нефти.

Система автоматизации обеспечивает местный визуальный контроль следующих основных параметров технологического процесса:

давления нефти на входе и выходе из подогревателя;

давления топливного газа до и после фильтра;

давления топливного газа перед горелкой после редуцирования;

давления топливного газа перед запальной горелкой;

температуры нефти на входе и выходе из подогревателя;

уровня промежуточного теплоносителя.

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

Технические средства контроля и автоматики

Контроль температуры по месту осуществляется стрелочным биметаллическим термометром (опросной лист KRM-DAT-INS-15-001).

Контроль давления по месту осуществляется манометром (опросной лист KRM-DAT-INS-15-002).

Рабочим проектом предусмотрена установка электроконтактного манометра ЭКМ модели ДМ2005фСгЕх для контроля максимального и минимального допустимого давления в выкидной линии и нормальной работы насосов, сигналы от которого передаются на станцию управления УЭЦН.

Электроконтактный манометр срабатывает в следующих ситуациях:

при превышении давления жидкости предельного максимального значения, в случае блокирования выкидной линии;

при понижении давления ниже минимального значения, в случае разгерметизации выкидного трубопровода.

Приборы устанавливаются непосредственно на трубопроводах.

Подключение манометров к процессу производится через запорный вентиль, термометров с применением термокарманов.

Выбор оборудования выполнен с учетом:

обеспечения взрывобезопасности;

устойчивости к механическим воздействиям;

предельных значений измеряемых параметров и других характеристик среды (температура, давление);

сертификации в Государственном реестре средств измерения РК.

Контрольно-измерительные приборы способны функционировать в промышленной, влажной и коррозионно-активной атмосфере в интервале температур от минус -40 °С до плюс +50 °С.

Приемлемая степень защиты от влаги и проникновения пыли для оборудования, расположенного на открытой площадке, предусмотрена не менее IP 65.

Электроконтактный манометр имеет вид взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» EExd.

Все приборы и средства контроля монтируются с учетом удобства обслуживания.

Монтаж приборов и средств автоматизации выполнить в соответствии с нормативно-технической документацией и заводскими инструкциями на монтаж приборов.

Кабельные проводки

Передача сигналов управления осуществляется кабелями с медными жилами. Тип кабелей выбраны согласно инструкциям на приборы.

Во взрывоопасных зонах применяется кабель с негорючей изоляцией.

Прокладка кабелей предусматривается надземно в трубах, подземно, в траншее на глубине не менее 0,7 метра, с использованием предупреждающей сигнальной ленты «Осторожно кабель».

Прокладку кабелей в земле выполнить с соблюдением нормируемых расстояний по ПУЭ РК от различных подземных коммуникаций и с защитой кабелей, при их выходе из земли стальными трубами.

Электропитание

Применяемые в проекте приборы не требуют внешнего питания. Напряжение на сигнальные контакты ЭКМ поступают от станции управления УЭЦН.

Предусмотрено защитное заземление корпусов приборов для защиты персонала от поражения электрическим током.

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

Контуры заземления запроектированы в электротехнической части проекта.

Электрохимическая защита

Раздел «Электрохимическая защита» рабочего проекта разработан на основании задание на проектирование, материалов инженерных изысканий и технологических решений, принятые в технологической части.

Основные нормативные документы, принятые для руководства при проектировании, представлены ниже:

СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;

ПУЭ РК 2015 «Правила устройства электроустановок»;

ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;

ВСН 51-3-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов»;

СН РК 4.04-07-2013 «Электротехнические устройства».

Рабочим проектом предусмотрена электрохимическая защита подземного промыслового нефтепровода от скважины NK-2 до замерного пункта ЗУ.

Промысловый нефтепровод запроектирован из металлической трубы диаметром 108х5 мм, прокладываемой подземно на глубине не менее 1,2 м до верхней образующей трубы.

Антикоррозионная изоляция подземного стального промыслового трубопровода применяется «усиленного типа» на основе липких лент и полимерной грунтовки по ГОСТ 9.602-2016.

Раздел разработан с учетом природно-климатических характеристик района строительства. В соответствии с ГОСТ 9.602-2016 коррозийная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали - низкая до высокой.

Протяженность проектируемого защищаемого нефтепровода составляет 3460 м.

В соответствии с требованиями указанных выше нормативных документов проектируемые подземные сооружения должны предохраняется от почвенной коррозии пассивной защитой (защитными противокоррозионными изоляционными покрытиями наружной поверхности) и активными средствами защиты.

Активным способом антикоррозионной защиты является электрический метод - электрохимическая защита (ЭХЗ).

Рабочим проектом предусматривается выполнить катодную поляризацию от внешних источников постоянного тока (от катодных станций) для защиты подземных промысловых газопроводов.

Катодная поляризация сооружений осуществляется таким образом, чтобы поляризационные потенциалы металла относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения находились между минимальным -0,85 В и максимальным -1,15 В (по абсолютному значению).

Расчетный срок службы проектируемых средств электрохимической защиты проектируемых подземных трубопроводов - не менее 30 лет.

Электрохимическая защита проектируемого подземно расположенного трубопровода осуществляется путем непрерывного воздействия нормируемого защитного потенциала на них с использованием внешних источников энергии.

Подача защитного потенциала к проектируемому трубопроводу предусмотрено от существующей установка катодной защиты (СКЗ -2) типа УКЗН-0,22-1,2У1, расположенной на площадке ЗУ-1.

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

Существующая установка СКЗ-2 укомплектована преобразовательной станцией ПТМ-1,2 У1 мощностью 1,2 кВт, которые комплектуются диодно-резисторными блоками БДРМ для подключения нефтепроводов и обеспечения их раздельной защиты.

Технические решения по расположению на трассе трубопроводов элементов ЭХЗ и конструктивные решения по их устройству приняты по типовой серии УПР.ЭХЗ-01-2007 «Узлы и детали установок электрохимической защиты подземных коммуникаций от коррозии».

Согласно выполненным расчетам для станции катодной защиты СКЗ-2 площадки ЗУ-1 предусмотрено установить дополнительно 3 анодных заземли-теля.

В качестве анодных заземлителей применены 3 комплектные подповерхностные анодные заземлители типа АЗК.ПВЕК.160.П.1Ф.

Заземлитель является блочно-комплектной конструкцией с высокой сте-пенью заводской готовности. Номинальная токоотдача заземлителя - 6 А, скорость анодного растворения 0,5 кг/А*год. Срок службы - не менее 30 лет.

Предусмотрена установка контрольно-измерительных пунктов (КИП) с электродами сравнения неполяризующиеся типа ЭСМС-ВЭ.ПВЕК для контроля защитного потенциала сооружений.

КИП устанавливаются по трассе защищаемого трубопровода, в точках дренажа сооружений, в местах установки защитных футляров газопровода, в местах пересечения автомобильных дорог и с другими подземными трубопро-водами.

Шаг установки контрольно-измерительных пунктов по трассе газопроводов-шлейфов - не более 1000 м.

Рабочим проектом предусмотрены кабельные перемычки для непрерывной защиты трубопроводов вокруг площадок устьевых нагревателей Н-3 и Н-4, расставленных по трассе нефтепровода.

Кабельные перемычки выполнены медным кабелем типа ВБбШв сечением 1х50 мм^2.

Кабели 0,4 кВ прокладываются в земле в траншеях на глубине 0,7 м с устройством постели из местного просеянного грунта не содержащего мусора, камней и прочее.

Рабочим проектом предусмотрены КИП с блоками совместной защиты БСЗ для регулирования защитного потенциала проектируемого газопровода, в местах пересечения с существующими газопроводами и в местах установки защитных футляров.

Текущий контроль работы систем электрохимической защиты осуществляется путем измерения защитного потенциала с помощью портативного испытательного оборудования.

Дренажная линия от станции катодной защиты до точки дренажа и все другие электрические перемычки выполняются кабелями с медными жилами с полихлорвиниловой изоляцией в ПВХ оболочке сечением, обеспечивающим минимальные потери напряжения.

Дренажные кабели ЭХЗ прокладываются в земле в траншеях на глубине 0,7 м от поверхности грунта.

Защитные мероприятия

Рабочим проектом предусмотрены защитные меры электробезопасности в полном объеме согласно ПУЭ РК для проектируемой системы электрохимической защиты.

Основным средством защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током является защитное заземление.

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

С целью защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции, защиты от статического электричества и опасных воздействий молнии на площадке ЗУ-1 выполнено существующее заземление оборудования системы ЭХЗ.

В качестве заземляющих устройств применяются горизонтальные и глубинные заземлители.

Горизонтальные заземлители прокладываются в траншее на глубине 0,5 - 1,0 м. Глубинные заземлители выполняются в виде вертикальных электродов, установленных до глубины 5-30 м.

Молниезащита

В соответствии с СП РК 2.04-103-2013 «Устройство молниезащиты зданий и сооружений» все технологические и вспомогательные установки на проектируемых объектах с взрывоопасными зонами оборудуются молниезащитой II категории.

Молниезащита проектируемых устьевых нагревателей, расположенных по трассе нефтепровода, обеспечивается путем присоединения оборудования к заземляющим устройствам.

Выполненное по нормам электробезопасности защитное заземление всех технологических установок и технологических трубопроводов обеспечивает также их защиту от вторичных проявлений молнии и защиту от статического электричества.

Защита от заноса высокого потенциала по внешним наземным или надземным коммуникациям осуществляется присоединением их к заземлителю.

Все работы производить в строгом соответствии с ПУЭ РК и СН РК 4.04-07-2013.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

Основными, принятыми в рабочем проекте мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных, взрывопожароопасных веществ и обеспечения безопасных условий труда, являются:

обеспечение безопасности производства;

обеспечение защиты от пожаров;

обеспечение защиты обслуживающего персонала;

обеспечение охраны объектов от несанкционированного доступа и террористических актов.

6.4 Оценка воздействия на окружающую среду

Рабочий проект рассмотрен и согласован:

РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан» - заключение государственной экологической экспертизы от 07 апреля 2020 года №R01-0025/20.

6.5 Оценка соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам

В административном отношении м. Кариман и Северный Кариман расположены на территории Мунайлинского района. В границах территории месторождений отсутствует размещение жилых зданий и социально-значимых объектов. Ближайший населенный пункт-посёлок Баянды расположен в 15 км. от месторождения.

Представлены основные конструктивные, архитектурно-строительные и технологические решения по планируемому объекту.

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

Для обеспечения максимальных условий безопасности обслуживающего персонала и уменьшения воздействия вредных производственных факторов проектные решения по технологическим процессам, вспомогательным объектам, системам обеспечения производства приняты с учетом санитарно-гигиенических и противопожарных требований. На модернизируемых площадках постоянное пребывание обслуживающего персонала не требуется. Основными, принятыми в проекте мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных, взрывопожарных веществ и обеспечение безопасных условий труда являются: обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов; автоматизация и дистанционный контроль; размещение вредных и взрывопожарных процессов на открытых площадках; блокировка оборудования и сигнализация при отклонении от нормальных условий эксплуатации; проверка на прочность и герметичность технологического оборудования и трубопроводов после монтажа. Проектом предусматривается непрерывный автоматический контроль датчиками возникновения загазованности на площадках добывающих скважин и в случае блокирования или разгерметизации выкидного трубопровода. Контроль за технологическим режимом осуществляется при помощи электрических и электронных приборов, сигналы от которых передаются на станцию управления УЭЦН. При необходимости пребывания персонала на площадке в темное время суток, применяются стационарное освещение площадок скважин.

Представлены ориентировочные объемы образования отходов производства и потребления при проведении строительства системы сбора нефти и газа, пути их утилизации. Представлены данные с указанием класса опасности по каждому виду отходов образующихся при строительстве, согласно Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утв. приказом МЗ РК от 23 апреля 2018 г. №187. В связи с тем, что период строительных работ носит временный характер и выбросы загрязняющих веществ ограничиваются сжатыми сроками для периода производства строительных работ, размер санитарно-защитной зоны не устанавливается и не подлежит санитарной классификации. Размер санитарно-защитной зоны на м.Кариман для эксплуатирующей организации - ТОО «Емир-Ойл» установлен 1000 метров.

Предусмотрены санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания рабочих при производстве планируемых работ. Подрядной организацией для строителей предусмотрены необходимые помещения для кратковременного отдыха, бытового обслуживания (гардеробные, душевые, умывальные, помещения для сушки одежды и приема пищи). Для обеспечения хозяйственно-бытовых нужд работающего персонала, предусматривается вода питьевого качества.

Рабочий проект соответствует требованиям НПА государственной системы санитарно-эпидемиологического нормирования в Республике Казахстан: Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности», утв. Приказом МНЭ РК от 20 марта 2015 г. №236; Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкцию, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утв. Приказом МНЭ РК от 28 февраля 2015 г. №177; Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утв. Приказом МНЭ РК от 20 марта 2015 г. №237 и рекомендуется к утверждению.

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

6.6 Организация строительства

Продолжительность строительства определена согласно СП РК 1.03-102-2014 и составляет 2,2 месяцев.

6.7 Сметная документация

Согласно письму ТОО «Емир Ойл» от 04 декабря 2019 года №15/1296 сметная документация на рассмотрение не предоставлена.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Дополнения и изменения, внесенные в рабочий проект в процессе экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям и предложениям ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА» в рабочий проект «Модернизация месторождения Кариман» (без сметной документации)» внесены следующие изменения и дополнения:

Генеральный план:

1) на разбивочном плане указана абсолютная отметка, соответствующая условной нулевой отметке, принятой в строительных рабочих чертежах сооружения;

Архитектурно-строительные решения:

2) откорректирован лист «Общие данные» согласно ГОСТ 21.101-97, откорректировано наименование ГОСТ 34028-2016 взамен не действующего ГОСТ 5781-82*, в ведомости спецификаций указаны все спецификации, приведенные в разделе АС с указанием ссылок на листы, на которых они разработаны;

Технологические решения:

3) дополнительно разработан узел подключения выкидной линии от скв.NK-1 к выкидной линии от скв.NK-2;

4) дополнен чертежом ковера с контрольной трубкой, предназначенной для контроля загазованности в полости защитного кожуха на переходах газопровода через автомобильные дороги;

5) на защитных кожухах переходов трубопроводов через автомобильные дороги предусмотрены установки электрохимической защиты;

6) ПЗ откорректирована и дополнена в соответствии с исправлениями графических материалов;

Электроснабжение:

7) откорректировано задание на проектирование согласно требованиям СН РК 1.02-03-2011;

8) представлено письмо заказчика от 18.03.2020 года № 15/190 о том, что «Технические условия (ТУ) на электроснабжение объекта от АО «МРЭК» не требуется»;

9) представлено письмо заказчика от 18.03.2020 года № 15/190 о том, что «Наружное электроосвещение территории объектов (скважин № 2-Т, 3-Т, 4-Т, 5-Т, 124) не требуется согласно п. 12 задание на проектирование»;

10) откорректирована ведомость ссылочных и прилагаемых документов, указана ссылка на ВНТП 3-85;

11) откорректированы основные показатели проекта с учетом замечания;

12) откорректированы общие указания с учетом замечания;

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

13) откорректирована расчетная схема сети электроснабжения КЛ-0,4/6 кВ от существующей КТП до объекта с учетом замечания;

14) откорректирован план сети электроснабжения КЛ-0,4 кВ с учетом замечания;

15) откорректирована спецификация оборудования, указаны завод-изготовитель по всем позициям, уточнены материалы и оборудование с учетом замечания;

Автоматизация технологических процессов:

16) представлено письмо заказчика от 18.03.2020 года № 15/190 о том, что «Вывод звуковой и световой сигнализацию при превышении допустимых технологических параметров установок, а также проектирование системы автоматизации и контроля технологических параметров на ЗУ-1 и ГУ Кариман с выводом на дисплей оператора не требуется согласно п. 13 задание на проектирование»;

17) откорректированы ведомость ссылочных и прилагаемых документов, указаны ссылки на СН РК 4.02-03-2012 СП РК 4.02-103-2012 «Системы автоматизации», ГОСТ 21.408-2013 «Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов» с учетом замечания;

18) откорректированы спецификация оборудования с учетом замечания;

Санитарно-эпидемиологический раздел:

19) в пояснительной записке, чертежах рабочего проекта и разделе ПОС откорректированы нормативные ссылки на действующие строительные нормы РК.

7.2 Оценка принятых проектных решений

Рабочий проект разработан в необходимом объеме, в соответствии с заданием на проектирование, техническими условиями, иными исходными данными и требованиями.

В соответствии с требованиями «Правила определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам», утвержденный приказом Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года №165, разработчиком рабочего проекта данный объект отнесен к I повышенному уровню ответственности.

Состав и комплектность представленных материалов соответствует требованиям СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство».

Материалы инженерных изысканий содержат достаточные данные, необходимые для разработки проектной документации.

Принятые проектные решения с учетом внесенных изменений по п.7.1 соответствуют государственным нормативным требованиям по экологической, санитарной и пожарной безопасности и обеспечивают надежное функционирование объекта.

Таблица №9

Основные технико-экономические показатели по рабочему проекту

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели	
			постпроектные	постэкспертные
1	Площадь застройки: месторождение Кариман месторождение Северный Кариман	$м^2$	 114,76 234,86	 114,76 234,86

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

2	протяженность трубопроводов: выкидная линия от скважины NK-1 до площадки скважины NK-2; нефтесборный коллектор от скважины NK-2 до манифольда на ЗУ-1	м	1403,0 3460,0	1403,0 3460,0
3	установка устьевого нагревателя нефти	шт	4	4
4	установка электроцентробежных насосных агрегатов марки УЭЦН	шт	5	5
5	продолжительность строительства	мес.	2,2	2,2

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект **«Модернизация месторождения «Кариман» (без сметной документации)»** соответствует требованиям нормативных правовых актов и государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими показателями:

Площадь застройки, в том числе:	- 349,62 м^2;
месторождение Кариман	- 114,76 м^2;
месторождение Северный Кариман	- 234,86 м^2;
протяженность выкидной линии от скважины NK-1 до площадки скважины NK-2	- 1403,0 м;
протяженность нефтесборного коллектора от скважины NK-2 до манифольда на ЗУ-1	- 3460,0 м;
установка устьевого нагревателя нефти	- 4 шт.;
установка электроцентробежных насосных агрегатов марки УЭЦН	- 5 шт.
продолжительность строительства	- 2,2 месяцев.

2. При представлении на утверждение и выдаче на производство работ рабочий проект подлежит проверке на соответствие его с настоящим заключением экспертизы.

3. Заказчику при строительстве максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

4. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована ТОО «Емир Ойл» в соответствии с условиями договора от 24 января 2020 года №ГОСТЭ-0003.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. **«Кариман» кенорнын жаңғырту» (сметалық құжатсыз)** жұмыс жобасына енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, Қазақстан Республикасында қолданылатын нормативтік құқықтық актілер және мемлекеттік нормативтер талаптарына сәйкес келетіндіктен, төмендегі негізгі техника-экономикалық көрсеткіштерімен белгіленген тәртіппен бекітуге ұсыныс жасаймыз:

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

құрылыс алаңы, оның ішінде:	- 349,62 м^2;
Кариман кенорны	- 114,76 м^2;
Северный Кариман кенорны	- 234,86 м^2;
NK-1 ұңғымасынан шығару желісінің ұзындығы	
NK-2 ұңғыма алаңына дейін	- 1403,0 м;
мұнай жинау коллекторының ұзындығы	
ЗУ-1 манифольдқа дейін NK-2 ұңғымасы	- 3460,0 м;
мұнайдың сағалық жылытқышын орнату	- 4 дана;
электртортадан тепкіш сорғы агрегаттар орнату	- 5 дана;
құрылыс ұзақтығы	- 2,2 ай.

2. Жұмыс жобасы бекітуге ұсынылғанда және жұмыс жасауға берілгенде осы сараптама қорытындысымен сәйкестігі тексерілуі керек.

3. Тапсырысшы құрылыс салу кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдықтарын, материалдары мен құрастырмаларын барынша пайдалансын.

4. Осы сараптау қорытындысы жобалау үшін тапсырысшы бекіткен бастапқы материалдарды (мәліметтерді) есепке алумен орындалды, олардың дұрыстығына 2020 жылғы 24 қантардағы №ГОСТЭ-0003 шарттың талаптарына сәйкес «Емир Ойл» ЖШС кепілдік етеді.

Мусагалиев Ж.Б.

Директор

Абилов А.К.

Эксперт

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

Рустанбеков С.У.

Эксперт

Абугалиев Н.Н.

Эксперт

Токбанова К.К.

Эксперт

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

Субботин Г.Ю.

Эксперт

ТОО «ГОСТЭКСПЕРТИЗА»

Номер: R01-0025/20
Дата: 07.04.2020

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ БАҚЫЛАУКОМИТЕТІНІҢ МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ» РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕ

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ «ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ ПО МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ КОМИТЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы
130000 Ақтау қаласы, промзона 3, ғимарат 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

Республика Казахстан, Мангистауская область
130000, город Актау, промзона 3, здание 10, телефон:
8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

ТОО «Емир Ойл»

Заключение государственной экологической экспертизы
на "Модернизация месторождения Кариман" (без сметной документации)

Материалы разработаны - ТОО «Проектный институт «OPTIMUM», Государственная лицензия на природоохранное проектирование 01678Р № 14009881 от 12.07.2014 года.

Заказчик материала проекта – ТОО «Емир Ойл»

На рассмотрение государственной экологической экспертизы представлены:

- рабочий проект «Модернизация месторождения Кариман»

-Раздел «Охрана окружающей среды»;

-План природоохранных мероприятий

Материалы поступили 10.02.2020г. вх.№ R01-03/00008 и рассмотрены на заседании комиссии государственной экологической экспертизы от 07.04.2020г.

Строительство по проекту будет осуществляться 2,2 месяца.

Общие сведения

Месторасположение проектируемого объекта

В административном отношении нефтебаза ТОО «Емир Ойл» расположена на территории п. Даулет Мангистауской области Республики Казахстан. В 20 километрах от нефтебазы находится областной центр город Актау. Асфальтовая дорога, соединяющая нефтебазу с месторождениями Емир, Аксаз, Долинное, Кариман. Офисное здание ТОО «Емир Ойл» в городе Актау 2 мкр., здание № 41.

Областной центр – г.Актау- находится в 50 км к юго-западу, железнодорожная станция Мангистау- в 40 км.

Основные проектные решения

Существующее положение

В основу существующей системы сбора заложена лучевая герметизированная схема сбора нефти. Продукция добывающих скважин поступает на групповую замерную установку ЗУ-1 и далее по нефтесборному коллектору направляется на ГУ Кариман.

Основные технологические решения

Проектом предусматривается:

- прокладка выкидной линии для транспортировки продукции добывающей скважины NK-1 до площадки скважины NK-2;

- прокладка общего выкидного трубопровода от добывающей скважины NK-2 до точки подключения на ЗУ-1, с установкой двух подогревателей на линейной части

проектируемого участка;

- установка двух устьевых подогревателей нефти на существующих площадках добывающих скважин NK-1, NK-2;

- перевод на механизированный способ эксплуатации с использованием погружных электрических центробежных насосов (УЭЦН), скважин 2-Т, 3-Т, 4-Т, 5-Т, 124;

- прокладка газопровода, предназначенного для подачи топливного газа к устьевым нагревателям.

Описание технологической схемы

Система сбора нефти со скважин NK-1, NK-2

Нефтегазовая смесь от устья существующих добывающих скважин NK-1, NK-2 по проектируемому выкидному трубопроводу направляется в устанавливаемые на площадках скважин подогреватели УН-0,2М3 где подогревается до Т=70 0С. Топливом для устьевого нагревателя служит газ, выделенный на первой ступени сепарации на ГУ Кариман. На площадке подогревателя установлены патрубки с запорной арматурой для производства замера дебита поступающей продукции передвижной замерной установкой. Проектом предусмотрено подключение выкидной линии от скважины NK-1 к выкидному трубопроводу скважины NK-2, для этого запроектирован узел с установкой отсекающей запорной арматуры. Далее скважинный флюид направляется на переключающий манифольд находящийся на площадке замерной установки ЗУ-1, откуда нефтегазовая смесь по нефтегазосборному коллектору Ду150 поступает в существующую ГУ Кариман.

Модернизация площадок добывающих скважин NK-1, NK-2

Проектом предусматривается установка на площадках существующих скважин устьевых нагревателей с промежуточным теплоносителем марки УН-0,2М3. Применяемое оборудование предназначено для нагрева нефти до температуры 70 0С и предотвращения ее застывания. Подогреватели располагаются на территории площадок скважин NK-1, NK-2 на расстоянии 50 метров от устья скважины.

Модернизация добывающих скважин 2-Т, 3-Т, 4-Т, 5-Т, 124

Модернизация устья скважины включает в себя установку станции управления приводом глубинного насоса, а также весь необходимый комплекс вспомогательного оборудования - закладных конструкций для монтажа приборов контроля давления и температуры транспортируемой среды.

Погружной электроцентробежный насосный агрегат		
Марка, тип	MT5A-60DP	MT5-25DP
Подача, м3/сут	47-66	18-33
Напор, м	1159	1014
КПД, %	52,3	34,62
Масса, кг	175	178

Мощность эл. двигателя, кВт	63	45
Количество, шт	5	5

Промысловые трубопроводы

Проектируемые выкидные трубопроводы предназначены для транспорта нефтегазовой смеси от нефтедобывающих скважин NK-1, NK-2. Точка подключения – переключающий манифольд, расположенном в районе замерной установки ЗУ-1.

№ П/п	№ скважины	Протяженность Выкидной линии, м	Место подключения
1	NK-1	1403	Площадка подогревателя Н-2, скв. NK-2
2	NK-2	3460	Манифольд ЗУ-1

Оценка воздействия на окружающую среду

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ при строительстве объекта - 8 единиц. Неорганизованными являются 7 источников выбросов и 1 источник – организованный.

Количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при эксплуатации запроектированных объектов составляет – 9 ед., из них: 4 ед. организованных источников выбросов, 5 ед. неорганизованных источников выбросов.

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на 2020г. приведены в приложении 1. Данное заключение ГЭЭ без указанного приложения недействительно.

Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводилось на персональном компьютере в программном комплексе «ЭРА» версия 2.5.

Анализ проведенных расчетов загрязнения атмосферы от источников выбросов при

эксплуатации запроектированных объектов показал, что приземные концентрации по всем веществам не превышают 1 ПДК на границе санитарно-защитной зоны, т.е. выбросы загрязняющих веществ не создадут концентраций, превышающих предельно-допустимый уровень на границе СЗЗ.

Размер санитарно-защитной зоны для ТОО «Емир-Ойл» установлен 1000 м.

Водоснабжение и водоотведение

Источниками водоснабжения на месторождениях является привозная вода:

- вода питьевого качества на хозяйственно - бытовые нужды;
- бутилированная вода питьевого качества;
- техническая вода для производственных целей.

Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве

ПОТРЕБИТЕЛЬ	КОЛ-ВО, ЧЕЛ	НОРМА ВОДОПО-ТРЕБЛЕНИЯ, Л	ВОДОПОТРЕБЛЕНИЕ		ВОДООТВЕДЕНИЕ	
			$М^3$/СУТ	$М^3$/ГОД	$М^3$/СУТ	$М^3$/ГОД
питьевые нужды	38	2	0,076	5,016	0,076	5,016
хозяйственно-бытовые нужды	38	25	0,95	62,70	0,95	62,70

душевая сетка (количество сеток)	2	500	1,00	66,00	1,00	66,00
зая (количество блюд)	5	12	2,28	150,48	2,28	150,48
прачечная (количество белья)	0,5	40	0,76	50,16	0,76	50,16
Всего:			**5,0660**	**334,3560**	**5,0660**	**334,3560**
непредвиденные расходы 5%			0,25	16,72	0,25	16,72
Итого:			**5,3160**	**351,0760**	**5,3160**	**351,0760**

После гидроиспытаний вода будет собираться в емкость и вывозиться сторонней организацией на очистные сооружения, согласно заключенному договору.

Во время проведения строительных работ, подрядной организацией будут использоваться биотуалеты. Все образующиеся стоки, по мере их образования, будут вывозиться специализированной организацией согласно заключенному договору.

Управление отходами производства и потребления

Нормативы размещения отходов производства и потребления при строительстве

НАИМЕНОВАНИЕ ОТХОДОВ	ОБРАЗОВАНИЕ, Т/ГОД	РАЗМЕЩЕНИЕ, Т/ГОД	ПЕРЕДАЧА СТОРОННИМ ОРГАНИЗАЦИЯМ, Т/ГОД
Всего	**0,7682**		**0,7682**
в т. ч. отходов производства	**0,2457**		**0,2457**
отходов потребления	**0,5225**		**0,5225**
Янтарный уровень опасности			
Промасленная ветошь	0,0127	-	0,0127
Использованная тара	0,0008	-	0,0008
Зеленый уровень опасности			
Огарки электродов	0,0021	-	0,0021
Металлолом	0,0301	-	0,0301
Строительные отходы	0,2	-	0,2
Коммунальные отходы	0,5225	-	0,5225
Красный уровень опасности			
-	-	-	-

Все отходы подлежат вывозу в специализированные организации на утилизацию, обезвреживание и безопасное удаление.

По окончании строительства объектов производится рекультивация отведенных земель.

Произведен расчет платежей за загрязнение окружающей среды.

Представлено Заявление об экологических последствиях.

ВЫВОДЫ:

Рассмотрев представленный на государственную экологическую экспертизу рабочий проект ««Модернизация месторождения Кариман» и раздел «Охрана окружающей среды» к нему, Департамент экологии по Мангистауской области **СОГЛАСОВЫВАЕТ** данный проект.

Приложение 1

Нормативы выбросов загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу при строительстве

ПРОИЗВОДСТВО ЦЕХ, УЧАСТОК	НОМЕР ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА	НОРМАТИВЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ						ГОД ДОСТИЖЕНИЯ ПДВ
		СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ НА 2019 ГОД		НА 2020 ГОД		ПДВ		
КОД И НАИМЕНОВАНИЕ ЗАГРЯЗНЯЮЩЕГО ВЕЩЕСТВА		Г/С	Т/ГОД	Г/С	Т/ГОД	Г/С	Т/ГОД	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Организованные источники								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Строительство	0100			0,137333333	0,86965264	0,137333333	0,86965264	2020
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Строительство	0100			0,022316667	0,141318554	0,022316667	0,141318554	2020
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Строительство	0100			0,011666667	0,0758418	0,011666667	0,0758418	2020
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Строительство	0100			0,018333333	0,1137627	0,018333333	0,1137627	2020
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Строительство	0100			0,12	0,758418	0,12	0,758418	2020
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
Строительство	0100			2,1667E-07	1,39043E-06	2,1667E-07	1,39043E-06	2020

(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Строительство	0100			0,0025	0,01516836	0,0025	0,01516836	2020
(2754) Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете(10)								
Строительство	0100			0,06	0,379209	0,06	0,379209	2020
Итого по организованным источникам:				**0,372150217**	**2,353372444**	**0,372150217**	**2,353372444**	
в том числе факелы								
		–	–	–	–	–	–	
Неорганизованные источники								
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
Строительство	6100			0,00541	0,004961	0,00541	0,004961	2020
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
Строительство	6100			0,000424	0,0002827	0,000424	0,0002827	2020
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Строительство	6100			0,00105	0,000591	0,00105	0,000591	2020
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Строительство	6100			0,00517	0,00374	0,00517	0,00374	2020
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)								
Строительство	6100			0,000362	0,0002363	0,000362	0,0002363	2020
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид,(615)								
Строительство	6100			0,001283	0,0006046	0,001283	0,0006046	2020
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Строительство	6101			4,0625	0,015	4,0625	0,015	2020
(2868) Эмульсол (смесь: вода - 97.6%, нитрит натрия - 0.2%, сода кальцинированная(1435*)								
Строительство	6104			0,000002	4,32E-08	0,000002	4,32E-08	2020

(2902) Взвешенные частицы (116)								
Строительство	6101			0,1738	0,0006	0,1738	0,0006	2020
	6105			0,0000234	0,00000421	0,0000234	0,00000421	2020
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)								
Строительство	6100			0,000544	0,0003376	0,000544	0,0003376	2020
	6102			7,6	6,53	7,6	6,53	2020
	6103			33,65	6,53	33,65	6,53	2020
(2930) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)								
Строительство	6105			0,0000144	0,00000259	0,0000144	0,00000259	2020
Итого по неорганизованным источникам:				**45,5005828**	**13,08636004**	**45,5005828**	**13,08636004**	2020
Всего по предприятию:				**45,87273302**	**15,43973249**	**45,87273302**	**15,43973249**	2020

Нормативы выбросов загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу при эксплуатации

ПРОИЗВОДСТВО ЦЕХ, УЧАСТОК	НОМЕР ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА	НОРМАТИВЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ						ГОД ДОСТИЖЕНИЯ ПДВ
		СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ НА 2019 ГОД		НА 2020 ГОД		ПДВ		
КОД И НАИМЕНОВАНИЕ ЗАГРЯЗНЯЮЩЕГО ВЕЩЕСТВА		Г/С	Т/ГОД	Г/С	Т/ГОД	Г/С	Т/ГОД	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Организованные источники								

(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Обустройство	0001			0,01768	0,558	0,01768	0,558	2020
	0002			0,01768	0,558	0,01768	0,558	2020
	0003			0,01768	0,558	0,01768	0,558	2020
	0004			0,01768	0,558	0,01768	0,558	2020
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Обустройство	0001			0,002873	0,0906	0,002873	0,0906	2020
	0002			0,002873	0,0906	0,002873	0,0906	2020
	0003			0,002873	0,0906	0,002873	0,0906	2020
	0004			0,002873	0,0906	0,002873	0,0906	2020
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Обустройство	0001			0,01092	0,688	0,01092	0,688	2020
	0002			0,01092	0,688	0,01092	0,688	2020
	0003			0,01092	0,688	0,01092	0,688	2020
	0004			0,01092	0,688	0,01092	0,688	2020
(0410) Метан (727*)								
Обустройство	0001			0,01092	0,688	0,01092	0,688	2020
	0002			0,01092	0,688	0,01092	0,688	2020
	0003			0,01092	0,688	0,01092	0,688	2020
	0004			0,01092	0,688	0,01092	0,688	2020
Итого по организованным источникам:				**0,169572**	**8,0984**	**0,169572**	**8,0984**	
в том числе факелы								
		–	–	–	–	–	–	

Неорганизованные источники								
(0415) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)								
Обустройство	6001			0,00477	0,176892	0,00477	0,176892	2020
	6002			0,00477	0,176892	0,00477	0,176892	2020
	6003			0,00477	0,177015	0,00477	0,177015	2020
	6004			0,00477	0,177015	0,00477	0,177015	2020
	6005			0,001582	0,050316	0,001582	0,050316	
(0416) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)								
Обустройство	6001			0,001763	0,0728708	0,001763	0,0728708	2020
	6002			0,001763	0,0728708	0,001763	0,0728708	2020
	6003			0,001763	0,0729168	0,001763	0,0729168	2020
	6004			0,001763	0,0729168	0,001763	0,0729168	2020
	6005			0,001054	0,0335175	0,001054	0,0335175	
(0602) Бензол (64)								
Обустройство	6001			0,00002303	0,00073269	0,00002303	0,00073269	2020
	6002			0,00002303	0,00073269	0,00002303	0,00073269	2020
	6003			0,00002303	0,00073328	0,00002303	0,00073328	2020
	6004			0,00002303	0,00073328	0,00002303	0,00073328	2020
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Обустройство	6001			0,00000724	0,000230403	0,00000724	0,000230403	2020
	6002			0,00000724	0,000230403	0,00000724	0,000230403	2020
	6003			0,00000724	0,00023059	0,00000724	0,00023059	2020
	6004			0,00000724	0,00023059	0,00000724	0,00023059	2020
(0621) Метилбензол (349)								
Обустройство	6001			0,00001448	0,0004612	0,00001448	0,0004612	2020

	6002			0,00001448	0,0004612	0,00001448	0,0004612	2020
	6003			0,00001448	0,00046158	0,00001448	0,00046158	2020
	6004			0,00001448	0,00046158	0,00001448	0,00046158	2020
Итого по неорганизованным источникам:				**0,028947**	**1,088922186**	**0,028947**	**1,088922186**	
Всего по предприятию:				**0,198519**	**9,187322186**	**0,198519**	**9,187322186**	

Тукенов Р.К.
Руководитель департамента

Нұрберді З.Е.
И.о. начальника отдела

Базаралиева А.М.
Ведущий специалист

№: KZ28VCZ00563748

Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

РАЗРЕШЕНИЕ

на эмиссии в окружающую среду для объектов I, II и III категорий

(наименование природопользователя)

Товарищество с ограниченной ответственностью "Емир-Ойл",Республика Казахстан, Мангистауская область, Мунайлинский район, с.о.Даулет, с.Даулет, База НЕФТЕБАЗА, -

(индекс, почтовый адрес)

Индивидуальный идентификационный номер/бизнес-идентификационный номер: 020340004531

Наименование производственного объекта: Модернизация месторождения Кариман

Местонахождение производственного объекта:

Мангистауская область, Мангистауская область, Мунайлинский район, -,

Соблюдать следующие условия природопользования:

1. Производить выбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

в 2020 году 20,5354 тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн

2. Производить сбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн

3. Производить размещение отходов производства и потребления в объемах , не превышающих:

в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн

4. Производить размещение серы в объемах, не превышающих:

в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн

5. Не превышать лимиты эмиссий (выбросы, сбросы, отходы, сера), установленные в настоящем Разрешении на эмиссии в окружающую среду для объектов I, II и III категории (далее – Разрешение для объектов I, II и III категорий) на основании положительных заключений государственной экологической экспертизы на нормативы эмиссий по ингредиентам (веществам), представленные в проектах нормативов эмиссий в окружающую среду, материалах оценки воздействия на окружающую среду, проектах реконструкции или вновь строящихся объектов предприятий согласно приложению 1 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий.
6. Условия природопользования согласно приложению 2 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий.
7. Выполнять согласованный план мероприятий по охране окружающей среды согласно приложению 3 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий, на период действия настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий, а также мероприятия по снижению эмиссий в окружающую среду, установленные проектной документацией, предусмотренные положительным заключением государственной экологической экспертизы.
Срок действия Разрешения для объектов I, II и III категорий с 07.04.2020 года по 31.12.2020 года.
Примечание:
*Лимиты эмиссий, установленные в настоящем Разрешении для объектов I, II и III категорий, по валовым объемам эмиссий и ингредиентам (веществам) действуют на период настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий и рассчитываются по формуле, указанной в пункте 19 Правил заполнения форм документов для выдачи разрешений на эмиссии в окружающую среду.
Разрешение для объектов I, II и III категорий действительно до изменения применяемых технологий и условий природопользования, указанных в настоящем Разрешении.
Приложения 1, 2 и 3 являются неотъемлемой частью настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий.

Руководитель (уполномоченное лицо)	**Руководитель департамента**	**Тукенов Руслан Каримович**
	подпись	Фамилия,имя,отчество (отчество при наличии)

Место выдачи: Актау Г.А.

Дата выдачи: 07.04.2020 г.

Заключение государственной экологической экспертизы нормативов эмиссий по ингредиентам (веществам) на проекты нормативов эмиссий в окружающую среду, разделы ОВОС, проектов реконструкции или вновь строящихся объектов предприятий

№ п/п	Наименование заключение государственной экологической экспспертизы.	Номер и дата выдачи заключения государственной экологической экспертизы
Выбросы		
1	Заключение государственной экологической экспертизы на "Модернизация месторождения Кариман" (без сметной документации)	Номер: R01-0025/20 Дата: 07.04.2020
Сбросы		
Размещение отходов производства и потребления		
Размещение серы		

Приложение 2 к разрешению на эмиссии в окружающую среду

Условия природопользования

1. Соблюдать нормативы эмиссий, установленные выданным разрешением Департамента экологии по Мангистауской области.
2. Природоохранные мероприятия, предусмотренные Планом мероприятий по охране окружающей среды на период действия разрешения, реализовать в полном объеме и в установленные сроки. Отчет предоставлять ежеквартально до 10-го числа следующего месяца за отчетным кварталом.
3. Обеспечить реализацию условий программы производственного экологического контроля и мониторинга, и представлять отчет об их выполнении ежеквартально.
4. Отчеты по разрешенным и фактическим эмиссиям в окружающую среду предоставлять в Департамент экологии по Мангистауской области ежеквартально до 10-го числа следующего месяца за отчетным кварталом.
5. Систематическое нарушение природоохранного законодательства, а также нарушение природопользователем условий природопользования, повлекшего значительный ущерб окружающей среде и (или) здоровью населения является основанием для приостановки и лишения данного разрешения.