

	НАЗВАНИЕ ПРОЕКТА: Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе	НОМЕР ДОКУМЕНТА: KE01-A1-000-C5-A-AI-0003-000
	НАИМЕНОВАНИЕ ПОДРЯДЧИКА: ОО «CASPIAN ENGINEERING & RESEARCH»	КЛАССИФИКАЦИЯ ИНФОРМАЦИИ: Для внутреннего пользования
	НОМЕР КОНТРАКТА: № UI 182981 / 03 от 07.11.2023г.	
	НАЗВАНИЕ КОНТРАКТА: Предоставление услуг по проектированию и авторскому надзору	

НАЗВАНИЕ ДОКУМЕНТА:

Пояснительная записка. Раздел 1. Общая пояснительная записка

АННОТАЦИЯ

Краткое изложение цели и содержания документа

Задачей данного раздела проекта «Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе» является обобщение принятых разделами проектных решений, связанных с задействование резервных возможностей существующих мощностей объектов обустройства на Наземном комплексе на Этапе I промышленной разработки Полномасштабного освоения месторождения Кашаган.(ПОМ)

В составе данного документа комплексными проектными решениям в рамках разделов проекта стадии «Проект» (П) представлен обзор основных принципиальных решений по:

- устранению / расшивки узких мест по пропускной способности на существующих объектах обустройства НК м/р Кашагана (debottlenecking объектов / DBN), позволяющее создать условия для дальнейшего наращивания добычи нефти на месторождении Кашаган с 370 тыс. барр. в сутки периода ОПР до 450 тыс.барр. в сутки на Этапе I ПОМ;
- осуществлению дополнительных оптимизаций и модернизаций отдельных объектов производственного комплекса по внедрению лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности, обеспечивающих в условия наращивания мощности существующего комплекса повышение уровня безопасных условий его эксплуатации и функционирования, а также обеспечивающих дальнейшее повышения эффективности производств путем внесения точечных модификаций и изменений (PCN's и MoC's) в существующие процессы и оборудование.

Состав и содержание раздела «Общая пояснительная записка» (ОПЗ) разработаны в соответствии с нормативными требованиями СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектно-сметной документации на строительство», а проектные решения, представленные в ней, соответствуют государственным нормативным требованиям и межгосударственным нормативам, действующим в Республике Казахстан.

Перечень редакции

P02		Замечания НКОК Н.В. и «ОО Экспертиза КЗ»
P01		
Ред.	Дата	Описание редакции

Шаблон: 12-Y03-FR-00885-000_A02

Согласования

Подписи требуются в утвержденных редакциях

Составитель документа (подрядчик):	Ф.И.О.:	Соседов В.И
	Должность:	Главный инженер проекта
	Подпись:	
	Дата:	
Функциональное / техническое согласование	Ф.И.О.:	Гизатуллин А.Ф..
	Должность:	Директор по проектированию
	Подпись:	
	Дата:	
Утверждающее лицо: (Компания)	Ф.И.О.: БСД (указать полностью)	
	Должность: БСД	
	Подпись:	
	Дата:	

Термины Согласований (Подробную информацию смотрите в руководстве №:)

СД	Составитель документа Лицо, разрабатывающее данный документ
Ф/ТС	Функциональное / техническое согласование В зависимости от уровня Документа. В целом это лицо, имеющее полномочия подтвердить, что разработанный документ требуется для внедрения и соответствует определенному процессу.
УЛ	Утверждающее лицо В зависимости от уровня Документа. В целом это лицо, принимающее описанный процесс для внедрения и подтверждающее надлежащее выполнение описанного процесса.

Сведения об уточнениях

Если в текст документ включены "УТОЧНЕНИЯ", просим указать места данных уточнений на соответствующих номерах страниц.

№ уточнения	Раздел	Описание уточнения
<1>		

Учет редакции документа

Указать существенные отличия от предыдущей редакции документа.

Ред.	Дата	Описание редакции
P01		
P02		Замечания заказчика по показателям проекта и «ТОО Экспертиза KZ» по санитарно-гигиеническим требованиям и актуальности нормативов РК

Рассылка документа

Список консультантов для рассылки документа

Дата	Формат (1)	Получатель - Должность	Компания	Месторасположение(2)

Список информируемых лиц для рассылки документа

Дата	Формат (1)	Получатель - Должность	Компания	Месторасположение(2)

Примечания:

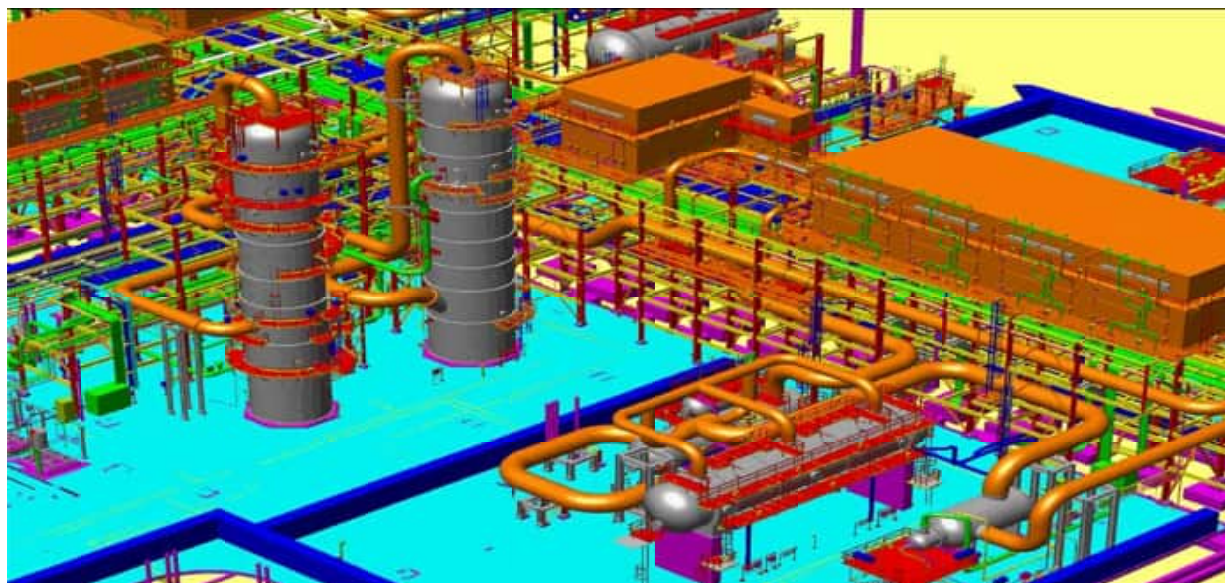
(1) ПО – печатный оригинал / ЭК – электронная копия / ПК – печатная копия / ЭСОД – электронная система организации документации;

(2) АТ – Атырау; ВТ – Баутино; NS – Нур-Султан; EW – Западный Ескене (Болашак); SH - Шапагат; KS – Морской комплекс; KN – Кошанай.

«НОРТ КАСПИАН ОПЕРЕЙТИНГ КОМПАНИ Н.В.»
TOO «CASPIAN ENGINEERING & RESEARCH»



ПРОМЫШЛЕННАЯ РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАШАГАН



ПРОЕКТ

Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание
производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном
комплексе

ТОМ 2.1

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Часть 1

РАЗДЕЛ 1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

2024г.

«НОРТ КАСПИАН ОПЕРЕЙТИНГ КОМПАНИ Н.В.»
TOO «CASPIAN ENGINEERING & RESEARCH»



Директор по
Производственным
Операциям НКОК Н.В.
Мухтаров К

М.П.



Генеральный Директор TOO
«CE&R»

Ахлиманов А.М.



**Промышленная разработка месторождения Кашаган.
Полномасштабное освоение**

ПРОЕКТ

**Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание
производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном
комплексе**

ТОМ 2.1

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Часть 1

РАЗДЕЛ 1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Объект № UI 182981/03-TPD-A1-000-000-2.1-ОПЗ

Рег. № _____

Экз. № _____

Директор по проектированию

Главный инженер проекта

А.Ф. Гизатуллин

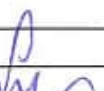
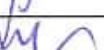
В.И. Соседов

г.Актау, 2024 г.

Обозначение (Инв. №)	НАИМЕНОВАНИЕ	РАЗДЕЛЫ		
1	2	3	4	5
UI 182981/03-TPD-A1-000-000-1-ПП Рег. №	Том 1 Паспорт проекта	ГП; ТХ; АК; СС; АС; ЭС,	ПТ; НВК (ВК); ОВ; ТС;	ТБ; ИТМ ГО и ЧС
	Том 2 Текстовая часть (Пояснительная записка):			
UI 182981/03-TPD-A1-000-000-2.1-ПЗ Рег. №	Том 2.1 Часть 1.	Раздел 1 Общая пояснительная записка (ОПЗ)		
UI 182981/03-TPD-A1-000-000-2.2-ПЗ Рег. №	Том 2.2 Часть 2	Раздел 2 (ГП) Раздел 3 (ТХ)		
UI 182981/03-TPD-A1-000-000-2.3-ПЗ Рег. №	Том 2.3 Часть 3	Раздел 4 (АС) Раздел 6 (АК) Раздел 7 (СС)		

Примечания:

- Проект «Обустройство месторождения Кашаган. Наращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе» выпущен в экземплярах:
 - Тома 1+4 в частях. (RU, ENG).....на бумажном носителе 4 экз., 1 эл. версия (оригинал + PDF) для НКОК Н.В;
 - Книги и Альбомы (RU, ENG).....на электронном носителе 1 эл. версия (оригинал + PDF) для НКОК Н.В и 1 эл. версия (оригинал + PDF) ТОО «Caspian Engineering & Research»;
 - Исходные данные.....на бумажных носителях, эл. версиях хранятся в архиве
- Состав проекта составлен согласно требованиям ГОСТ 21.101-97 «Основные требования к проектной и рабочей документации» под комплектование проектной-сметной документации (ПСД) на бумажном варианте носителя, в тома и части.
- ПСД на электронных носителях согласно требованиям СН РК 1.02-03-2022 скомплектована для графической части в альбомы, а для текстовой в книги;
- Разработка ЗНД и ОВОС осуществляется по отдельному договору, вне состава данного контракта.

						UI 182981/03-TPD- A1-000-000-СП					
Изм.	Уч	Лист	Недок	Подпись	Дата	Обустройство месторождения Кашаган. Наращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе Состав проекта			Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Соседов В			05.2024г				П	1	4
									ТОО «Caspian Engineering & Research» г.Актау		
ГИП		Соседов В			05..2024г						

Обозначение (Инв. №)		НАИМЕНОВАНИЕ		РАЗДЕЛЫ			
1		2		3	4	5	
UI 182981/03-TPD-A1-000-000-2.4-ПЗ Рег. №		Том 2.4 Часть 4		Раздел 5 (ЭС)			
UI 182981/03-TPD-A1-000-000-2.5-ПЗ Рег. №		Том 2.5 Часть 5		Раздел 8 (НБК) Раздел 9 (ПТ)	Раздел 10 (ОВиТС)	Раздел 12 (ТБ) Раздел 13 (ИТМ ГО и ЧС)	
UI 182981/03-TPD-A1-000-000-2.6-ПЗ Рег. №		Том 2.6 Часть 6		Заявление о намечаемой деятельности (ЗНД)			
UI 182981/03-TPD-A1-000-000-2.7-ПЗ Рег. №		Том 2.7 Часть 7		Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС)			
UI 182981/03-TPD-A1-000-000-2.8-ПЗ Рег. №		Том 2.8 Часть 8		Проект организации строительства (ПОС)			
		Том 3 Графическая часть (Основные чертежи) Существующее положение (чертежи, спецификации, ведомости)					
UI 182981/03-TPD-A1-000-000-3.1-ГП Рег. №		Том 3.1 Часть 1		Раздел 2 (ГП)			
UI 182981/03-TPD-A1-000-000-3.2-1- ТХ Рег. №		Том 3.2 Часть 2 Книга 1 Том 3.2 Часть 2 Книга 2		Раздел 3 (ТХ)			
UI 182981/03-TPD-A1-000-000-3.2-2- ТХ Рег. №				Раздел 3 (ТХ)			
-				UI 182981/03- TPD - A1-000-000-СП			ЛИСТ
							2
Изм.	Уч	Лист	№док	Подпись	Дата		

Обозначение (Инв. №)				НАИМЕНОВАНИЕ		РАЗДЕЛЫ		
1				2		3	4	5
UI 182981/03-TPD- A1-000-000-4.2-2- TX Рег. №				Том 4.2 Часть 2 Книга 2		Раздел 3 (ТХ)		
UI 182981/03-TPD- A1-000-000-4.2-3- TX Рег. №				Том 4.2 Часть 2 Книга 3		Раздел 3 (ТХ)		
UI 182981/03-TPD- A1-000-000-4.3-AC Рег. №				Том 4.3 Часть 3		Раздел 4 (АС)		
UI 182981/03-TPD- A1-000-000-4.4-1- ЭС. Рег. №				Том 4.4 Часть 4 Книга 1		Раздел 5 (ЭС)		
UI 182981/03-TPD- A1-000-000-4.4-2- ЭС Рег. №				Том 4.4 Часть 4 Книга 2		Раздел 5 (ЭС)		
UI 182981/03-TPD- A1-000-000-4.5-AK Рег. №				Том 4.5 Часть 5		Раздел 6 (АК)		
UI 182981/03-TPD- A1-000-000-4.6-CC Рег. №				Том 4.6 Часть 6		Раздел 7 (СС)		
UI 182981/03-TPD- A1-000-000-4.7-HBK Рег. №				Том 4.7 Часть 7		Раздел 8 (НБК)		
UI 182981/03-TPD- A1-000-000-4.8- ПТ Рег. №				Том 4.8 Часть 8		Раздел 9 (ПТ)		
UI 182981/03-TPD- A1-000-000-4.9- ОВ.ТС Рег. №				Том 4.9 Часть 9		Раздел 10 (ОВ и ТС)		
UI 182981/03-TPD- A1-000-000-4.10-ТБ Рег. №				Том 4.10 Часть 10		Раздел 12 (ТБ)		
						UI 182981/03- TPD - A1-000-000-СП		
Изм.	Уч	Лист	№ док	Подпись	Дата			
								ЛИСТ
								4

Деятельность ТОО «CE&R» осуществляется на основании:

- Государственной генеральной лицензии №13016856 от 24 октября 2013 года, выданной Комитетом по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития Республики Казахстан;
- Аттестата на право проведения работ в области обеспечения промышленной безопасности №0002234 от 23 июля 2013 года, выданной Комитетом по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью МЧС РК.

«Проект выполнен в соответствии с государственными и межгосударственными нормами, правилами и стандартами, действующими в Республике Казахстан»

Главный инженер проекта

подпись, дата

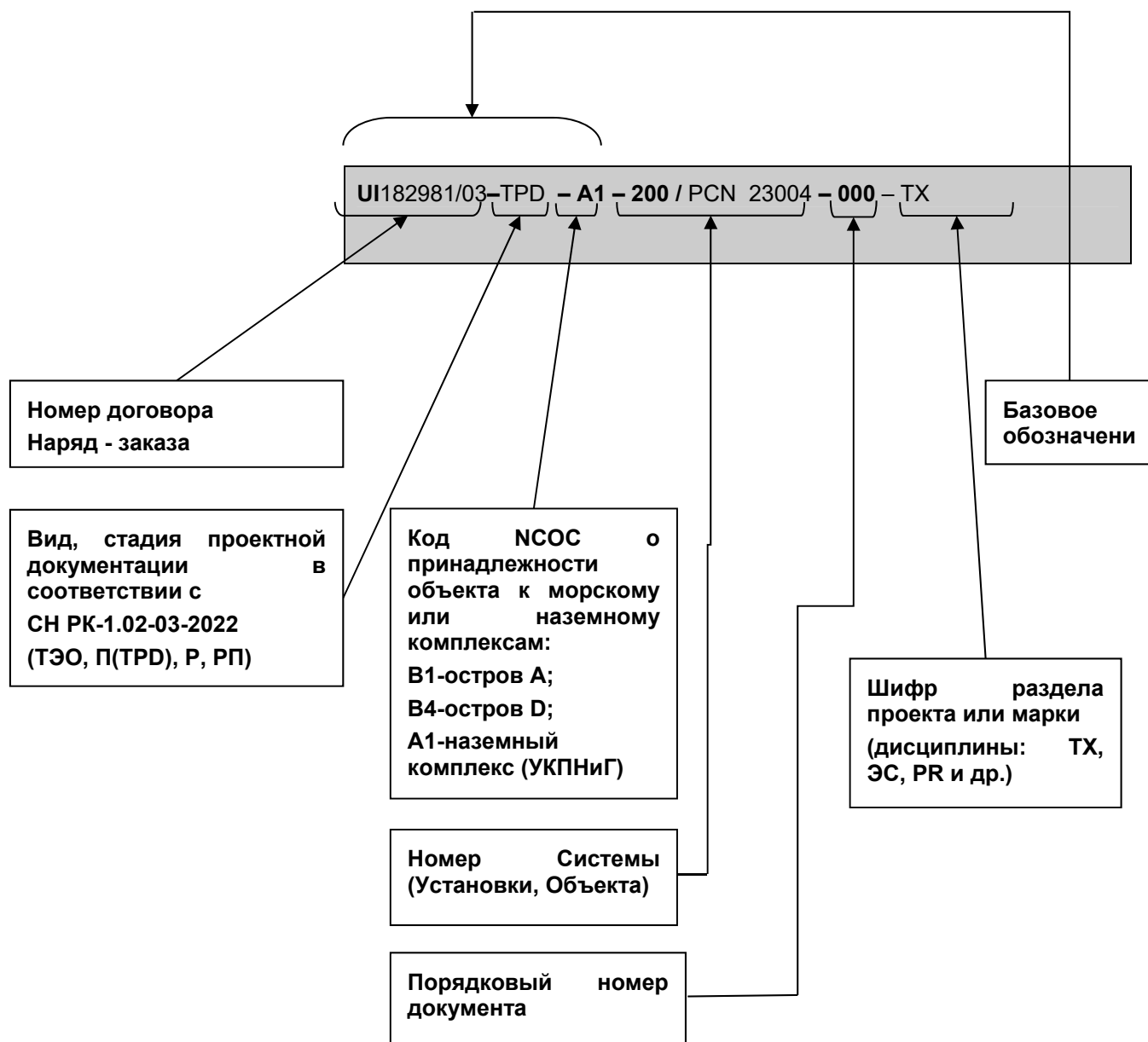


В.И. Соседов

инициалы, Фамилия

Легенда основного обозначения документов

Составлена на основе ГОСТ 21.101-97 «Основные требования к проектной и рабочей документации» и с учетом принятой в НКОК Н.В. кодировкой для проектной документации



ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

Сокращение	Полное название
1	2
ВД	Высокое давление
DC	Добывающий центр
e-MoC	electronic Management of Change – Электронное Управление Изменениями
ЗСГ	Закачка сырого газа
ЗРК	Закон Республики Казахстан
ККД	Каспийская коммерческая добыча
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматики
КВОРД	Тысяч баррелей нефти в сутки
КПБ МЧС РК	Комитет промышленной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан
МТБ	Материально-тепловой баланс
ОККВ	Отпарная колонна кислой воды
УИС	Установка извлечения серы
УОХГ	Установка очистки хвостовых газов
УОСВ	Установка очистки сточных вод
ОПО	Опасный производственный объект
ОПР	Опытно-промышленная разработка месторождения Кашаган (1 фаза разработки)
ОТУ	Опасное техническое устройство
НТД РК	Нормативно-техническая документация Республики Казахстан
НТУ	Наземная технологическая установка
ЦБ	Буровой центр
РК	Республика Казахстан
ПВ	Пластовая вода
ПБ	Промышленная безопасность - раздел проектной документации
PR	Project – Проект
ПРМ	Проект разработки месторождения
ПСБ	Приборные средства безопасности
ПСД	Проектно-сметная документация
ПОМ	Полномасштабное освоение месторождения
PCN	Plant Change Notice - Уведомление об изменении установки
СВД	Сверхвысокое давление
SIL	Интегральный уровень полноты безопасности (<i>Safety Integrity Level</i>)
СРП	Соглашение о разделе продукции по Северному Каспию от 18 ноября 1997 года с изменениями и дополнениями
НД	Нормативная документация
ТЗ	Техническое задание

Сокращение	Полное название
1	2
ТО	Техническое освидетельствование
ТЭП	Технико-экономические показатели
ЧРП	Частотно регулируемые приводы
[2 / 243]	Указатель библиографического документа, на который дается ссылка по тексту излагаемого материала. В квадратных скобках: [номер ссылочного документа / пункт, параграф и пр.]
ВД	Высокого давления
ГКЗ	Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых
ГСМ	Горюче-смазочные материалы
ЗВ	Загрязняющие вещества
КИН	Коэффициент извлечения нефти
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматика
КСКМ	Казахстанский сектор Каспийского моря
КТК	Каспийский трубопроводный консорциум
КТО	КазТрансОйл
ОВОС	Оценка воздействия на окружающую среду
ОЗТОС	Охрана здоровья, труда и окружающей среды
ОКИОК	Оффшор Казахстан Интернэшнл Оперейтинг Компани
ПДВ	Предельно-допустимые выбросы
ПДК	Предельно-допустимая концентрация
ПРМ	Проект разработки месторождения
ПЭМ	Производственный экологический мониторинг
РВС	Резервуар вертикальный стальной
РВСПК	Резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей
СВД	Сверхвысокого давления

1 ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

						UI 182981/03- TPD - A1-000-000- 2.1-ОПЗ					
Изм	К. уч	Лист	Недок	Подп.	Дата	Обустройство месторождения Кашаган. Наращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе			Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Соседов				05.24				П	14	465
Пров.									ООО "Caspian Engineering & Research" г. Актау		
Нач. отд.											
Н. контр.											
ГИП	Соседов				05.24	Общая пояснительная записка					

СОДЕРЖАНИЕ

1.1	Исходные данные.....	21
1.1.1	Основание для разработки проекта.....	21
1.1.2	Сведения о подтверждении соответствия разработанной проектно-сметной документации государственным нормативам, действующим на территории РК.....	23
1.1.2.1	Перечень основных нормативных документов, используемых при разработке проекта	24
1.1.3	Краткие сведения о лицензиате.....	26
1.1.4	Основные исходные данные для проектирования	28
1.1.5	Краткие сведения о месторождении и месте размещения сооружений	29
1.1.5.1	Краткая характеристика существующих объектов обустройства м/р Кашаган, возведенных в период ОПР	30
1.1.5.2	Основные положения полномасштабного освоения м/р Кашаган и Этапа I.....	34
1.1.5.3	Краткая характеристика существующих объектов обустройства Наземного комплекса	43
1.1.5.4	Установки Наземного комплекса обеспечивающие требования Кодекса РК по утилизации и комплексной переработке попутного нефтяного газа	56
1.1.5.5	Объекты устранения/расшивки узких мест (debottlenecking) и модификаций на УКПНиГ, обеспечивающие расширение мощности до 450 тыс. барр. нефти/сут., а также дополнительных оптимизаций и модернизаций	56
1.1.6	Природно-климатическая характеристика района освоения морского шельфа	91
1.1.6.1	Метеорологические условия.....	91
1.1.6.2	Сейсмичность	96
1.1.6.3	Инженерно-геологические условия района строительства	97
1.1.6.4	Экологические условия района осуществленного строительства	104
1.2	Статус ранее разработанной проектной документации	108
1.3	Краткая характеристика производственного комплекса УКПНиГ и входящих в его состав объектов в рамках наращивания добычи нефти до 450 тыс. барр. нефти / сут	114
1.3.1.	Производственная структура предприятия.....	114
1.3.1.1.	Предзаводская зона.....	116
1.3.1.2.	Зона инженерного обеспечения.....	116
1.3.1.3.	Технологическая зона	117
1.3.1.4.	Складская зона	117
1.3.1.5.	Уровень ответственности зданий и сооружений УКПНиГ.....	117
1.3.2.	Проектная мощность производственных объектов месторождения.....	118
1.3.2.1.	Современное состояния производственных мощностей основных технологических установок месторождения Кашаган	118
1.3.2.2.	Основные технологические показатели разработки месторождения Кашаган на период ПОМ, в т.ч. на Этапе I, обеспечивающие загрузку свободных мощностей технологических установок Морского и Наземных комплексов.	123
1.3.3.	Сведения о номенклатуре и техническом уровне намечаемой к выпуску продукции, сырьевой базе и комплексном использовании сырья.....	129

1.3.3.1.	Технический уровень намечаемой к выпуску продукции	129
1.3.3.2.	Сырьевая база.....	147
1.3.4.	Потребности в энергоресурсах (топливе, воде, тепловой и электроэнергии) ..	157
1.3.5.	Потребность в основных реагентах.....	163
1.3.5.1.	Потребление каустической соды.....	163
1.3.5.2.	Потребление диэтаноламина	163
1.4	Основные проектные решения по объектам изменений и модификаций (PCN's и eMOC's)	164
1.4.1.	Основные решения и показатели по генеральному плану.....	164
1.4.1.1.	Планировочные решения по размещению объектов модификаций по наращиванию добычи	164
1.4.1.2.	Организация рельефа и прокладка межплощадочных коммуникаций.....	177
1.4.1.3.	Организация транспорта	177
1.4.1.4.	Основные показатели по разделу «Генеральный план»	177
1.4.2.	Технологические решения	179
1.4.2.1.	Проектные решения по PCN 18027. Установки 210. Удаление воды с рефлюксной емкости фракционной колонны	182
1.4.2.2.	PCN 20037. Повышение эффективности колонн стабилизации нефти Установки 210. Замена внутренних компонентов из углеродистой стали на КСС.....	183
1.4.2.3.	PCN 22007. Установка 360. Проект защиты от избыточного давления компрессора ГМИ.....	187
1.4.2.4.	PCN 18032. Постоянная рециркуляция воды Установки очистки хвостовых газов (УОХГ) Установки 332	189
1.4.2.5.	PCN 18042. Механическое оборудование. U 300, U310, U320. U340. Замена внутренних устройств	192
1.4.2.6.	eMOC 23951. Установка330 «Удаление кислых газов». Замена насадки реабсорбера испарителя обогащенного амина A1-330-VJ-103/203.....	206
1.4.2.7.	eMoC 24319. Установка 321. Очистка СУГ. Модернизация регулирующих клапанов 3211-FCV-206 и 3212-FCV-206	207
1.4.2.8.	eMoC 22085. Установка 332. Установка очистки хвостовых газов (УОХГ). Технологическая линия сброса кислой воды с насосов A1-332-PA-202A/B водопоглощающей колонны в емкость дегазации кислой воды, A1-333-VN-001. Замена клапана регулирования расхода 3322-FCV-020	208
1.4.2.9.	eMoC 22371. Установка 331 - Установка извлечения серы. Повышение максимальной производительности по производству серы.....	209
1.4.2.10.	eMoC 22974. Установка 331 Установка извлечения серы. Замена регулирующего клапана A1-3311-FCV-013A/B и A1-3312-FCV-013A/B на более производительный с обратной связью по положению	210
1.4.2.11.	PR 20108. Установка 361. Экспортный газопровод сырого газа 1BCMA KP-2022 (подключения).....	211
1.4.2.12.	PCN 17011. Установка 330. Фильтрация бедного (ненасыщенного) амина. Дополнительные фильтры (Повышение эффективности фильтрации ДЭА).....	212
1.4.2.13.	eMoC 26126 / 26137. Установка 330. Избыточное давление в емкости испарителя амина из абсорбера амина линии 1, 2. Постоянное решение.....	216
1.4.2.14.	eMOC 24624 / 25338 / 26027 / 26094 / 26111 / 2636. Установка 334. Открытый склад серы. Комовая сера. Механизированная экскаваторная разработка серных блоков.....	217

1.4.2.15.	PCN 20109.- Проект экспорта СУГ (подключения).....	231
1.4.2.16.	еМоС 23247. Установка 221. Установка новых, дополнительных датчиков ПИГ для обеспечения необходимого охвата соответствующей зоны для предотвращения пожара и взрыва. Северная внеплощадочная зона.	236
1.4.2.17.	еМоС 20099. Установка 332. Модификации термического окислителя А1-332-FJ-101/201. Предотвращение вибрации корректировкой рабочего температурного режима..	236
1.4.2.18.	PCN 23003 . Установка 332. Установка очистки хвостовых газов. Подключения для охлаждения водопоглощающей колонны А1-332-VE-101/201 и контактора МДЭА А1-332-VJ-101/201	236
1.4.2.19.	PCN 22014 . Установка 332. Замена линии отходящего газа с установки Мегох и КО сепаратора отходящих газов с установки Мегох из углеродистой стали на КСС	237
1.4.2.20.	еМоС 26038. Установка 320. Установка пластинчатого теплообменника выравнивания температур парового конденсата с ребойлеров дезтанизатора и СУГ, А1-320-VN-101 и А1-320-VN-104.....	240
1.4.2.21.	еМоС 25640. Установка 560. Установка нейтрализации отработанного каустика (УНОК)	241
1.4.2.22.	PR 15021 – Установка 230. Модификации линии амина – каплеотбойные сепараторы	244
1.4.2.23.	PCN 23003. Установка 220 « Резервуары хранения и насосная товарной нефти». Точки врезки для охладителей экспортной (товарной) нефти	245
1.4.2.24.	PCN 21025. - Внедрение Автоматизированной системы мониторинга выбросов АСМВ (АEMS)	247
1.4.2.25.	еМоС 25599. Эксплуатация УКПНиГ без входного газосепаратора, но с эксплуатацией ОЗГ 1 и 2 на МК	252
1.4.3.	Архитектурно-строительные решения	259
1.4.3.1.	PCN 18027. Установка 210.- Удаление воды с рефлюксной емкости фракционной колонны.	259
1.4.3.2.	PCN 18032 - Постоянная рециркуляция воды Установки очистки хвостовых газов (УОХГ). Установка 332.....	260
1.4.3.3.	PCN 17011. Установка 330..Фильтрация бедного (ненасыщенного) амина. Дополнительные фильтры	260
1.4.3.4.	PCN 22007. Установка 360. Компримирование газа мгновенного испарения	260
1.4.3.5.	PCN 22014. Установка 321.. Замена материала линии отходящего газа.....	261
1.4.3.6.	PCN 21025. Установка 230. Внедрение АСМЭ	262
1.4.3.7.	еМОС 25640. Установка 560. Нейтрализация отработанного каустика (УНОК)..	262
1.4.3.8.	Установка 334. Открытый склад серы. Механизированная экскаваторная разработка серных блоков с получением комовой серы	263
1.4.3.9.	PCN 21017. Взрывоустойчивые модульные здания для укрытия операторов (BRM)	265
1.4.4.	Контроль и автоматизация	266
1.4.4.1.	Проектные решения по системе автоматизации объектов, обеспечивающих расширение мощности по добычи до 450 тыс. барр. нефти/сут.	266
1.4.4.2.	Объекты дополнительных оптимизаций и модернизаций Наземного комплекса по внедрению лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности	269
1.4.5.	Связь и сигнализация	280
1.4.5.1.	PR 20108. Установка 361. Новый трубопровод сырого газа Ду400 (DN 16”) от УКПНиГ до УКПГ третьей стороны для транспортировки осушенного неочищенного газа. Экспортный газопровод сырого газа 1ВСМА	280

1.4.5.2.	PCN 21017. Взрывоустойчивые модульные здания.....	281
1.4.6.	Электротехнические решения	282
1.4.6.1.	Существующая система электроснабжения объектов УКПНиГ.....	282
1.4.6.2.	PCN 18027. Удаление воды с рефлюксной емкости фракционной колонны Установки 210	285
1.4.6.3.	PCN 18032. Установка 520.- Постоянная рециркуляция воды Установки очистки хвостовых газов (УОХГ).	287
1.4.6.4.	PCN 20108/ Экспортный газопровод сырого газа 1ВСМА. Строительство нового трубопровода сырого газа.....	288
1.4.6.5.	еМос 26111 и еМос 25338. Установка 334. Комовая сера. Механизированная экскаваторная разработка серных блоков.....	289
1.4.6.6.	PCN 17011. Установка 330. Транш 1, 2. Фильтрация бедного (ненасыщенного) амина. Дополнительные фильтры (Повышение эффективности фильтрации ДЭА.	292
1.4.6.7.	еМоС 25640. Установка 560. Нейтрализация отработанного каустика (УНОК) ...	294
1.4.6.8.	PCN 21025. Установка 230, 332. Внедрение автоматизированных систем мониторинга эмиссий на стационарных установках.	297
1.4.6.9.	PCN23003. Установка 332.Точки Врезки для водопоглощающей колонны, МДЭА, Охладителей экспортной нефти.....	299
1.4.6.10.	еМоС 24586 и еМоС 24330. Система охладителей экспортной нефти. Установка 220	299
1.4.6.11.	PR 20109. Установка 321; 332. Проект экспорта СУГ (подключения).....	300
1.4.6.12.	PCN 22014. Установка 321. Замена материала линии отходящего газа системы Мерокс и каплеотбойника блока меркаптана с углеродистой на нержавеющую сталь.....	301
1.4.6.13.	PR15021. Установка 230. Модификации линии амина - каплеотбойные сепараторы в рамках кластера пластовых вод.	302
1.4.6.14.	PCN 22007. Установка 360. Защита компрессора газа мгновенного испарения от избыточного давления.....	302
1.4.6.15.	PCN 21017. Установка пунктов обогрева. Модульные здания для укрытия операторов (BRM).....	303
1.4.7.	Водоснабжение и канализация	305
1.4.7.1.	Существующие системы водоснабжения и водоотведения.....	305
1.4.7.2.	Объекты модификаций и изменений УКПНиГ в условиях наращивания добычи до 450 тыс. барр. нефти в сутки	310
1.4.8.	Противопожарные мероприятия	317
1.4.8.1.	Существующие системы обеспечения пожарной безопасности на УКПНиГ	317
1.4.8.2.	Проектные решения по противопожарным мероприятиям на объектах изменений и модификаций.....	319
1.4.9.	Отопление, вентиляция и кондиционирование. Теплоснабжение	322
1.4.9.1.	Существующие положения на УКПНиГ по системам отопления и вентиляции зданий	322
1.4.9.2.	Существующие положения на УКПНиГ по системам теплоснабжения	323
1.4.9.3.	Установки и объекты модификаций, требующие проектные решения по разделу ОВиТС	324
1.4.9.4.	Теплопотребление технологических установок, вспомогательных потребителей и зданий УКПНиГ с наращиванием производственных мощностей от 370 до 450 тыс. баррелей/сутки	327

1.4.10. Организационные и инженерно-технические мероприятия по обеспечению охраны труда и техники безопасности	336
1.4.10.1. Политика компании в области охраны труда и техники безопасности	336
1.4.10.2. Основы создания безопасных условий и охраны труда при возведении объектов обустройства нефтегазовой отрасли промышленности	337
1.4.10.3. Мероприятия по созданию благоприятных санитарно - бытовых условий.....	339
1.4.10.4. Принципиальные организационно-технические меры по системе покидания, эвакуации и спасению персонала	353
1.4.10.5. Мероприятия по обеспечению охраны труда и техники безопасности для объектов модификаций и изменений.....	355
1.4.10.6. Дополнительные организационно-технические мероприятия по охране труба и технике безопасности, необходимые для Этапа I	358
1.4.11. Инженерно-технические мероприятия по промышленной безопасности, гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	359
1.4.11.1. Инженерно-технические мероприятия по Гражданской обороне	359
1.4.11.2. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного характера	359
1.4.11.3. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного характера	373
1.4.11.4. Центр ликвидации аварийных ситуаций.....	374
1.4.11.5. Мероприятия по эвакуации и спасению персонала.....	375
1.4.11.6. Решения по предотвращению постороннего вмешательства в деятельность предприятия	377
1.4.11.7. Система оповещения.....	377
1.5 Сведения об очередности строительства и пусковых комплексах	378
1.5.1. Организация строительства объектов месторождения Кашаган с выделением очередей строительства.	378
1.5.2. Введение в эксплуатацию Промышленных объектов пусковыми комплексами	379
1.6 Меры по снижению уровня рисков	381
1.7 Управление производством (Организационные и инженерно-технические мероприятия по обеспечению эксплуатации и устойчивому функционированию объекта).....	384
1.7.1. Система технического управления предприятием	384
1.7.2. Автоматизация, механизация труда персонала	392
1.7.3. Численный состав персонала	392
1.7.4. Кадры и социальное развитие	392
1.7.4.1. Программы спонсорства и благотворительности	393
1.7.4.2. Защита атмосферного воздуха	395
1.7.4.3. Развитие местного содержания	398
1.7.5. Бытовое и медицинское обслуживание.....	399
1.8 Технические показатели проекта	401
1.9 Приложения	415

1.9.1. Задание на проектирование	415
1.9.2. Извлечение из утвержденного сторонами ТУ на передаваемый третьей стороне экспортный сырой кислый газ касательно компонентного состава газа. .	465

1.1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

1.1.1 Основание для разработки проекта

Проект «Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе» (далее проект «ТПД 450 НК») первой стадии проектирования «Проект» разработан на основании:

- Контракта № UI 182981 и наряд-заказа № 03 от 07.11.2023г. на услуги по проектированию, заключенного с Компанией НКОК Н.В. на разработку проекта обустройства объектов в связи с переходом освоения м/р Кашаган с этапа ОПР на этап Полномасштабного освоения месторождения (ПОМ) при промышленной разработке месторождения Кашаган и задействованием свободных мощностей объектов Морского комплекса и Наземного комплекса с целью наращивания их производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Этапе I разработки месторождения;
- Задания на проектирование, выданного компанией НКОК Н.В. и приложенных к нему согласно требованиям п.5.8 СН РК 1.02-03-20022 исходных материалов (данных), см. приложение 1.9.1;
- Рабочей документации для строительства объектов производственных площадок НК, выполненной Подрядными организациями НКОК Н.В. и предоставленной Заказчиком для ее применения, а также на основании полученной от Заказчика исполнительной документации по фактически выполненным строительно-монтажным работам, а также материалов комплексных инженерных изыскания под объекты модификаций.

Дальнейшее наращивание добычи нефти на месторождении Кашаган в настоящее время ограничено, как показано на упрощенной блок-схеме, см. Рис.1.1.1.-1, принятыми решениями периода ОПР по утилизации сырого газа как за счет необходимой дополнительной обратной закачкой газа на Морском комплексе, так и ограниченными мощностями газовых линий УКПНГ на Наземном комплексе.

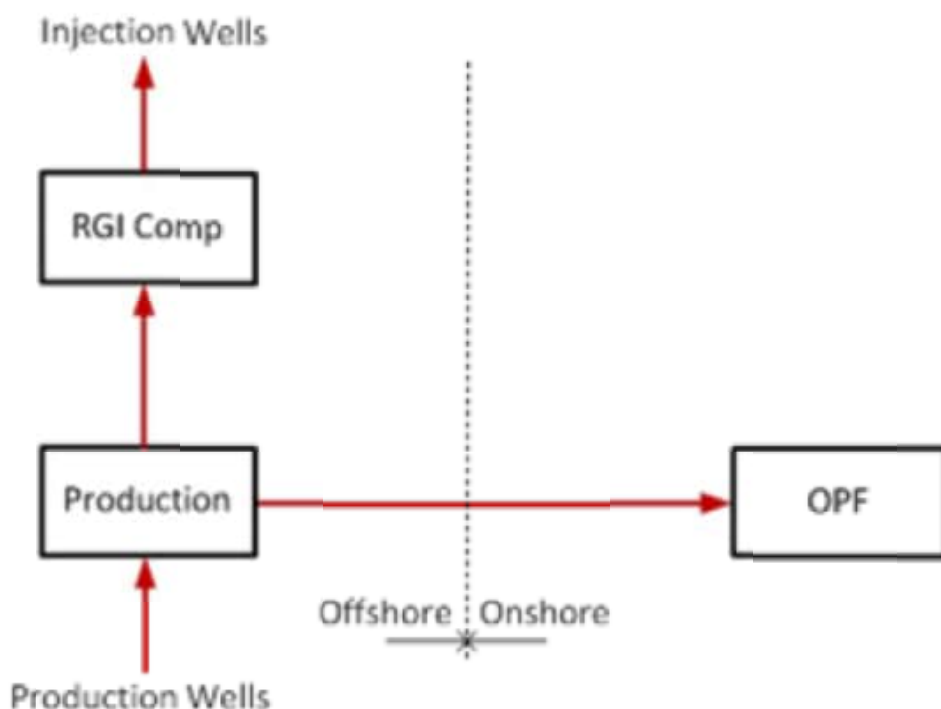


Рисунок.1.1.1.-1. Упрощенная блок-схема добычи на м/р Кашаган.

Как показано на Рис.1.1.1-1 добытая жидкость и часть сырого газа из технологических линий МК направляется на Наземный комплекс для соответствующей подготовки и комплексной переработки, а оставшая часть сырого газа повторно закачивается в нагнетательные скважины Острова D посредством компрессорных установок ОЗГ. Таким образом, ключевыми объектами модификаций, позволяющими дальнейшее наращивание добычи нефти с 370 тыс. барр. нефти/сут периода ОПР до показателя 450 тыс. барр. нефти/сут периода ПОМ, являются:

- модификация компрессоров обратной закачки газа Установки 365, с целью использования 12% заводского заложенного резерва по напору в целях повышения их производительности. RGI были рассчитаны на напор 760 бар, который выше фактически возможного 660-680 бар, т.к. дальнейшее повышение устьевого давления выше чем 645 бар. ограничено максимально допустимым давлением для защиты пласта;
- снятие вопроса ограничения по переработке дополнительного добытого сырого газа на Наземном комплексе из-за ограниченной производительности газовых линий на УКПНИГ.

Проектные решения по устранению узких мест (УУМ) на Морском комплексе, в состав которых входили модификации компрессоров обратной закачки газа Установки 365 и ряд принятых технических решений и дополнений (PCN's и eMOC's), направленных в первую очередь на устранение узких мест по гидравлическим ограничениям в трубопроводных коммуникациях и выявленных в существующем оборудовании, а также направленных на совершенствование и модернизацию отдельных технологических процессов, оборудования и систем вспомогательно-производственного и инженерного обеспечения, представлены в отдельном проекте «Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Морском комплексе»

В настоящем, вопрос снятия ограничения по переработке дополнительного добытого сырого газа на Наземном комплексе в связи с наращиваем добычи до 450 тыс. баррелей/сутки принципиально решен реализацией проекта «Строительство нового трубопровода сырого газа» (KT00-00-362-4U-4-RF-0001-000), в результате чего дополнительно добытый газа в объеме 1 млрд. ст. м3 в год на Этапе I будет перенаправлен с УКПНИГ на УКПГ третьей стороны.

Однако, предметом разработки настоящего проекта касательно Наземного комплекса также стали как и на Морском комплексе целый ряд аналогичных модификаций, технических решений по изменениям и дополнениям (PCN's и eMOC's), направленных с целью достижения повышения производительности установок НК до 450 тыс. баррелей/сутки:

- на устранение узких мест по гидравлическим ограничениям в трубопроводных коммуникациях и выявленных в существующем оборудовании;
- на совершенствование и модернизацию отдельных технологических процессов, оборудования и систем вспомогательно-производственного и инженерного обеспечения, необходимость которых выявлена по итогу наработанного эксплуатационного опыта в период с 28.09.2016 г. по 05.12.2018г. (дата Акта приемки объекта в эксплуатацию 3 пускового комплекса) осуществления комплексного опробования технологических сооружений и инженерного обеспечения НК под нагрузкой на собственных добытых нефти и газе, осуществляемого в период плановых ПНР в эксплуатационном режиме, в т.ч. по итогу полученного накопленного эксплуатационного опыта в результате освоения м/р за период ОПР, где велось последовательное наращивание уровня добычи согласно принятым трем пусковым комплексам, в т.ч. ПКЗ, для достижения конечных технологических показателей разработки м/р Кашаган периода ОПР, устойчивой добычи нефти на уровне полки в 370 тыс. баррелей/сутки.

Дополнительно, в рамках данного проекта приняты проектные решения по отдельным узлам технологических установок, направленным на внедрение лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности, обеспечивающих в условия наращивания мощностей повышение эффективности, уровня безопасных условий его эксплуатации и функционирования.

Таким образом, весь комплекс объектов, по которым выполнялись локальные проектные работы в объеме данного проекте ТПД 450 НК, условно сгруппированы в силу целевых технических задач, которые ставились для объекта модификации и изменения, на две группы:

- Объекты debottlenecking (объекты устранения / расшивки узких мест) и модификаций на НК, обеспечивающих непосредственно задачу по расширению мощности по добычи до 450 тыс. барр. нефти/сут. без необходимости ввода дополнительных скважин;
- Объекты дополнительных оптимизаций и модернизаций Наземного комплекса по внедрению лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности, обеспечивающих повышение уровня эффективности, безопасных условий его эксплуатации и функционирования.

Весь в целом состав объектов Наземного комплекса в данном проекте проектными решениями не рассматривался, т.к. ранее утвержденными проектами этапа ОПР изначально предусматривалось на объектах обустройства наращивание добычи до 450 тыс.барр. нефти /сут. на последующих этапах освоения м/р Кашаган и соответствующая для этого производительность как технологических установок, так и систем инженерного обеспечения закладывалась с учетом соответствующего резерва их мощностей. Однако в процессе освоения месторождении были выявлены отдельные «Узкие места», которые и были рассмотрены в данном проекте. Исключением являются две газовые технологические линии, максимальная мощность, которых ограничена уровне добычи периода ОПР 370 тыс. барр.

нефти/сут. и на которые приходится по 110 экв. тыс. барр. нефти/сут. Вместе с тем по газовым линиям УКПГ проведены ряд модификаций, направленные на достижение их стабильного и эффективного функционирования. Они также включены в данный проект и рассмотрены проектными решениями.

Всего в проекте ТПД 450 НК рассмотрено ключевых изменений и модификаций, требующих в соответствии с ЗРК «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан» от 16 июля 2001 года № 242 разработки ПСД, в количестве 31 объектов, в т.ч.:

- по PCN's 17;
- MOC's 14.

Данные изменения и модификации затронули на Наземном комплексе следующие технологические установки, установки инженерных вспомогательных систем и объекты:

- Установка 200. Установка сепарации нефти;
- Установка 210. Установка подготовки сырой нефти (Технологические линии 1,2,3);
- Установка 220. Резервуары хранения и насосная товарной нефти;
- Установка 360. Установка компримирования газа мгновенного испарения (ГМИ);
- Установка 300. Установки сепарации газа;
- Установка 310. Система дегидратации газа;
- Установка 340. Установки контроля точки росы;
- Установка 320. Установки извлечения СУГ;
- Установка 321. Очистка СУГ;
- Установка 221. Резервуары хранения и насосная СУГ;
- Установка 190. Экспортный трубопровод СУГ. Камера пуска скребка;
- Установка 361. Новый трубопровод сырого газа Ду400 (DN 16") от УКПНИГ до УКПГ третьей стороны для транспортировки осушенного неочищенного газа;
- Установка 330. Удаление кислых газов;
- Установка 331. Установка извлечения серы;
- Установка 334. Открытый склад серы;
- Установка 332. Установка очистки хвостовых газов (УОХГ);
- Установка 230. Факельная система;
- Установка 520. Система производственного водоснабжения;
- Установка 560. Система пластовой воды;
- Установка 920. Система главного распределения электроэнергии менее 1 000 В;
- Установка 600. Система получения азота;
- Установка 990. Система видеонаблюдения;
- Установка 935. Электротехническая система;
- Установка 970. Система КИП и Система Управления. Система управления (дистанционное управление);

Детальный состав объектов модификаций, изменений и дополнительных объектов с их краткой характеристикой задач проектных решений с учетом существующих на объектах УКПНИГ технологических линий представлена ниже в подразделе 1.1.5.3, Таблице 1.1.5.-3.

1.1.2 Сведения о подтверждении соответствие разработанной проектно-сметной документации государственным нормативам, действующим на территории РК

По своему составу и содержанию проектная документация выполнена в соответствии с требованиями СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство» для двух стадийного проектирования касательно первой стадии «Проект».

На основании положений Задания на проектирование в состав данного проекта не были включены следующие разделы, т.к. проектные решения по ним были приняты в составе ранее утвержденных проектов на ранних стадиях освоения месторождения Кашаган или из-за отсутствия нормативной обязательной необходимости:

- Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне в связи с тем, что проект ПРУ разработан отдельным проектом в рамках отдельного договора с размещением за территорией УКПНИГ;
- Эффективность инвестиций и технико-экономические показатели (инвестиционные ресурсы были привлечены за счет иностранного капитала, являющимися собственными средствами компаний);
- Автоматизированная система мониторинга зданий и сооружений;
- Система обеспечения комплексной безопасности и антитеррористической защищенности для особо важных объектов;
- Сметная документация (инвестиционные ресурсы были привлечены за счет иностранного капитала, являющимися собственными средствами компаний).

Разделы «Заявление о намечаемой деятельности» (ЗНД) и «Оценка воздействия на окружающую среду» (ОВОС), связанный с принятыми проектными решениями по модификациям и изменениям на объектах обустройства УКПНИГ (объектах устранения узких мест), обеспечивающих расширение мощности по добычи нефти до 450 тыс. барр. нефти/сут, разрабатываются вне рамок состава данного проекта, отдельной подрядной организацией по прямому договору с НКОК. Однако на согласовательные и экспертные процедуры проектная документация подлежит к представлению заказчиком совместно, комплексно.

Настоящий проект разработан с учетом действующих норм, правил, инструкций и государственных стандартов РК, в соответствии с Рациональной мировой практикой эксплуатации нефтяных месторождений, а также были использованы общепринятые в промышленности международные стандарты, нормативные документы и положения для всех высокотехнологических сооружений и трубопроводов, которые согласованы к применению контролирующими органами РК (см. приложение 1.9.2).

При этом, в тех случаях, когда Государственные стандарты Республики Казахстан были более предпочтительнее, обеспечивая более жесткие требования по созданию безопасных условий осуществления строительно-монтажных работ и эксплуатации, надежность конструкций, устойчивость функционирования объекта и охрану труда, при проектировании были использованы Государственные стандарты Республики Казахстан.

1.1.2.1 Перечень основных нормативных документов, используемых при разработке проекта

Перечень основных нормативных документов, действующих на территории РК ниже представлен в Табл. 1.1.2.1-1.

Таблица 1.1.2.1-1. Перечень примененных основных нормативных документов, действующих на территории РК

№№ п/п	Наименование	Примечания
1	2	3
1.	СН РК 1.02-03-2022 "Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство» (с изменениями и дополнениями от 26.07.2023)	
2.	Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2023 г.)	
3.	«Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утв. Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15.06.2018 № 239.	
4.	Закон Республики Казахстан от 16 июля 2001 года № 242 Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в	

№№ п/п	Наименование	Примечания
1	2	3
	Республике Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 27.04.2024 г.)	
5.	Закон Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188-V «О гражданской защите»;	
6.	«Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утв. Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355.	
7.	«Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов, осуществляющих проведение нефтяных операций на море», утв. Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 356.	
8.	«Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов по подготовке и переработке газов», утв. приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30.12.2014 № 357.	
9.	«Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением», утв. Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 358.	
10.	ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти и воды нефтяных месторождений»	
11.	ОНТП 1-86 «Общесоюзные нормы технологического проектирования газоперерабатывающих заводов»	
12.	«Требования промышленной безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов» Утвержденные приказом Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от «27» июля 2009 года № 176.	
13.	Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности», утв. Приказом Министра внутренних дел Республики Казахстан от 17 августа 2021 года № 405. » (с изменениями по состоянию на 24.10.2023 г.)	
14.	Технический Регламент Таможенного Союза ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под давлением.	
15.	СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»	
16.	Инструкция по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов. Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 27 июля 2021 года № 359	
17.	NACE MRO175 «Стандартные технические требования к материалам. Устойчивые к растрескиванию под действием напряжений в сульфидсодержащей среде материалы, предназначенные для нефтепромыслового оборудования»	
18.	СН РК 4.02-02-2011 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»	
19.	СТ РК ИСО 23251-2010 «Промышленность нефтяная, нефтехимическая и газовая. Системы сброса и снижения давления»	
20.	ГОСТ Р МЭК 61511-1-2018 «Безопасность функциональная. Системы безопасности приборные для промышленных процессов. Часть 1.	»

№№ п/п	Наименование	Примечания
1	2	3
	Термины, определения и технические требования»	
21.	ГОСТ 12.2.085-2017 Межгосударственный стандарт. «Арматура трубопроводная. Клапаны предохранительные. Выбор и расчет пропускной способности»	
22.	API 520-1 «Выбор размеров, подбор и установка устройств сброса давления. Часть 1. Выбор размеров и подбор устройств»	
23.	«Правила устройства электроустановок», утв. Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20.03.2015 № 230	
24.	ГОСТ 32569-2013 Межгосударственный стандарт «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»	
25.	СН РК 3.01-03-2011 «Генеральные планы промышленных предприятий»	
26.	СП РК 3.01-103-2012 «Генеральные планы промышленных предприятий» (с изменениями от 06.11.2019)	
27.	СН РК 3.03-22-2013 «Промышленный транспорт»	
28.	СП РК 3.03-122-2013 «Промышленный транспорт» (с дополнениями от 01.12.2023 г.)	
29.	СН РК 4.02-03-2012 и СП РК 4.02-103-2012 «Системы автоматизации»	
30.	СП РК 2.02-102-2022 «Пожарная автоматика зданий и сооружений»	
31.	СН РК 4.04-07-2019 и СП РК 4.04-107-2013 «Электротехнические устройства»	
32.	СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология»	
33.	НТП РК 01-01-3.1(4.1)-2017 «Нагрузки и воздействия на здания»	
34.	СН РК 5.01-02-2013 / СП РК 5.01-102-2013 «Основания зданий и сооружений»	
35.	СН РК 2.01-01-2013 / СП РК 2.01-101-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии»	
36.	СП РК 2.02-101-2022 / СН РК 2.02-01-2019 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»	
37.	СН РК 2.02-02-2023 / СП РК 2.02-102-2022 «Пожарная автоматика зданий и сооружений»	
38.	СН РК 4.01-03-2013 / СП РК 4.01-103-2013 «Наружные сети и сооружения водоснабжения и водоотведения»;	
39.	СН РК 4.02-01-2011 / СП РК 4.02-101-2012. «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха»	
40.	Приказ Министра внутренних дел Республики Казахстан от 6 марта 2015 года №190 Об утверждении «Объема и содержания инженерно-технических мероприятий гражданской обороны»	

1.1.3 Краткие сведения о лицензиате

Освоение месторождения Кашаган проводится в соответствии с Соглашением о Разделе Продукции (СРП) по разведке и добыче углеводородов на участке Северного Каспия, которое было подписано 18

ноября 1997 года между Правительством Республики Казахстан, АО «ННК «Казахойл» и участниками международного Консорциума. В состав Консорциума входят крупнейшие мировые нефтяные компании, имеющие богатый опыт и практику проведения работ по разведке и эксплуатации нефтяных месторождений (включая морское бурение и строительство наземных объектов по подготовке нефти и газа).

В соответствии с постановлением Правительства РК за № 428 от 25 февраля 2002 года полномочным органом по представлению интересов государства в Соглашении о разделе продукции по Северному Каспию определена национальная компания «Казмунайгаз».

В последний период 2008г. было достигнута договоренность об изменении долей партнеров и подписан Меморандум между Правительством РК и представителями Консорциума.

Согласно Меморандума доли участия пересмотрены, где роль ответственности РК за освоение месторождения приведены в соответствие с интересами страны, собственницы недр. Перераспределение представлено ниже на Рис.1.1.3-1.

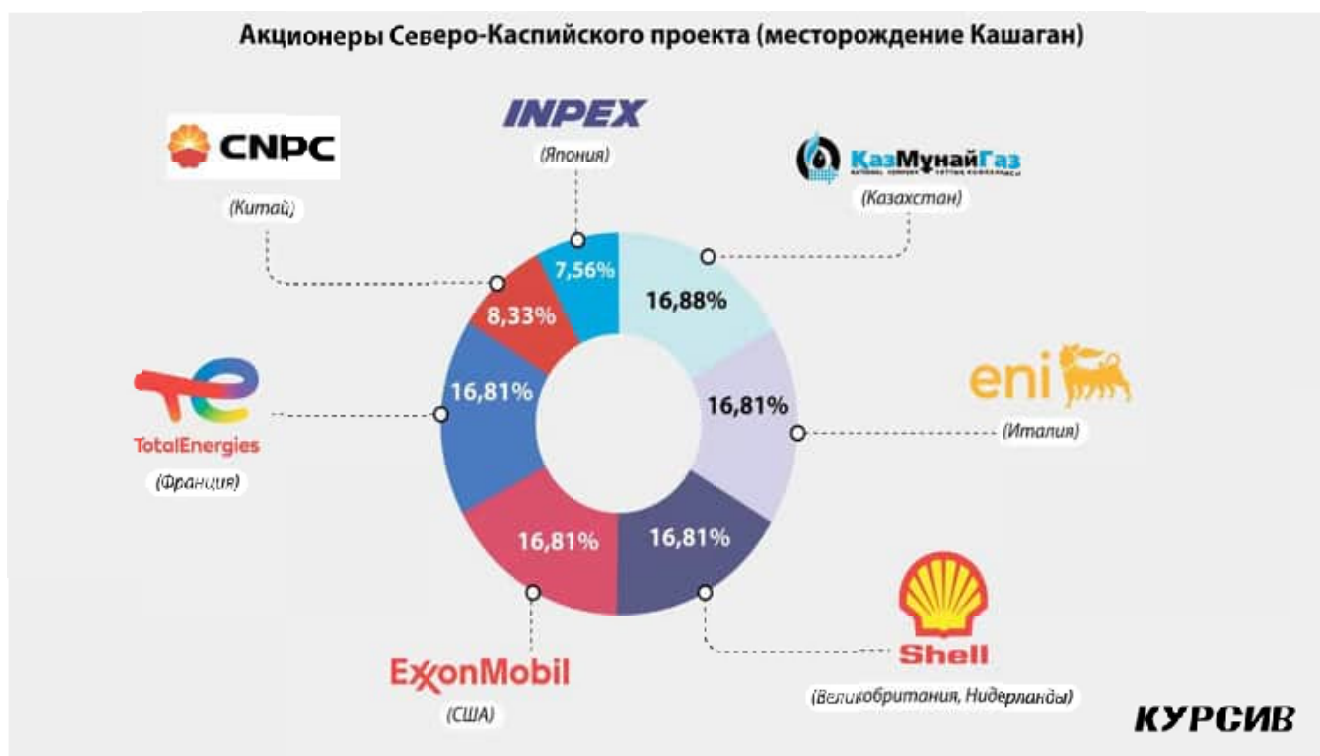


Рисунок 1.1.3-1 Участники СРП и их доли в проекте согласно Меморандума о перераспределении долей участия партнеров по СРП.

Деятельность Консорциума на территории РК осуществляется в соответствии с условиями Лицензии на право пользования недрами для разведки и добычи углеводородного сырья серии ГКИ №1016 (нефть) от 18 ноября 1997 года. Лицензия зарегистрирована в Министерстве Юстиции РК под регистрационным номером №946-1910-Фл(ИУ) от 6 июля 1998 года. Основным видом деятельности Консорциума – разведка, добыча, очистка, транспортировка и сбыт углеводородного сырья.

Первый приток нефти на месторождении был получен в июле 2000 года при испытании визейского горизонта в скважине ВК-1, расположенной на восточном куполе крупного карбонатного массива Кашаган. 15 июля 2000 года Республике Казахстан было представлено Уведомление об Открытии месторождения и затем, согласно условиям СРП, была подготовлена Программа Оценки. В период выполнения работ, предусмотренных Программой Оценки, партнерами Консорциума и Полномочным органом РК – ЗАО «НК «КазМунайгазГаз» – 30 июня 2002 г. было сделано совместное заявление о коммерческом открытии на месторождении Кашаган.

В октябре 2008 года Республика Казахстан достигла договоренности с семью компаниями, участвующими в Соглашении о разделе продукции по Северному Каспию (СРПСК), о создании новой совместной операционной компании – Норт Каспиан Оперейтинг Компани Б.В.

Норт Каспиан Оперейтинг Компани Б.В. (НКОК) официально стал назначенным Оператором работ в рамках СРПСК 22 января 2009 года согласно договоренностям, подписанным 31 октября 2008 года

между Республикой Казахстан и участниками Северо-Каспийского Консорциума (также именуемые как «Подрядные компании»).

НКОК, в качестве назначенного Оператора по СРПСК, определяет общую стратегию Консорциума в рамках СРПСК, обеспечивает планирование и координирование, управляет научными геологическими и концептуальными исследованиями, а также осуществляет взаимодействие с заинтересованными сторонами, в частности, с государственными органами.

Подрядный участок в рамках СРПСК занимает территорию 5600 км. и включает гигантское месторождение Кашаган, одно из крупнейших нефтяных месторождений в мире, а также месторождения Каламкас, Актоты и Кайран.

Условиями СРПСК предусмотрено проведение разведочных работ в течение 6 лет с момента подписания СРПСК с возможностью продления проведения разведочных работ еще на 2 года. На освоение месторождения Кашаган и добычу углеводородного сырья отведено 20 лет с возможностью продления периода освоения и добычи дважды по 10 лет.

На этапе ОПР месторождения Кашаган осуществляется добыча нефти и газа на добывающих блоках и комплексе первичной подготовки нефти и газа, размещенному на морском шельфе. Окончательная подготовка нефти и газа, а также первичная переработка попутного нефтяного газа (далее ПНГ) осуществляться на Наземном комплексе.

Ключевой задачей при достижении поставленной ОПРСК цели является обеспечение устойчивого развития (разработки месторождения), при котором соблюдались бы все требования по безопасности, юридические, фискальные, экологические и социальные требования, а также условия, указанные в СРПСК.

1.1.4 Основные исходные данные для проектирования

На основании требований СН РК 1.02-03-2022 (пп. Раздела 5 и Приложения Б) а также учитывая специфические особенности требований к разработке проектов обустройства месторождений нефтегазовой отрасли промышленности, в качестве исходных данных для разработки являются следующие основные материалы:

- Отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Кашаган Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию на 02.01.2012 г.), утвержденный Протоколом ГКЗ РК № 1228-12-У от 19 ноября 2012 г.;
- Отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Кашаган» по состоянию на 02.07.2019г (ПЗ-2020), выполненный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен в 2020г на основе фактической истории ОПР месторождения и результатов геолого-промысловых исследований и изучений, проведенных за период с составления ПЗ-2012;
- Отчет, «Авторский надзор за реализацией ДОПР месторождения Кашаган по состоянию на 01.01.2017г.», утвержденный Протоколом № 87 ЦКРР МЭ РК с уточненными технологическими показателями и принятый к сведению Комитетом геологии и недропользования МИР РК за № 27-5-1707и от 28.08.2017г.;
- «Анализ разработки месторождения Кашаган по состоянию на 01.10.2018г.», согласованного Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки (Протокол ЦКРР № 7/6 от 01.02.2019г., г. Астана);
- «Проект разработки месторождения Кашаган по состоянию на 01.04.2020г.» (Протокол ЦКРР г. Астана №04-0/5542-вн от 16.06.2021г);
- Проект обустройства (ТПД) «Проект обустройства объектов опытно – промышленной разработки м/р Кашаган. Наземный комплекс. УКПНиГ. Корректировка очередей 1, 2, 3 с выделением пусковых комплексов» (Заключение № 01-0411/13 от 29 июня 2013г. РГП «Госэкспертиза»);
- Проект обустройства (ТПД) «Проект обустройства объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Наземный комплекс. УКПНиГ. Корректировка очередей 1,2,3 с выделением пусковых комплексов. Дополнение» (Заключение №.01-0409/16 от 08.09.2016г. РГП «Госэкспертиза»;
- «Проект обустройства объектов опытно – промышленной разработки м/р Кашаган. Наземный комплекс. Модернизация УКПНиГ» (Заключение ГЭ № 01-0007-21 от 12.01.2021г. РГП «Госэкспертиза»);

- КТ00-00-362-4U-4-RF-0001-000. Проект «Строительство нового трубопровода сырого газа»;
- Проект разработки месторождения Кашаган по состоянию на 01.04.2020 Предварительная оценка воздействия на окружающую среду;
- Отчет компании ТОО CBS «Проведение анализа существующей документации по произведённым изменениям (PCN's и MOC's) морского комплекса для наращивания производительности с 370 до 400 тыс. бар/сут, с 400 до 450 тыс.бар/сут.», KE01-B0-000-4U-A-RE-0001-000;
- Представленный НКОК Н.В. состав объектов Наземного комплекса, по которым намечены изменения и модификации (PCN's и MOC's);
- Отчеты компании ТОО CER по темам «Обустройство объектов промышленной разработки месторождения Кашаган. ПОМ. Этап IIA. Требования нормативов РК к отдельным темам и объектам НКОК. Анализ возможной гармонизации расхождений между требованиями международных норм и норм РК:
 - Часть 1. Несоответствие рабочего давления сосуда данным в паспорте сосуда (сепаратор ВД морского комплекса);
 - Часть 2. Требования и общий порядок продления срока службы оборудования;
 - Часть 3. Анализ примеров расчетов ППК, выполненных на основе API;
 - Часть 3:
- Согласование с государственным органом значения максимального допустимого избыточного давления (МДИД): РК - 110%; НКОК - 116%;
- «Требования к термическим разгрузочным клапанам. Указания относительно принципов проектирования термических разгрузочных клапанов и прочие открытые вопросы в условиях наращивания добычи»;
- В качестве исходных данных, актуальные материалы комплексных инженерных изысканий:
 - KE01-A0-670-G-RE-0001-000. Отчет по «Геотехническим изысканиям на площадках Транш 1 и Транш 2 на территории завода «Болашак»», ТОО "КаспГео", Контракт №UI19319. Заказа на поставку №4512542467 от 21.01.2016;
 - KG00-00-670-CA-G-RE-0004-000. Отчет по «Топографической съемке мойки на наземном комплексе». ТОО "КаспГео". Контракт №UI160545. 21.08.2017г.;
 - KP01-X0-670-CA-G-RE-0001-000. Отчет по «Геотехническим изысканиям на территории завода УКПНИГ Болашак для строительства ребойлеров, емкостей азота и фильтров амина». ТОО "КаспГео". Контракт №UI160545. Май 2018г;
 - Материалы инженерных изысканий, выполненных ТОО "КаспГео". в январе 2020г.
 - Отчет по «Геотехническим изысканиям для нового входного газосепаратора на УКПНИГ «Болашак» месторождение Кашаган» - Полевые работы были выполнены ТОО "КаспГео". с 01 по 26 октября 2022 г.
 - Отчет по «геотехническим изысканиям для установки дополнительного резервуара азота на УКПНИГ «Болашак» месторождение Кашаган» Полевые работы были выполнены ТОО "КаспГео". с 23 по 29 января 2023 г.
 - Отчет по «Геотехническим изысканиям, выполненным для строительства складов для хранения оборудования и материалов на западном ЕСКЕНЕ». Полевые работы были выполнены ТОО "КаспГео". с 22 по 27 апреля 2021 г.

Основные проектные решения и соответствующая исходная ПСД по объектам обустройства Наземного комплекса (УКПНИГ), освоенным и введенным в эксплуатацию в период ОПР и резервные мощности которых используются в данном проекте с целью наращивания добычи до 450 тыс. барр нефти/сут., представлены в ранее разработанных и утвержденных проектах. Основные проекты, представляющие базовую исходную информацию по ранее принятым проектным решениям УКПНИГ, представлены ниже в разделе 1.2.

1.1.5 Краткие сведения о месторождении и месте размещения сооружений

1.1.5.1 Краткая характеристика существующих объектов обустройства м/р Кашаган, возведенных в период ОПР

После опробования скважины КЕ-1 на площади Кашаган и получения первого притока нефти Месторождение Кашаган было официально открыто 15.07.2000 года по заявлению компании ОКИОК. Была реализована государственная программа по оценке и развитию шельфовых месторождений Казахстанского сектора Каспийского моря. В соответствии с этой программой было выдано задание на проведение сейсморазведочных работ на период с 1995 по 1997 годы с целью изучения геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности и выявления региональных зон возможного нефтегазоаккумуляции.

Месторождение Кашаган, является одним из самых сложных морских месторождений в мире и крупнейшим, открытым за последние 30 лет. Его освоение является стратегически важным для Республики Казахстан – начинается новый этап в развитии нефтяной промышленности РК, связанный с началом изучения, оценки и разработки нефтегазового потенциала шельфа Каспийского моря.

Месторождение Кашаган находится в шельфовой зоне северо-восточной части Каспийского моря. Северо-восточная граница месторождения находится в 80 километрах от города Атырау. Месторождение располагается на площади примерно 75 x 45 км и занимает территорию около 820 км². Месторождение подразделяется на три участка: «Восточный», «Шейку» и «Западный», см. Рис. 1.1.5.-1

К территории деятельности компании НКОК Н.В. относится не только участок акватории Кашагана, но и побережье Атырауской и Мангистауской областей. Административными центрами этих областей являются г. Атырау и г. Актау соответственно.

Прибрежные территории этих областей населены неравномерно. Сам по себе берег слабо заселен из-за недоступности территории и периодических наводнений, но на населенных территориях побережья плотность населения выше, чем по области и составляет 6 человек на кв. километр. Относительно высокая плотность сельского населения наблюдается в районе дельты реки Урал, где развито рыболовство. Более высокая плотность населения наблюдается в нефтедобывающих регионах. Благодаря промышленному развитию в регионе городское население обеих областей превалирует.



Рис. 1.1.5.-1. Месторасположение объектов ОПР месторождения Кашаган

Месторождение характеризуется чрезвычайно высоким давлением (> 700 бар), довольно высоким газовым фактором (>3000 ст.куб.ф/барр), очень высокой концентрацией сероводорода (до 20%) в

попутном газе. Эти условия существенно влияют на концепцию проекта разработки мощностей для ведения добычи.

Разработка месторождения включает добычу нефти и газа из продуктивного пласта при использовании технологических мощностей Морского и Наземного комплексов и трубопроводных систем для транспортировки нефтегазового флюида между добывающими блоками Морского комплекса и транспортировки его на Наземный комплекс.

Государственная программа освоения шельфовых месторождений Казахстанского сектора Каспийского моря была утверждена Указом Президента Республики Казахстан от 16.05.2003.

Согласно ранее разработанной и утвержденной проектной документацией на обустройство за прошедший период освоения месторождения созданы комплексы объектов Морского и Наземного размещения.

Добыча на объектах периода Опытно-промышленной разработки (ОПР) (Hub 1 на Острове Д, Острове А и заводе "Болашак" Наземного комплекса) началась согласно положений СРП как Каспийская коммерческая добыча (ККД) с достижением уровня добычи нефти 75 тыс.бар/сутки в 2016 году. Обратная же закачка сырого газа (ЗСГ) на Hub 1 (Остров Д) началась в 2017 году.

По состоянию на 05.12.2018 года осуществлена реализация ранее утвержденных проектов обустройства «Корректировка» и «Дополнение» [8;9;10;11] с официальным введением в эксплуатацию всего комплекса объектов ОПР м/р Кашаган, технологического, вспомогательно-производственного и инженерного обеспечения, а также объектов административного и складского назначения.

Согласно требованиям законодательных норм РК, ЗРК РК «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в РК» [16], 05.12.2018 месторождение Кашаган было официально введено в эксплуатацию, подписанием непосредственными всеми сторонами участников строительства, в т.ч. Генеральным директором НКОК Н.В. Ричардом Дениелем Хоувэ, Акта приемки объектов МК и НК (УКПНиГ) в эксплуатацию. При этом добыча велась в основном на скважинах Острова Д, Острова А, ЕРС3 и ЕРС2.

Освоение производственных мощностей МК и НК м/р Кашаган этапа ОПР с момента ввода в эксплуатацию месторождения было осуществлено тремя пусковыми комплексами с достижением соответствующих полок добычи, 180 тыс. бар./сут; 295 тыс. бар./сут; 370 тыс. бар./сут..

С целью эффективного достижения показателей технологического процесса и вывода его на устойчивое функционирование ряд технологических узлов и оборудование установок было в процессе эксплуатации модернизировано и усовершенствовано.

Пятилетний период ОПР с выходом на показатель добычи 370 тыс. бар./сут. был завершен в 2022 году реализацией проектов «Модернизации» объектов МК и НК [13;12].

В состав Опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган по Морскому комплексу вошли следующие объекты:

- Комплекс D (эксплуатационный технологический комплекс №1 – ЭТК 1);
- Добывающий Блок А около 6,0 км к северо-востоку от комплекса D;
- Добывающие Блоки ЕРС2 около 2,0 км к юго-востоку, ЕРС3 около 3,0 км к югу, ЕРС4 около 5,0 км к северо-востоку от комплекса D;
- Внутрипромысловые трубопроводы и коммуникации между блоком D и блоками А, ЕРС2, ЕРС3, ЕРС4;
- Промысловые коллектора и коммуникации между блоком D и УКПНиГ наземного комплекса.

Продукция будет поступать на Блок D по внутрипромысловым трубопроводам.

Добывающие острова расположены от Комплекса D на расстояниях:

- остров ЕРС 2 - около 2,0 км к юго-востоку;
- остров ЕРС 3 - около 3,0 км к югу;
- остров ЕРС 4 - около 5,0 км к северо-востоку;
- остров А – около 6,0 км к северо-востоку.

Объекты Морского комплекса м/р Кашаган имеют следующие проектные мощности:

- Подготовка нефти (частичная стабилизация) – 450 тыс.бар. нефти/сутки;

- Подготовка попутного нефтяного газа (осушка) – 450 тыс.бар. нефти/сутки + 20% от начального газового фактора (2 845,0 стандартный кубический фут на баррель);
- Кроме того, на шельфе расположены два компрессора для обратной закачки сырого газа (ЗСГ), которые способны закачивать в пласт газ в эквиваленте – 150 тыс.бар. нефти/сутки.

Принципиальное размещение объектов обустройства месторождения Кашаган морского комплекса на период ОНР представлено на рисунке 1.1.5.-2.

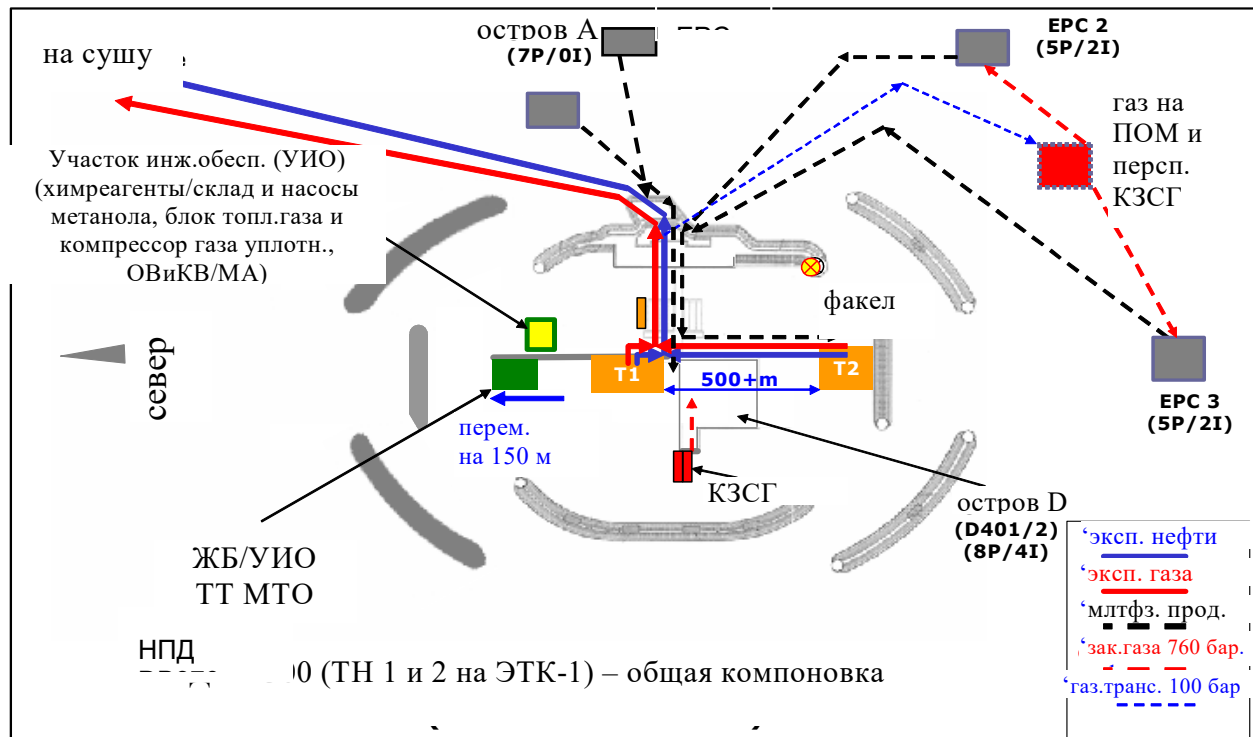


Рис. 1.1.5.-2. Принципиальная схема размещения и компоновка объектов ОНР на МК

Наземный комплекс месторождения размещен в районе Западного Ескене Атырауской области.

В состав Наземного комплекса входят:

- Установка комплексной подготовки нефти и газа (УКПНИГ);
- Электростанция с газотурбинными и паротурбинными генераторами;
- Паровая котельная высокого давления;
- Вахтовый поселок на 500 человек обслуживающего персонала;
- Временные поселки строителей на 5000 человек;
- Подъездные автомобильная и железная дороги;
- ЛЭП 110 кВ;
- Газопровод топливного газа;
- Водовод технической воды;
- Экспортные нефтепровод и газопровод;
- Железнодорожный комплекс по отгрузке гранулированной серы;
- Пункт размещения жидких технологических отходов (ПРЖТО).

УКПНИГ включает:

- три технологические линии нефти, каждая из которых способна перерабатывать 165 000 баррелей нефти/сутки (штатный режим на период ОНР рассчитан на добычу только 150 баррелей нефти/сутки с 10% запасом);

Согласно официальным данным НКОК Н.В., (KG00-PB-000-QT-H-RE-1017-000) [7] общая добыча в настоящее время на месторождении достигла и превышает уровень 400 000 баррелей/сутки и ограничивается, главным образом, возможностями по переработке газа. Данный показатель добычи означает, что пятилетний период опытно-промышленной разработки (ОПР) м/р Кашаган завершен (уровень максимальной добычи периода ОПР – 370 тыс. бар./сут) и начато полномасштабное освоение месторождения (ПОМ) с Этапа I (450 тыс. бар./сут). При этом технологическая схема подготовки нефти и газа на месторождении принципиальных изменений не предусматривает.

По данным МЭ РК [44] по итогам 2022 года с вводом в эксплуатацию модернизированных компрессоров обратной закачки сырого газа (ЗСГ) фактический прирост уровня добычи нефти составил с 400 до 435 тыс. бар./сут

Однако, учитывая, что Этапы I и IIA ПОМ предусматривают использование свободных мощностей технологических установок на МК и на УКПНиГ (технологических линий по подготовке нефти) с доведением их номинальных производительностей на первом этапе до 450, а на втором соответственно до 500 тыс. бар./сут., превышающие их расчетные номиналы, то для их использования на выше отмеченных этапах предусматриваются дополнительные изменения и модернизации, заключающиеся:

- в устранение узких мест на существующих объектах Кашагана, введенных в эксплуатацию в период освоения ОПР м/р Кашаган, в основе проектных решений которых лежат причины гидродинамического характера, ограничивающие пропускные способности существующих оборудования и коммуникаций (Проект DBN);
- в дальнейших совершенствованиях технологических процессов на МК и УКПНиГ, позволяющих улучшить ТЭП и реализация которых анализируется в данных Отчетах (см. выше Состав анализа PCN) на предмет их возможного совместного применения в Проекте DBN.

Настоящий проект «Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе» рассматривает объекты по устранению / расшивки узких мест по пропускной способности на существующих объектах обустройства УКПНиГ м/р Кашагана (debottlenecking объектов / DBN), позволяющие за счет реализации изменений и модификаций (PCN's и MoC's) создать условия для дальнейшего наращивания добычи нефти на месторождении Кашаган с 370 тыс. барр. в сутки периода ОПР до 450 тыс.барр. в сутки на Этапе I ПОМ, представленных ниже в Табл. 1.1.5.-3.

1.1.5.2 Основные положения полномасштабного освоения м/р Кашаган и Этапа I

1.1.5.2.1 Краткие сведения об технических нормативных основаниях по разработке проектов обустройства месторождений нефти и газа

Помимо выше указанных в подразделе 1.1.1 нормативных оснований для разработки проекта обустройства месторождения для нефтегазовой отрасли промышленности в качестве технического основания являются базовая проектная документация на разработку месторождений нефти и газа, которая является ключевым документом, определяющие основные проектные показатели проектов обустройства месторождений, производственные мощности технологических установок, параметры производственных процессов, технологические схемы системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции, номенклатуру производимой продукции и ее качество.

Данное выше отмеченное положение касательно статуса базовой проектной документации на разработку месторождений касательно определяющей роли ее для разработки ПСД проектов на обустройство месторождений (Технических проектных документов) и для принятия соответствующих проектных решений закреплено следующими нормативно-правовыми документами РК:

1. Согласно статьям Кодекса «О недрах и недропользовании»:

- «Статья 124. Обустройство месторождения углеводородов

2. Обустройство месторождения осуществляется в соответствии с техническими проектными документами, разработанными на основе проекта пробной эксплуатации и (или) проекта разработки месторождения.»

- «Статья 138. Технические проектные документы

1. Технические проектные документы составляются на основе проекта разведочных работ, проекта пробной эксплуатации или проекта разработки месторождения.

2. Изменения и (или) дополнения, вносимые в проект разведочных работ, проект пробной эксплуатации или проект разработки месторождения, затрагивающие параметры составленных на их основе технических проектных документов, влекут необходимость внесения изменений и (или) дополнений в соответствующие технические проектные документы.»

2. В соответствие с нормативными требованиями ЕПР: «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр»:

- «15) технические проектные документы – документы, разрабатываемые на основе базовых проектных документов, включая, но, не ограничиваясь, следующими проектными документами: проект сейсмических работ; технический проект на бурение скважин; **проект обустройства**, проект консервации участка недр; проект ликвидации или консервации технологических объектов; проект ликвидации последствий недропользования по углеводородам;»;
- «94. Для промышленной разработки месторождений углеводородов составляются также технические проектные документы, которые основываются на проекте разработки месторождения.

95. Изменения и (или) дополнения, вносимые в проект разработки месторождения, затрагивающие параметры составленных на их основе технических проектных документов, влекут необходимость внесения изменений и (или) дополнений в соответствующие технические проектные документы.

96. **Технический проект по обустройству месторождения**, согласно Кодексу составляется на основе проекта пробной эксплуатации, проекта разработки месторождения или анализа разработки месторождения в соответствии с требованиями соответствующего уполномоченного органа в области строительства.»

3. Согласно ВНТП 3-85 "Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений":

- «1.7. Проекты обустройства должны выполняться на основании утвержденных схем (проектов) разработки, проектов пробной эксплуатации (ППЭ) и другой технологической проектной документации, разрабатываемой в системе Миннефтепрома.

Технология проведения отдельных процессов, основные технологические параметры под-готовки нефти (время, температура, расход реагента и др.), газа и воды, материал труб, оборудования и антикоррозионные мероприятия для сред с высоким содержанием сероводорода и других агрессивных компонентов, размещение блоков дозирования химреагентов в системах сбора и транспорта нефти и газа, должны приниматься по данным научно-исследовательских институтов, утверждённых в установленном порядке их руководством.

Указанные материалы должны представляться проектным организациям до начала проектирования.»

По состоянию изученности месторождения на 01.04.2020г. разработан «Проект разработки месторождения Кашаган по состоянию на 01.04.2020г» на период поэтапной промышленной разработки полномасштабного освоения месторождения [14].

В связи с выше отмеченным техническим основанием для разработки настоящего проекта «Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе» является «Проект разработки месторождения Кашаган по состоянию на 01.04.2020г» (ПРМ).

Согласно требованиям выше приведенным норм ввод нефтегазовых месторождений в разработку допускается при следующих основных условиях:

- проведены разведочные работы;
- построены статические геологические модели залежей углеводородного сырья, включая составление цифровых моделей для месторождений с извлекаемыми запасами более 3 миллион тонн;
- составлен отчет по подсчету запасов углеводородов и получено положительное заключение государственной экспертизы недр;
- определены пространственные границы участка добычи;
- составлен проект разработки месторождения углеводородов и получены положительные заключения, предусмотренные [Кодексом](#) и иными законами Республики Казахстан экспертиз;
- выполнено обустройство месторождения;

- решены все вопросы сероочистки или экологически безопасного использования газов, содержащих сероводород и сероорганику, а также определение целесообразности и направления использования этана, пропан-бутана, двуокиси углерода, гелия и других компонентов газа в случае их промышленного содержания к началу ввода в разработку месторождений;
- утверждена программа развития переработки сырого газа для месторождений углеводородов;
- утверждены и получены положительные заключения предусмотренных Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз технического проектного документа, в частности, предусмотренные ЗРК «Об архитектурной градостроительной и строительной деятельности в РК» по части проекта обустройства месторождения.

1.1.5.2.2 Основные положения и показатели Проекта разработки месторождения Кашаган (ПРМ), в т.ч. по Этапу I

Расчетный период по вариантам рентабельной разработки месторождения на период ПОМ составил 131 год, с 2020 по 2150 годы. Ввод месторождения в промышленную разработку запланирован в октябре 2021г. после окончания периода опытно-промышленной разработки.

Проект разработки месторождения Кашаган ставит целью поэтапное наращивание объемов добычи для обеспечения прогнозируемого уровня добычи нефти в 138,6 тыс.т/сутки (1089 тыс. барр./сутки).

Текущая концепция разработки месторождения включает в себя 21 буровой центр (включая 8 сдвоенных островов и существующие ЦБ) и 195 скважин (включая ОПР) на месторождении Кашаган. Эти буровые центры собирают и измеряют добычу из скважин, расположенных на каждом буровом центре. Многофазные внутрипромысловые трубопроводы транспортируют добытые жидкости от ЦБ к эксплуатационному манифольду на востоке и к ЭТК на западе.

Концепция полномасштабного освоения месторождения Кашаган (ПОМ) предусматривает поэтапную разработку месторождения и соответствующее поэтапное строительство промысловых объектов на Восточном Кашагане, перешейке и Западном Кашагане [2]. Всего планируется выделить 3 крупных этапа (см. ниже Рис. 1.1.5.-5), первые два из которых (Этапы I и IIA) предусматривают разработку Восточного Кашагана с задействованием существующих свободных мощностей объектов обустройства ОПР.

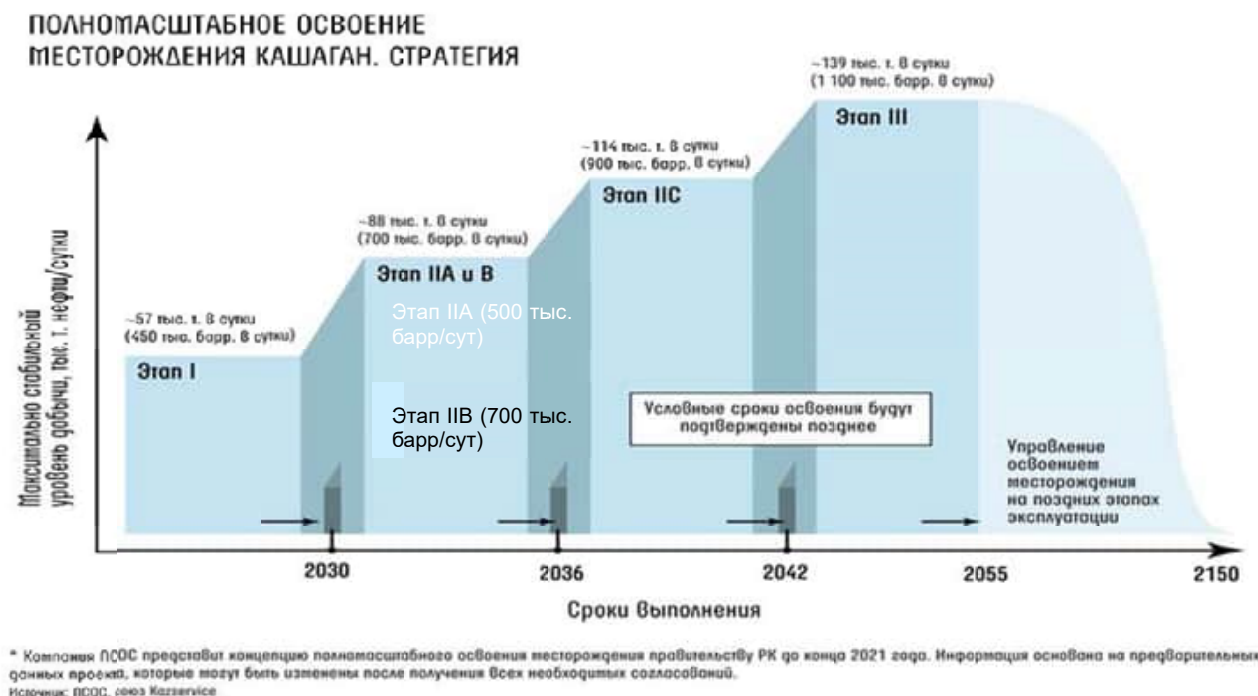


Рисунок 1.1.5.-5. Поэтапное полномасштабное освоение месторождения Кашаган

Краткая характеристика основных технологических показателей этапов, состав ключевых основных проектных направлений и сроки введения этапов разработки, предусмотренные ПРМ [1], представлены ниже в Табл. 1.1.5.-1.

Таблица 1.1.5.-1. Краткая характеристика этапов полномасштабного освоения месторождения Кашаган согласно утвержденного ПРМ

Этапы ПРМ (добыча нефти)	Проект / Исследования	Проектный уровень на дату составления отчета ПРМ	Год ввода в эксплуатацию (ГВЭ)
1	2	3	4
Этап I Максимальный стабильный уровень добычи нефти ~ 55,9 тыс.т/сутки (439 тыс. барр./сутки)	Освоение участка коллектора существующими скважинами		
	ОПР (47,1 тыс. т/сутки (370 тыс. барр./сутки))		Реализовано
	Группа проектов 1, ЗСГ (закачка сырого газа)	Исполнение	2022г.
	1 млрд куб. м. в год дополнительно по газу	Исполнение	2023 г.
	Группа проектов 1, СВД (трубопровод сверхвысокого давления)	Базовое проектирование (БП)	2026г.
Этап IIA Максимальный стабильный уровень добычи ~ 62,3тыс.т/сутки (489 тыс. барр./сутки)	Дальнейшее освоение коллектора Восточного Кашагана, подача сернистого газа на завод третьей стороны. 1,5 млрд куб. м. в год дополнительно по газу	Предварительно е БП	2027 г.
Этап II B Максимальный стабильный уровень добычи нефти в 87,7тыс.т/сутки (689 тыс. барр./сутки)	Освоение DC-05 на Восточном Кашагане. Естественное истощение, экспорт сернистого газа	Выбор концепции	2030 г.
Этап II C Максимальный стабильный уровень добычи нефти в 113,1 тыс.т/сутки (889 тыс. барр./сутки)	Освоение DC-01, DC-10 и DC-12 на Восточном Кашагане. Естественное истощение, экспорт сернистого газа	Выбор концепции	2036 г.
Этап II + Продление максимального стабильного уровня добычи нефти в 113,1 тыс.т/сутки (889 тыс. барр./сутки)	Освоение оставшихся участков Восточного Кашагана и Перешейка для поддержания максимального стабильного уровня добычи на месторождении путем подготовки к вводу в эксплуатацию новых скважин и DC.	Выбор концепции	после 2030 г.
Этап III Максимальный стабильный уровень добычи нефти в 138,6 тыс.т/сутки (1089 тыс. барр./сутки)	Освоение западной части месторождения Кашаган с возможностью закачки в коллектор м. Кашаган	Оценка	2042 г.
Этап III+ Продление максимального	Поддержание добычи нефти путем подготовки к вводу в эксплуатацию новых эксплуатационных скважин,	Оценка	после 2042г.

Этапы ПРМ (добыча нефти)	Проект / Исследования	Проектный уровень на дату составления отчета ПРМ	Год ввода в эксплуатацию (ГВЭ)
1	2	3	4
стабильного уровня добычи в 138,6 тыс.т/сутки (1089 тыс. барр. /сутки)	объектов закачки газа или воды.		

Расширение освоения месторождения Кашаган было разработано по этапам, чтобы на каждом этапе можно было применить полученный опыт предыдущих этапов в области геологоразведки и обустройства месторождения. Данный процесс имеет критическое значение для оптимизации стоимости освоения месторождения. Он обеспечивает системный сбор проблемных вопросов и факторов неопределенности, что позволяет своевременно разрабатывать планы исследования с целью улучшения извлекаемых запасов и оптимизации инвестиций.

Предусмотренная концепция ПРМ направлена на последовательное решение следующих основных задач, согласно принятым этапам разработки месторождения в период ПОМ в контексте наращивания мощности по добычи углеводородов:

- Максимальное использование потенциала и ценности участка коллектора на Этапе I через существующие объекты ОПР (Этап I):
 - оптимизация объектов и развитие проектов по обработке попутного газа с использованием свободных существующих мощностей объектов обустройства;
- Освоение нового участка коллектора (Этап II):
 - на основании опыта, полученного в ходе ОПР, текущая концепция для Этапа II позволит расширить знания, приобретенные в ходе ОПР и ранних этапах о дополнительных участках Восточного Кашагана и восточной части Перешейки Кашагана;
 - максимальное использование существующих свободных мощностей на Острове D и УКПНИГ (Этап IIA), включая оптимизацию в экономически целесообразных случаях;
 - бурение новых добывающих скважин в нескольких центрах бурения планируется осуществлять в три основных этапа: DC-05 (Этап IIA), DC-10 (Этап IIB), DC-01 и DC-12 (Этап IIC), а оставшиеся дополнительные скважины увеличивают период максимального стабильного уровня добычи;
 - планируется, что первоначально добыча на участке Этапа II будет производиться методом естественного истощения, сопровождаемая экспортом газа (для поставки третьей стороне), а не закачкой газа;
- Дальнейшее освоение Западного Кашагана и участков за его пределами (Этап III):
 - текущая концепция состоит из дальнейшего расширения масштабов освоения на остальную часть Перешейки и начала освоения Западного Кашагана (Этап III) с закачкой газа, включая данные и опыт, полученные на предыдущих этапах.
 - сеть закачки сернистого газа и компрессоры закачки сырого газа будут развернуты в рамках Этапа III.

Задача увеличения добычи на Этапе I решается путем оптимизации существующих объектов (Остров D и УКПНИГ «Болашак»), увеличения закачки сырого газа (Группа проектов 1), а также добавления новых газоперерабатывающих объектов (1ВСМА) без необходимости добавления дополнительных скважин.

Этап I предлагает рост товарной добычи нефти до 450 тысяч баррелей нефти в сутки (в настоящее время на Кашагане добывается 400 тысяч баррелей), который был предусмотрен в качестве перспективного резерва в производственных мощностях основных объектов обустройства на МК и УКПНИГ на первой фазе освоения месторождения, в рамках ОПР. Дополнительно добытый попутный газ на данном этапе в объеме 1 млрд ст. м³/ год (2.8 млн. ст. м³сут) по новому газопроводу от УКПНИГ передается третьей стороне, см. ниже рисунок 1.1.5.-6.

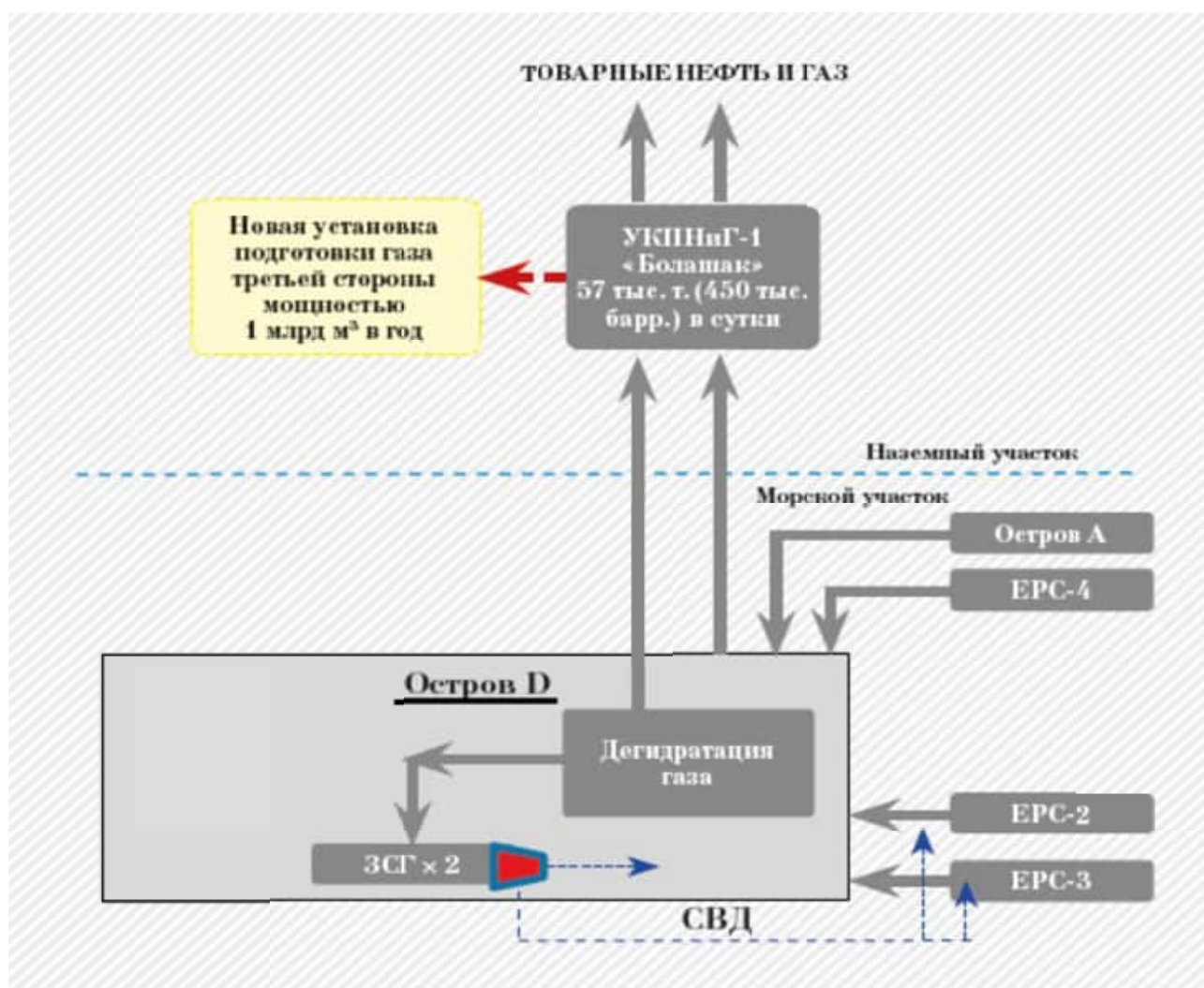


Рисунок 1.1.5.-6. Схема концепции Этапа I

Дальнейшее освоение Кашагана планируется с переходом от восточной к западной части месторождения. Цель заключается в вовлечении в освоение большего количества запасов путем последовательной реализацией планируемых четырех этапов разработки месторождения:

- Этап IIA (добыча нефти 6,4 тыс.т/сутки (50 тыс. барр./сутки),
- Этап IIB (добыча нефти 25,4 тыс.т/сутки (200 тыс. барр/сутки),
- Этап IIC (добыча нефти 25,4 тыс.т/сутки (200 тыс. барр./сутки);
- и Этап III (добыча нефти 25,4 тыс.т/сутки (200 тыс. барр./сутки).

На начальных трех этапах разработки (на восточной части) планируются снизить пластовое давление чтобы лучше понять как истощение будет происходить на участках римовой зоны и платформы, при этом снижая потребность в компримирование газа и в капитальных вложениях.

Этап II состоит из трёх «подэтапов» (IIA, IIB, IIC) и позволяет увеличить суточную добычу в общей сложности до 900 тысяч баррелей в сутки. А Этап III предусматривает прирост добычи до целевых более 1 млн баррелей в сутки. Общее количество островов бурения, включая существующие, составит 21.

В рамках этапа II планируется строительство многофазных трубопроводов для подачи смешанной продукции на берег на дополнительные установки комплекса подготовки нефти и газа (УКПН). При этом газ будет экспортироваться на объекты 3-й стороны.

Рост добычи будет производиться до 2042 года, прирост суточной «полки» добычи нефти в объеме 200 тысяч баррелей выполняется с шагом приблизительно на каждые 6 лет

На подэтапе IIA планируется рост добычи нефти до 500 тысяч баррелей нефти в сутки (около 489 тысяч баррелей в сутки [2]) за счет задействования свободных мощностей и оптимизации (модернизации узких мест) существующих установок острова D на морском комплексе и на УКПНГ наземного комплекса,

которые были введены в эксплуатацию в рамках ОПР. Схема концепции и расположения подэтапа IIA представлены соответственно на Рисунки 1.1.5.-7 и 1.1.5.-8.

Этап IIA (2027 г.) – предусматривает разработку Восточного Кашагана за пределами участка ОПР. Текущая концепция предусматривает, что проектные эксплуатационные скважины будут пробурены на существующем центре бурения (ЦБ) DC-05. Продолжается стратегия частичного истощения коллектора: объем нагнетаемого газа неизменен в соответствии со среднегодовым уровнем проекта УНР, равным 16,934 млн.м3/сут. Прирост объема экспорта добываемого газа сторонней организации (третьей стороне) составит около 1,55 млрд.м3/год / 150 млн.фут3/сут. Планируется, что оптимизация мощностей существующих объектов ОПР до 62,2 тыс.т/сут / 489 тыс.барр./сут будет включать увеличение добычи с проектов Этапа I.

Проект Этапа IIA основан на создании новых мощностей в газовой инфраструктуре Кашагана (т.е. новый трубопровод высокосернистого газа от морского берега острова D до УКПНИГ, новый трубопровод к третьей стороне и устранение узких мест на существующих объектах Кашагана в поддержку целей проекта (DBN), введенных в эксплуатацию в период освоения ОПР м/р Кашаган. Проект Этапа IIA м/р Кашаган направлен на использование незаполненного объема на существующих объектах обустройства путем дополнительного вторичного устранения узких мест (первичное в частичном объеме УУМ было выполнено на Этапе I) на существующих объектах ОПР и устранения ограничений по высокосернистому газу путем экспорта для поставки 200 млн ст фут в сутки (4,2 млн ст. м3/сут./ 2 млрд. ст. м3/год) с УКПНИГ.

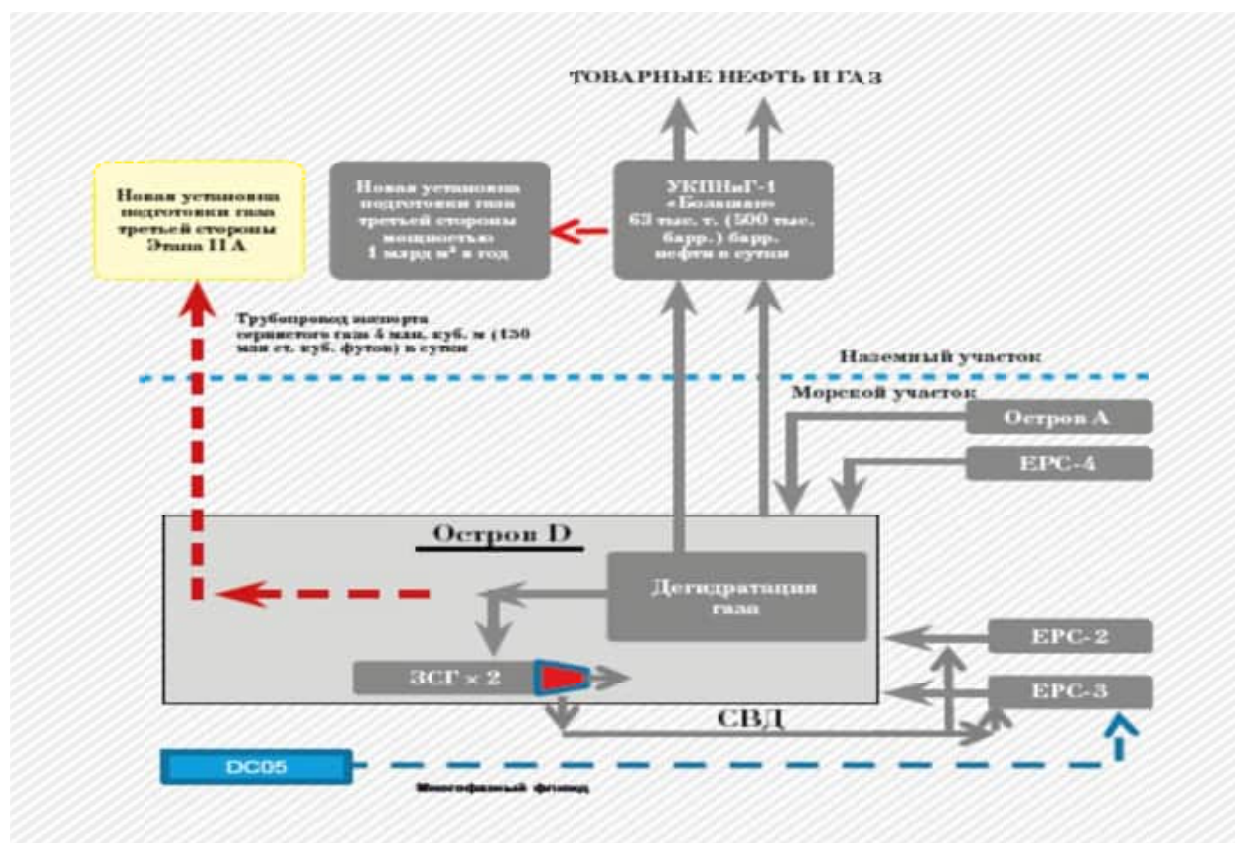


Рисунок 1.1.5.-7. Схема концепции этапа IIA

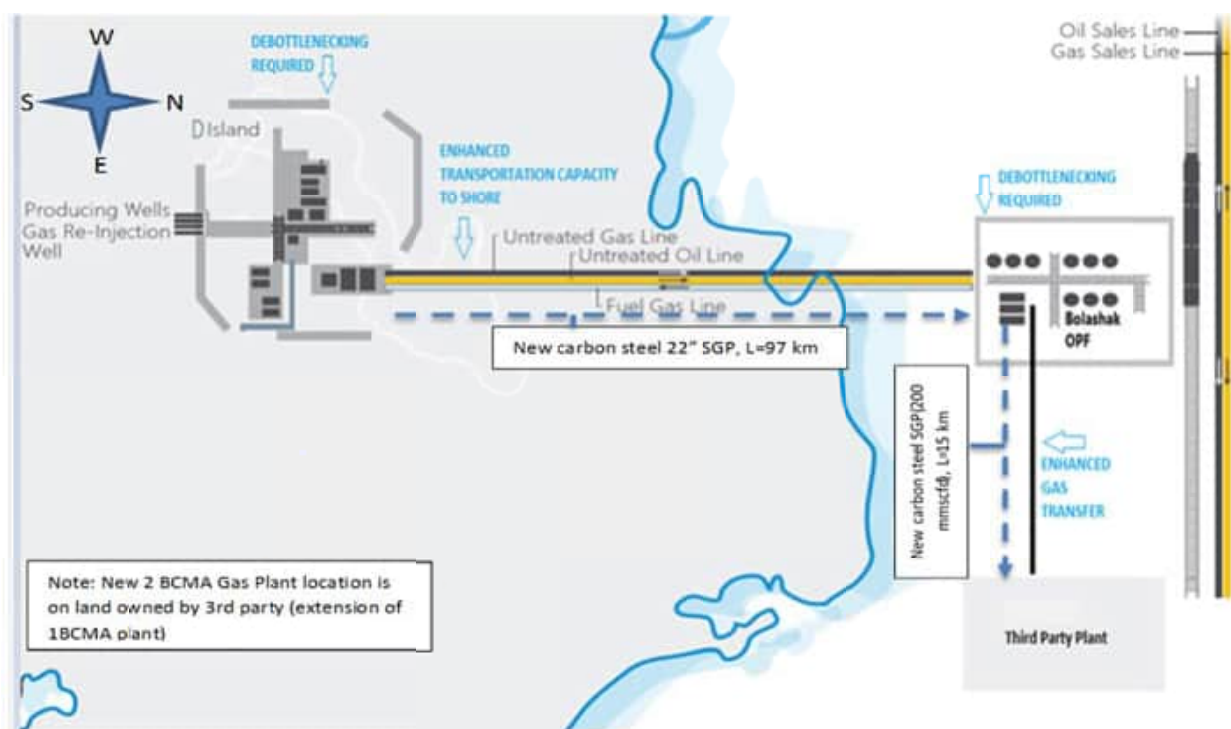


Рисунок 1.1.5.-8. Схема расположения концепции этапа IIA

Полученный дополнительно попутный нефтяной газ на Этапах I и IIA в объеме 3 млрд. ст. м³/год совместно с попутным газом, полученным на мощностях ОПР, поступает с острова D на новый входной газосепаратор Установки 300 УКПНиГ перед тем как перераспределиться между существующей УКПиГ и ГПЗ перспективного строительства, принадлежащих третьей стороне (заводы первого и второго поколения).

В связи с этим все конструкционные опции нового входного газосепаратора, размещенного на существующей промышленной площадке УКПНиГ, планируются на максимальную производительность, которая будет достигаться на Этапе IIA (20-23 млн.ст. м³/сут.).

Объекты перспективного развития газопереработки, связанной с реализацией Этапов I, IIA и IIB освоения м/р Кашаган, схематически представлены на рисунке 1.1.5.-9.

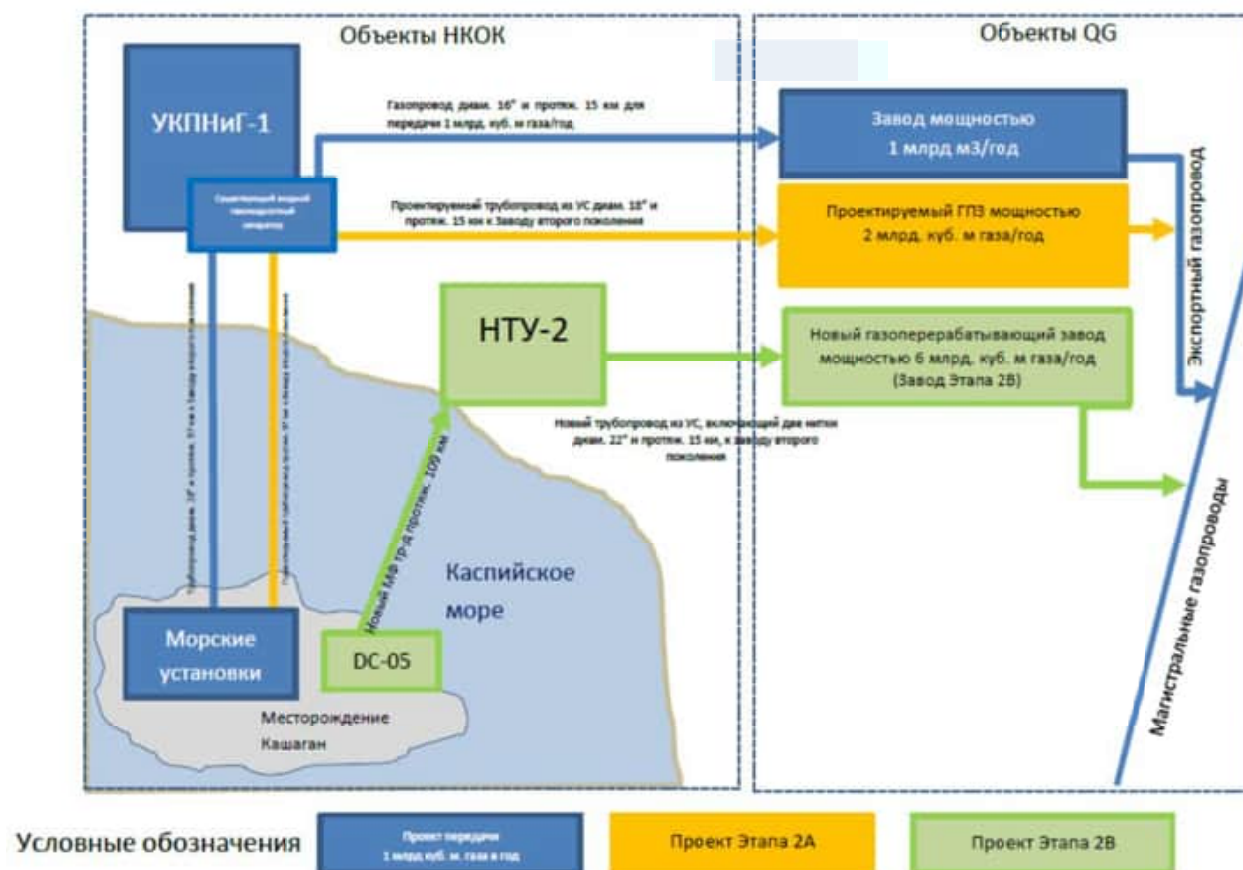


Рисунок 1.1.5.-9. Объекты будущих проектов по этапам наращивания добычи нефти и газа на м/р Кашаган на Этапах I; IIA и IIB

На Этапе IIB (DC05) и этапе IIC (DC10; DC01 и DC12) предусмотрена прокладка двух трубопроводов многофазной скважинной продукции на сушу с расчетными пропускными способностями по нефти 25,4 тыс.т/сутки (200 тыс.барр./сутки) и по газу (17 млн. м³/сутки (600 млн. ст куб. футов/сутки)).

На Этапе III с разработкой месторождения на западе планируется расширить закачку газа с концепцией ЭТК с частичной подготовкой и ЗСГ на морском комплексе. На этапе III первоначально планируется транспортировать попутный газ в восточную часть месторождения для повторной закачки с последующей повторной закачкой на западе. Дополнительные ЦБ на востоке и западе также планируется развивать для максимального увеличения использования имеющихся мощностей. Эти ЦБ будут предназначены для обеспечения гибкости в зависимости от различных результатов производительности коллектора и для более эффективного использования свободных мощностей ЭТК. Скважинная продукция будет поступать с устьевых платформ (центров бурения) по трубопроводам многофазной скважинной продукции. В каждом ЦБ планируется до 10 устьев.

Закачка газа будет обеспечиваться компрессорами закачки сырого газа (ЗСГ), расположенными в четырех потенциальных центрах закачки газа, которые в настоящий момент планируется разместить на DC-05а, DC-11а, DC-18а и DC-33а и соединенных сетью закачки сернистого газа для обеспечения гибкости закачки. Добывающие скважины на ЦБ ЗСГ сначала снижают пластовое давление для облегчения закачки газа. Все будущие объекты закачки сырого газа будут работать без постоянного присутствия персонала в автоматическом режиме.

Утилизация пластовой воды предполагает использование испарительных прудов. Кроме того, оценивается возможность закачки воды (утилизация) на морском комплексе с самого начала для сокращения воздействия на окружающую среду. В дополнение к варианту отвода на наземный комплекс, запланированы три сооружения для закачки воды на морском комплексе: два на Восточном и одно на Западном Кашагане.

Что касается выше изложенной принципиальной информации [1;2] по концепции разработки месторождения Кашаган на период ПОМ, то ее положения могут быть уточнены, т.к. на момент проведения данной работы по разработке ТПД 450 НК осуществляется доработка положений базовой документации на разработку месторождения на период его полномасштабного освоения.

Основные технологические показатели разработки месторождения Кашаган на период ПОМ, в т.ч., обеспечивающие загрузку свободных мощностей технологических установок Морского и Наземных комплексов на Этапе I, представлены ниже, в подразделе 1.3.2.2.

Данные по запасам нефти и растворенного газа месторождения Кашаган представлены ниже в подразделе 1.3.3.2. «Сырьевая база».

1.1.5.3 Краткая характеристика существующих объектов обустройства Наземного комплекса

1.1.5.3.1 Существующая инфраструктура и положение

В районе УКПНИГ находятся автомобильная дорога III категории Атырау - Актюбинск и железная дорога общей сети Атырау – Макат.

Система трубопроводов для транспортировки нефти, газа и воды является одной из самых развитых в регионе. По существу регион Атырау является основным нефте-газо транспортным хабом РК.

Трубопроводная система «Узень – Атырау – Самара» и трубопровод КТК транспортируют товарную нефть с нефтяных промыслов Западного Казахстана в Россию и используются также для экспорта нефти в другие зарубежные страны. С вводом в эксплуатацию магистрального трубопровода Атасу-Алашанькоу (протяженность порядка 962,2 км.) нефть Западного Казахстана получила выход на рынок КНР, см. рисунок 1.1.5-10. Пропускная способность Атасу-Алашанькоу на первом этапе составляет 10 млн.тонн в год с последующим расширением до 20 млн. тонн в год.

Это карта существующей трубопроводной системы:

- Первое направление – это Атырау – Самара с последующим выходом через Россию на рынки Восточной Европы
- Второе – КТК с выходом на Черное море.
- Третье – уже действующий нефтепровод в Китай, Атырау- Кенкияк, Кумколь-Атасу-Алашанькоу.
- Четвертое – через порт Актау на Махачкалу, Баку, Неку. В последующем на Черное море, по трубе Баку-Тбилиси-Джейхан на Средиземное, посредством СВОП-операций с Ираном в Персидский залив.

С запуском 2-ой фазы Кашагана существует перспектива запуска нового логистического маршрута так называемой Казахстанско-Каспийской Системы Транспортировки (ККСТ).





Рис 1.1.5-10. Сеть магистральных нефтепроводов Казахстана.

Трубопроводная система «Средняя Азия – Центр» и магистральный газопровод-отвод «Мака́т – Северный Кавказ» транспортируют природный газ из Туркмении в центральные и южные районы России и в Украину, см. рисунок 1.1.5-11.



Рис. 1.1.5-11. Схема существующих газопроводов Республики Казахстан

Магистральный водовод «Астрахань – Мангышлак» транспортирует волжскую воду потребителям Западного Казахстана.

Кроме основных магистральных систем транспортировки нефти, газа и воды имеется также система внутренних региональных ниток.

Газоснабжение первоочередных объектов Наземного комплекса месторождения Кашаган на раннем этапе осуществлено путем подключения в существующий магистральный газопровод «Мака́т – Северный Кавказ» диаметром 1400 мм и давлением 7,5 МПа. С вводом в эксплуатацию производственных мощностей УКПНиГ для нужд газоснабжения Наземного и Морского комплексов месторождения в качестве основного источника топливного газа стал использоваться собственный

попутный газ, подготовленный до товарной кондиции. В период плановой полной остановки месторождения на капитальный ремонт используется газ магистрального газопровода «Мака́т – Северный Кавказ».

Принципиальная схема подключения УКПНиГ к существующей инфраструктуре магистральных трубопроводов нефти и газа региона представлены ниже на рисунке 1.1.5-12.

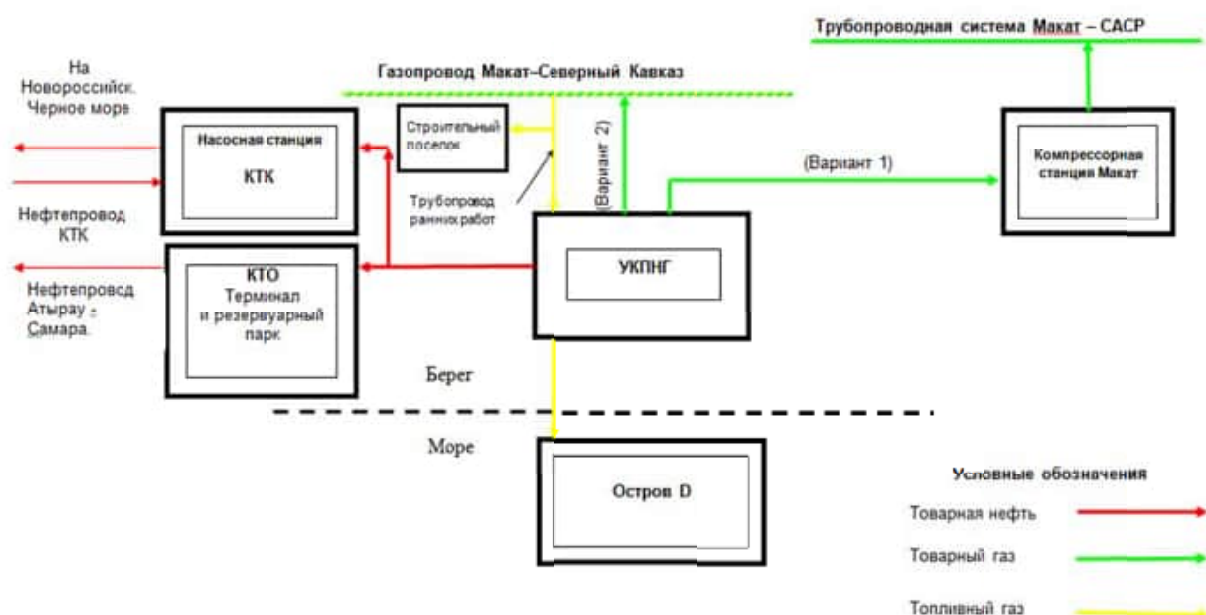


Рис. 1.1.5-12. Принципиальная схема подключения экспортных трубопроводов УКПНиГ к магистральным трубопроводам нефти и газа, проходящим по региону г.Атырау.

Водоснабжение УКПНиГ и Вахтового поселка осуществлено путем подключения в существующий магистральный водовод «Астрахань – Мангышлак» диаметром 1200 мм и давлением 5,4 МПа

Социально-экономическая структура Атырауской области формируется в довольно жестких природно-климатических условиях, обусловленных пустынным климатом, дефицитом плодородных земельных ресурсов и источников пресной воды. Эти факторы оказывают влияние на специфику развития социальной сферы, характер расселения и занятости населения.

Регион обладает высокими запасами углеводородного сырья, в связи с этим добыча и переработка нефти и газа являются здесь основным видом хозяйственно-экономической деятельности.

На территории Атырауской области насчитывается более 260 действующих промышленных объектов.

Крупные предприятия области складировать отходы на 11 полигонах-шламонакопителях, многочисленные мелкие предприятия сбрасывают отходы непосредственно на территории нефтепромысловых площадей, зачастую вблизи населенных пунктов, что приводит к разрушению почвенно-растительного покрова и уничтожению пастбищных угодий.

Анализ социально-экономической и экологической ситуации в Атырауской области показывает, что дальнейшее развитие региона, наряду с ростом промышленного потенциала, должно быть ориентировано на реабилитацию социальной сферы, решение экологических проблем и других наиболее острых и неотложных вопросов, прежде всего в области здравоохранения

1.1.5.3.2 Краткая характеристика основных существующих производственных объектов Наземного комплекса по подготовки добываемой продукции до товарного качества на Установке комплексной подготовки нефти и переработке газа (УКПНиГ)

Технология подготовки нефти и газа на период ОПР предусматривает добычу, сбор и частичное разгазирование (первичную подготовку) нефти и газа на Морском Комплексе и дальнейшую комплексную подготовку нефти, подготовку и первичную переработку сырого газа на наземной установке УКПНиГ.

Принципиальная блок-схема Морского и Наземного комплексов ОПР показана на рисунке 1.1.5-13

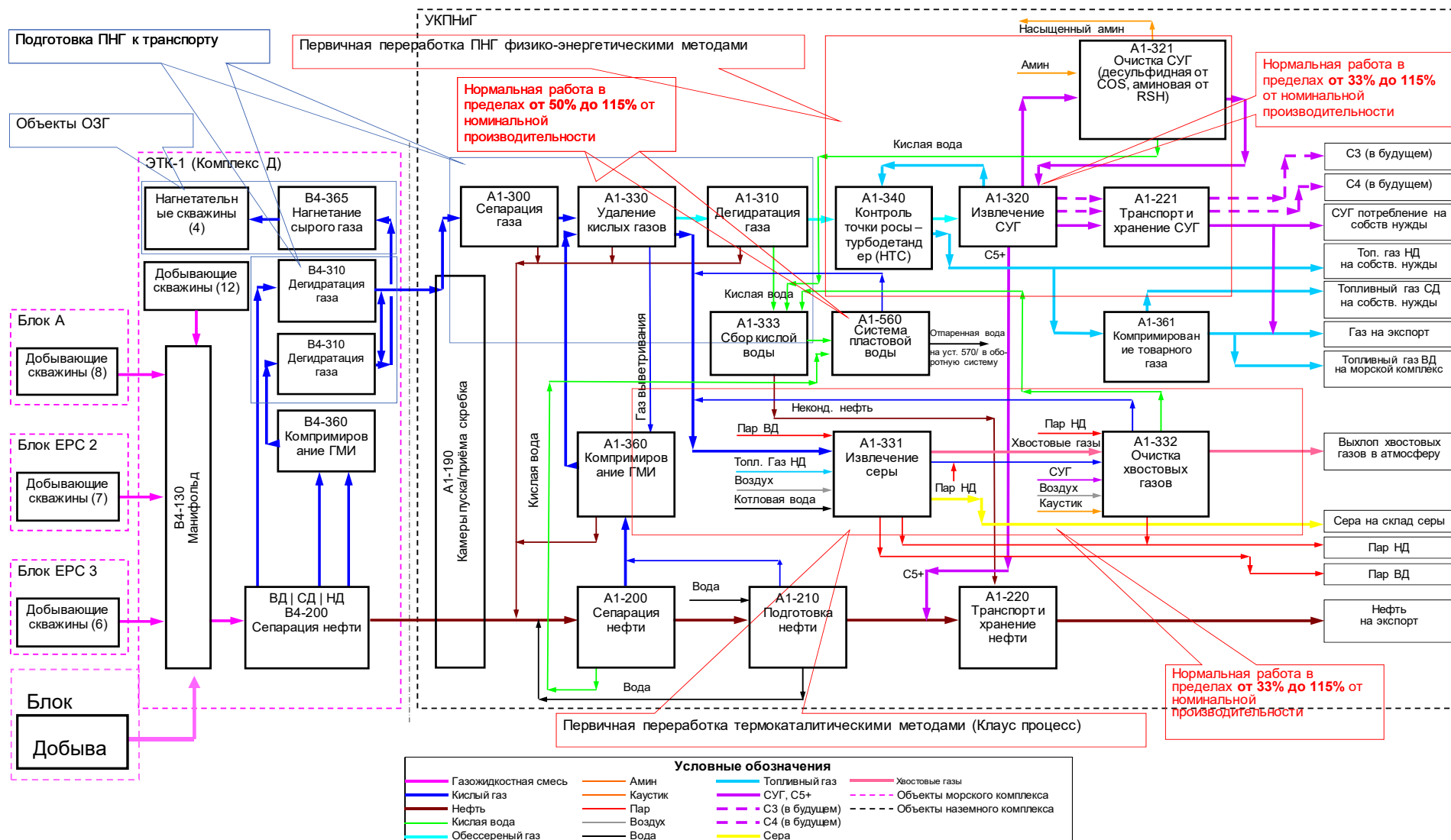


Рисунок 1.1.5-13. Принципиальная схема подготовки нефти и на период ОНР на объектах НК и МК

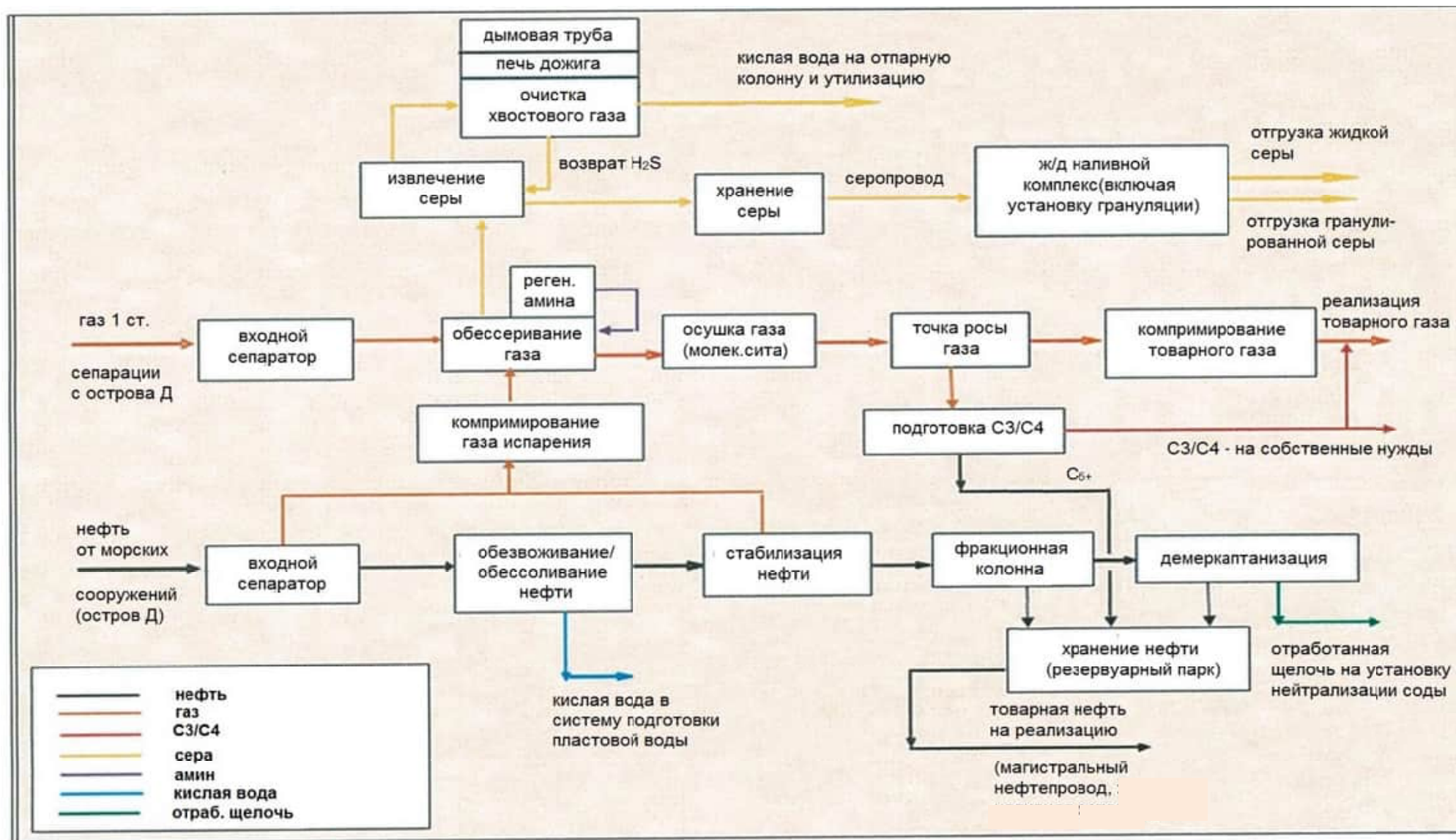
Установка комплексной подготовки нефти и газа (УКПНиГ) предназначена для комплексной подготовки нефти и газа поступающего из острова Д (ЭТК-1) до товарного качества для реализации потребителю. В качестве готовой продукции на УКПНиГ выпускается товарная нефть, товарный газ и товарная гранулированная сера.

Качество получаемой на УКПНиГ товарной и вновь производимой продукции должно соответствовать нормативным требованиям по качеству, характеристика которой подробно представлена ниже в разделах

Принципиальная блок-схема УКПНиГ представлена на рисунке 1.1.5-14

УКПНиГ включает в свой состав следующие возведенные сооружения и объекты:

- Установка подготовки нефти (УПН) – три технологические линии;
- Установка комплексной подготовки и переработки газа (УКПГ) – две технологические линии;
- Установка извлечения СУГ и его хранения - две технолог. линии;
- Комплекс по извлечению, формовке и хранению серы – две технолог. линии;
- Установки инженерного обеспечения;
- Комплекс сооружений по выработке пара и электроэнергии;
- Резервуарный парк товарной нефти;
- Факелы ВД, НД.



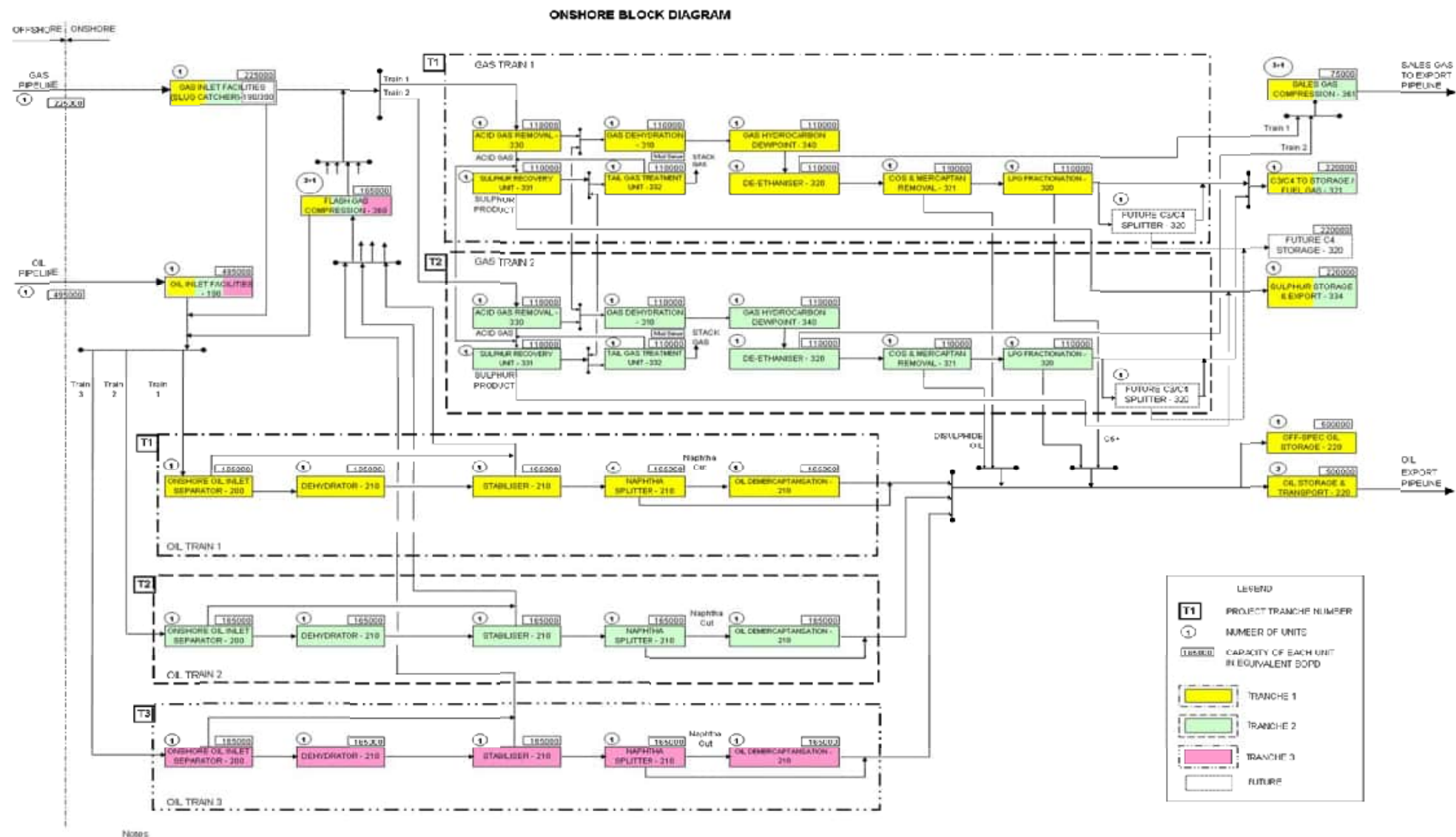


Рис. 1.1.5-14. Принципиальная блок-схема УКПНИГ

Согласно проектным решениям обустройства, учитывая, что объекты УКПНиГ относятся к особо опасным производственным объектам, то генеральным планом УКПНиГ на основании требований СН РК 3.01-01-2011 "Генеральные планы промышленных предприятий" предусмотрено зонирование территории по функциональному использованию. Выделены следующие зоны:

- Предзаводская зона;
- Зона инженерного обеспечения;
- Технологическая зона;
- Складская зона;
- Факелы ВД, НД;

Товарная продукция, получаемая на УКПНиГ:

- товарная нефть;
- товарный (сухой осушенный) газ;
- элементарная сера (гранулированная);
- фракция С3/С4 (частично используемая в качестве топливного газа на объектах, а остальная часть закачивается в товарный газ);
- стабильный конденсат, закачиваемый в товарную нефть

Принципиальная технологическая схема подготовки нефти и газа на УКПНиГ представлена на Рис. 1.1.5-15

Установка подготовки нефти

Установка подготовки нефти (УПН) предназначена для доведения поступающей с морских сооружений сырой высокосернистой нефти до товарной кондиции, технология которой включает следующие процессы:

- Сепарация нефти для окончательного разгазирования сырой нефти с высоким содержанием H₂S на четвертой ступени сепарации НД (низкого давления) при давлении ~0,65 МПа и температуре до 57°C;
- Обезвоживание и глубокое обессоливание сырой нефти;
- Стабилизация при давлении ~0,63 МПа с удалением легких углеводородов и сероводорода;
- Фракционирование нефти;
- Демеркаптанализация нефти;
- Резервуары хранения товарной и некондиционной нефти и насосная для откачки товарной нефти в Экспортный нефтепровод.
- Компримирование газа мгновенного испарения для сжатия газа мгновенного испарения, выделившегося в сепараторе НД Установки 200 – Сепарации нефти НД, в стабилизационной колонне Установки 210 – Подготовка сырой нефти и в абсорбере насыщенного амина Установки 330 – Удаления кислых газов. Дальнейшая подача газа на УКПГ;
- Подготовка пластовой воды (очистка пластовой воды на блоке твердожидкостного гидроциклона (ТЖГЦ) от твердых веществ);
- Комплекс по выделению, обезвоживанию и нейтрализации нефтешлама.

УПН оснащена камерами пуска/приема скребка для приема скребков при очистке нефтяного коллектора, транспортирующего сырую нефть с высоким содержанием H₂S с острова Д на УКПНиГ и для пуска скребков при очистке и внутренней проверке экспортного нефтепровода.

Процесс подготовки нефти осуществляется на одинаковых трех технологических линиях с производительностью каждой 165 тысяч баррелей/сут. товарной нефти

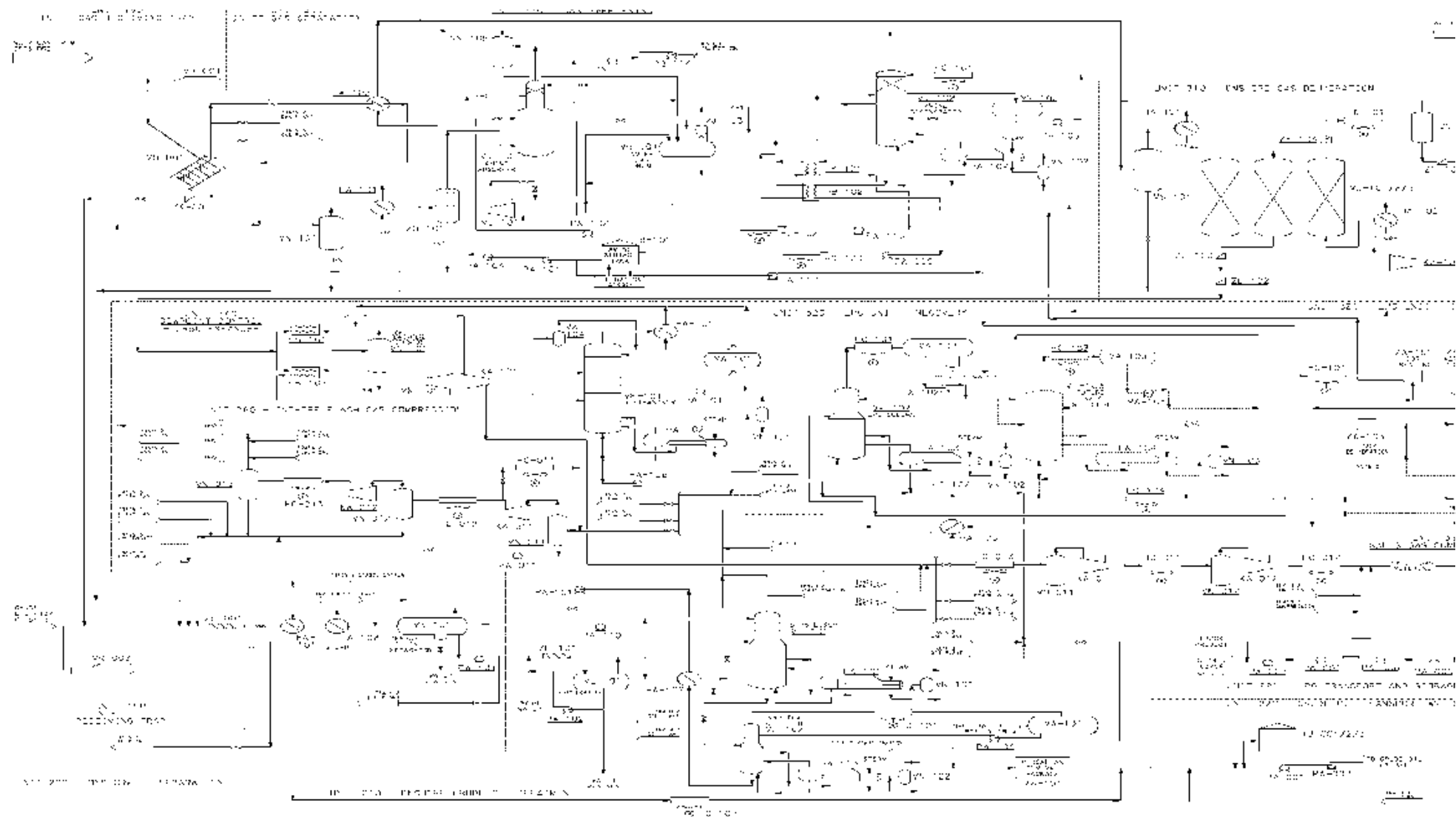


Рисунок 1.1.5-15. Принципиальная технологическая схема подготовки нефти и газа

Установка комплексной подготовки газа

Технология Установки комплексной подготовки газа (УКПГ) включает следующие процессы:

- Сепарация газа для улавливания конденсата из потока нефтяного газа с высоким содержанием H_2S , поступающего на входные сооружения УКПНиГ при давлении 6.5-8.5 МПа и температуре - 5-30°C.
- Обессеривание газа для удаления из высокосернистого газа кислых составляющих, таких как H_2S и CO_2 , а также меркаптанов и сернистых соединений (сероокиси углерода COS , сероуглерода CS_2).
- Осушка обессеренного газа от влаги адсорбционным способом.
- Контроль точки росы для глубокой осушки газа от влаги способом низкотемпературной конденсации (НТК) и выделения широкой фракции углеводородов в виде конденсатной жидкости, выделившейся в низкотемпературном сепараторе и турбодетандере,
- Компримирование товарного газа для сжатия газа, подаваемого в экспортный газопровод для отпуски внешним потребителям и в газопровод топливного газа для подачи на сооружения острова Д. Функционирует четыре линии (компрессорных установок) Установки 361 (4 x 35%).

УКПГ оснащена камерами пуска/приема скребка для приема скребков при очистке газового коллектора, транспортирующего нефтяной газ с высоким содержанием H_2S с острова Д(ЭТК-1) на УКПНиГ, для пуска скребков при очистке и внутренней проверке экспортного газопровода и для пуска скребков при очистке и внутренней проверке газопровода топливного газа.

Подготовка попутного газа осуществляется на двух технологичной линиях с производительностью на каждой нитке 110 тыс. баррелей нефтяного эквивалента/сут..

Кислые газы с аминовой очистки, содержащие большую долю сероводорода, поступают на установку излечения серы, входящую в технологический блок первичной переработки газа

Установка извлечения и хранения сжиженных углеводородов

Установка извлечения и хранения сжиженных углеводородов предназначена для извлечения из конденсата, полученного Установке 340 – Контроля точки росы, фракций C_3/C_4 , очистки конденсата (ШФЛУ), получаемого в колонне деэтанатора от сернистых соединений (COS) и меркаптанов, осушки фракции C_3/C_4 , а также для приема, хранения и отправки СУГ потребителям. Комплексная установка для удаления COS физически не установлена, однако вопрос о ее установке в надлежащее время по-прежнему находится на рассмотрении Партнеров СРПСК.

Установка извлечения и хранения сжиженных углеводородов (СУГ) представлена двумя технологическими линиями:

- Газофракционирование с извлечением пропан – бутановой фракции и C_{5+} (в перспективе фракционирование C_3 и C_4),
- Очистка СУГ;
- Осушка сжиженной пропан – бутановой фракции на молекулярных ситах;

В состав также входят: резервуары хранения СУГ, насосная и испарительная установка СУГ.

Для хранения сжиженного пропана/бутана предусматриваются четыре цилиндрических горизонтальных резервуара объемом 1068 м^3 каждый (буллиты).

Из резервуаров хранения СУГ производится откачка сжиженного пропана/бутана в систему топливного газа Установки 420, а также экспортная откачка СУГ в железнодорожные цистерны (бедующее).

Временно, в связи с отсутствием развитой транспортной системы экспорта СУГ (отсутствие трубопроводной системы, дефицит парка специализированных ж/д цистерн), предусмотрена закачка остаточного объема СУГ в экспортный трубопровод товарного газа для совместного транспорта внешним потребителям.

Учитывая перспективу осуществления газофракционирования с получением индивидуальных пропана и бутана предусматривается развитие резервуарного парка под хранение СУГ

Комплекс по извлечению и формовке серы

Комплекс по извлечению и формовке серы состоит из следующих установок:

- Извлечение серы;

- Очистка хвостовых газов;
- Сбор кислой воды;
- Формовка и хранение серы.

Для извлечения серы применен трехступенчатый Клаус-процесс (стадия термического окисления + две стадии каталитического окисления) в сочетании с применением BSR/Amine-Блока по очистке хвостовых газов с завершением цикла переработки кислых газов термическим окислением сбросных газов в печи дожига.

Уровень извлечения серы из кислого газа – 99.9%,

Принципиальная технологическая схема извлечения серы представлена на Рис. 1.1.5-16

Установка извлечения серы

Установка предназначена для переработки кислого газа, получаемого на Установке 330 – Удаления кислых газов и состоящего в основном из H_2S и CO_2 .

Процесс извлечения серы предусматривается на двух Установках 331:

- Установка 331 Технологической линии 1;
- Установка 331 Технологической линии 2.

Для очистки кислого газа, поступающего с Установки 331 по извлечению серы используется установка очистки хвостовых газов (УОХГ), Установка 332.

Предусмотрены две технологические линии Установки 332 производительностью по 110 тыс. баррелей нефтяного эквивалента/сут сухого газа каждая:

- Установка 332 Технологической линии 1;
- Установка 332 Технологической линии 2.

Установка сбора кислой воды

Установка 333 предназначена для сбора кислой воды и перекачки на Установку 560 с целью удаления из нее кислого газа. Производительность установки 62 т/час кислой воды.

Система пластовой воды

Установка 560 – Система пластовой воды предусматривает отпарку пластовой воды, поступающей с установки 210 с удалением H_2S , и отпарку кислой воды, поступающей с установки очистки хвостовых газов (УОХГ), Установки 332., с удалением H_2S и снижением концентрации метанола. Кислый газ с установки утилизируется на установке 331

В состав Установки 560 входят основные блоки:

- Установка по очистке вод технологического процесса УКПНиГ. (Новая установка отпарной колонны, А1-560-VJ-101). Назначение - отпарка пластовой воды с удалением H_2S и снижением концентрации метанола;
- Существующая отпарная колонна кислой воды, А1-560-VJ-001 (Блочно-комплектная установка - ОККВ 1) Назначение – отпарка кислой воды с установки очистки хвостовых газов, Установки 332

Принципиальная технологическая схема Системы пластовой воды представлена на Рис. 1.1.5-16

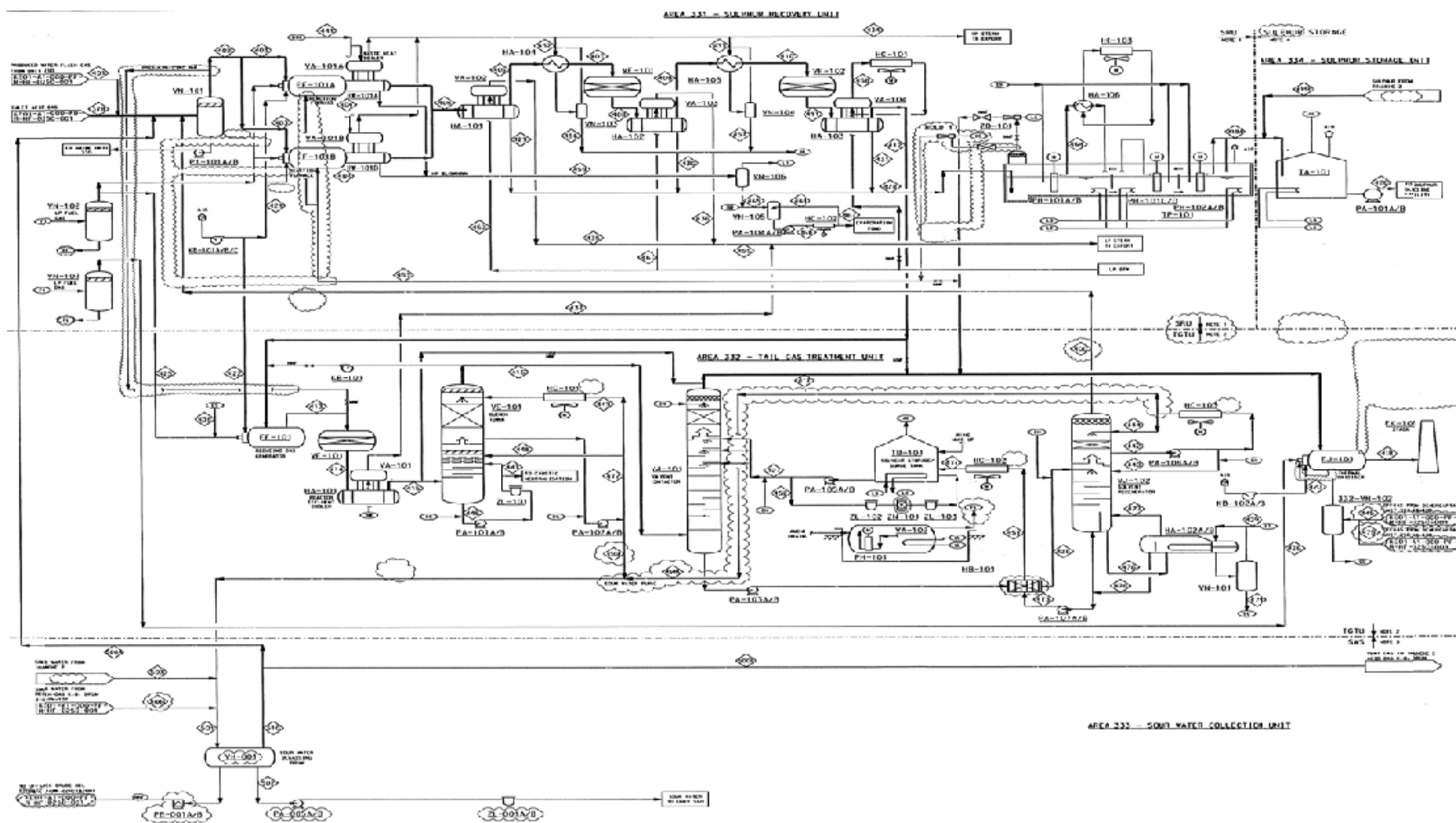


Рисунок 1.1.5-16. Технологическая схема установки извлечения серы, очистки хвостовых газов и сбора кислой воды

1.1.5.4 Установки Наземного комплекса обеспечивающие требования Кодекса РК по утилизации и комплексной переработке попутного нефтяного газа

Установки, обеспечивающие непосредственную утилизацию газа и задействованные в переработке газа, размещены как на Морском Комплексе, так и на Наземном комплексе (в т.ч. на УКПНиГ),. Первичная же переработка ПНГ предполагается на Наземном комплексе на производственной площадке УКПНиГ.

Перечни этих установок Морского и Наземного комплексов приведены в Таблицах 1.1.5-1 – 1.1.5-2.

Таблица 1.1.5-1. Установки утилизации попутного нефтяного газа Морского комплекса

Установки основного производственного назначения	Установки вспомогательно - производственного назначения (инженерного обеспечения)
1	2
В4-360 Компримирование ГМИ	В4-420 Система топливного газа
В1-310 Дегидратация газа	В4-470 Газотурбинная электростанция
В4-365 Компримирование газа обратной закачки	Промысловый коллектор подачи топливного газа на Морской комплекс
В4-100 Скважины обратной закачки	Промысловый коллектор транспорта сырого газа
	В1-380 Регенерация гликоля

Таблица 1.1.5-2. Установки утилизации и переработки попутного нефтяного газа УКПНиГ

Установки основного производственного назначения	А1-332 Очистка хвостового газа
1	2
А1-300 Сепарация газа	А1-334 Грануляция Серы и Хранение
А1-360 Компримирование ГМИ	
А1-330 Удаление кислых газов	
А1-310 Дегидратация газа	Железнодорожные погрузочно-разгрузочные установки:
А1-340 Контроль точки росы	Установка грануляции Серы
А1-320 Извлечение сжиженного газа	Бестарный склад формованной серы
А1-321 очистка сжиженного газа	Узел погрузки формованной серы
А1-221 Установки хранения сжиженного газа и насосные сооружения	Установка упаковки формованной серы в мешки
А1-361 Компримирование товарного газа	Вспомогательные промышленные объекты
Трубопровод экспорта товарного газа	А1-420 Система Топливного Газа
А1-331 Установки извлечения серы	А1-470 Газотурбинная электростанция

1.1.5.5 Объекты устранения/расшивки узких мест (debottlenecking) и модификаций на УКПНиГ, обеспечивающие расширение мощности до 450 тыс. барр. нефти/сут., а также дополнительных оптимизаций и модернизаций

Как выше было отмечено, настоящий проект «Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе» рассматривает объекты по устранению / расшивке узких мест по пропускной способности на существующих объектах обустройства УКПНиГ м/р Кашагана (debottlenecking объектов / DBN), позволяющие за счет реализации изменений и модификаций (РСN's и МоС's) создать условия для дальнейшего наращивания добычи нефти на месторождении Кашаган с 370 тыс. барр. в сутки периода ОПР до 450 тыс.барр. в сутки на Этапе I ПОМ.

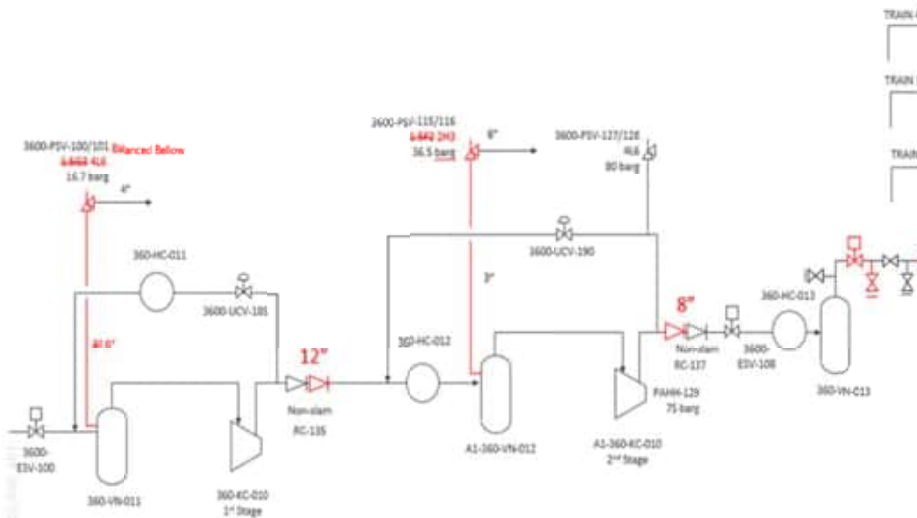
Состав объектов устранения узких мест (debottlenecking) и модификаций на УКПНИГ, обеспечивающий расширение мощности до 450 тыс. барр. нефти/сут., а также дополнительных оптимизаций и модернизаций с краткой информацией проектных задач с учетом задействованных, технологических установок и задействованных линий представлен ниже, в Табл. 1.1.5.-3.

Таблица 1.1.5-3. Состав объектов изменений и модификаций (PCN's и MoC's) по устранению / расшивки узких мест (debottlenecking) и оптимизаций на существующих объектах обустройства УКПНИГ м/р Кашагана, обеспечивающие расширение мощности до 450 тыс. барр. нефти/сут

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
Объекты debottlenecking (объекты расшивки узких мест) и модификаций на УКПНИГ, обеспечивающие расширение мощности до 450 тыс. барр. нефти/сут			
УКПН. Технологические линии 1,2,3:			
1.	210	Установка подготовки сырой нефти (сущ.). Технологические линии 1,2,3	PCN 18027. Удаление воды из рефлюксной емкости фракционной колонны. Установка 210.
1.1.	A1-210-VA-102/202/302	Блок-модуль емкости орошения фракционной колонны	Реконструкция блока емкости орошения фракционной колонны с организацией отдельного отвода воды (Унос воды во фракционную колонну). Принятая модификацией PCN 18027 система автоматического контроля межфазного уровня в дефлегматоре в режиме включения/выключения с помощью нового регулирующего клапана для поддержания уровня накапливаемой свободной воды между высоким уровнем границы раздела жидких фаз и низким уровнем границы раздела жидких фаз максимально и надежно обеспечивает предотвращение проникновения свободной воды в низ по потоку нефти для дальнейшей ее демеркаптанизации, что снимает значительные технологические издержки на данной операции. Целью модификации PCN 18027 для емкости орошения 210-VA-101/201/301 является разработка эффективного средства отделения воды от углеводородов и автоматического слива ее в закрытую дренажную систему. Это уменьшит количество отработанного каустика, полученного из воды, уносимой в нефтя-продукте, в установках Мерох, а также вероятность неожиданного отключения установок Мерох, что приведет к значительным потерям линии добычи нефти из-за блокировки в установках Мерох
1.2.	935	Установка 935. Электротехническая система.	Кабельные проводки и опоры кабельных лотков; Существующие эстакады. Трассы

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			открытой прокладок кабелей и проводов на конструкциях, в коробах, на лотках, в трубах, каналах, тоннелях;
1.3.	970	Установка 970. Система КИП и Система Управления. Система управления (дистанционное управление)	Существующие эстакады. Трассы открытой прокладок кабелей и проводов на конструкциях, в коробах, на лотках, в трубах, каналах, тоннелях
2.	210	Установка подготовки сырой нефти (сущ.). Технологические линии 1,2,3	PCN 20037. Удаление воды из колонны стабилизации нефти. Установка 210. Целью модификации PCN 20037 является повышение эффективности стабилизационных колонн за счет замены существующих внутренних устройств колонн (входных распределителей, тарелок) с учетом увеличения производительности каждой из трех технологических линий Установки 210 по подготовке нефти до номинального показателя 165 тыс. барр./сут. (до общей производительности - 495 тыс. барр./сут.), которая при этом должна обеспечивать следующие режимные показатели и проектные условия: - Низкое содержание H₂S и свободной H₂O в кубовом продукте (<1 ppm по массе и <5 ppm по массе соответственно); - Давление паров по Рейду от 45 до 48 кПа; - Снизить риск коррозии как в ребойлере стабилизатора сырой нефти, так и в верхней системе нафтоотгонной колонны и ниже по потоку на установке MEROX. - Проектные показатели по содержанию H₂S и воды в, чтобы уменьшить расходные показатели щелочи в установке MEROX и в целом OPEX.
2.1.	A1-210-VE-101/201/301	Установка 210. Колонна стабилизации нефти	
3.		Установка 360. Установка	PCN 22007 «Проект защиты от

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		компримирования газа мгновенного испарения (ГМИ)	избыточного давления компрессора ГМИ» Компрессора ГМИ технологической линии подготовки нефти № 3. Проектными решениями решаются проблемы, связанные с занижением размеров PSV (пропускной способности) для сценария обратного потока во время остановки компрессора. Также предлагаются модификации аппаратного обеспечения для улучшения ремонтпригодности линий FGC, учитывая прошлые проблемы с целостностью запорной арматуры.
			Технико-экономическое обоснование в компании NCOC определили, что обратный поток из нагнетательного коллектора во время остановки компрессора является вероятным сценарием возникновения избыточного давления. В результате выяснилось, что PSV 1-й и 2-й ступеней на сепараторах ГМИ имеют недостаточный размер. Динамические исследования также показали, что если на нагнетании компрессора не установлен дополнительный обратный клапан, общее давление сжатия может превысить расчетное давление всасывающего бака 1-й ступени. Наконец, было выявлено отсутствие запорных клапанов для обслуживания выпускных клапанов ESD (360-ESV-X08), и в рамках проекта будут установлены дополнительные ручные запорные клапаны.

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			
Системы инженерного обеспечения:			
4.	520	Система производственного водоснабжения (сущ.)	PCN 18032. Постоянная рециркуляция воды Установки очистки хвостовых газов (УОХГ). Установка 332; Целью для модификации PCN 18032 повторного использования кислой воды является - повторное использование более 70% воды, чтобы свести к минимуму забор воды из трубопровода «Астрахань» и сократить объем сброса воды в пруд-испаритель (ПРЖТО), но только на постоянной и долгосрочной основе, когда оборудование схемы рециркуляции является активом НКОК; Утилизация воды установки очистки хвостовых газов (УОХГ) в техническую воду Перевод воды установки очистки хвостовых газов в техническую воду. Реализация настоящего PCN 18032 осуществляется взамен ранее запроектированного объекта в составе проекта, «Проект обустройства объектов опытно-промышленной разработки м/р Кашаган. Наземный комплекс. УКПНиГ. Модернизация» (Заключение ГЭ_№ 01-0007-21 от 12.01.2021г): «Перевод воды установки очистки хвостовых газов в техническую воду в рамках кластера пластовых вод) с размещением блок-модулей дуплексных фильтров, АВО и КТП

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			10/0,4кВ - Установка 520 (модификация PR15025)».
4.1.	A1-520-ZL-001A/B	Блок- модуль дуплексных фильтров	Размещен на сущ. площадке A1-620-TA-002 паровой котельной
4.2.	A1-520-HC-002 A/B/C/D	Блок-модуль аппаратов воздушного охлаждения	Размещен на сущ. площадке A1-620-TA-002 паровой котельной
4.3.	520-TA-001/2	Резервуары технической/пожарной воды	
4.4.	-	Установка 920. Система главного распределения электроэнергии менее 1 000 В. Блок КТП 10/0,4кВ	Размещен на сущ. площадке A1-620-TA-002 паровой котельной
4.5.	A1-920-EH-018).	Установка 920. Система главного распределения электроэнергии менее 1 000 В. Блок распределительного шкафа	Размещен на сущ. площадке A1-620-TA-002 паровой котельной
4.6.	560-VJ-001	Установка 560. Система пластовой воды. Коммуникационный блок-модуль межплощадочных трубопроводов	
УКПГ. Технологические линии 1,2:			
5.	300	Установки сепарации газа	PCN 18042. Механическое оборудование U-300, U-310, U-320, U-340. Устранения узких мест газовых линий действующего производства УКПНиГ. Рассматриваемая модификация направлена на повышение эффективности сепарации жидкой фазы, находящейся в потоке перерабатываемого газа, за счет замены внутренних устройств входных газосепараторов Установок 300, 310, 320 и 340 соответственно на входные лопастные распределительные устройства и специальные туманоуловители VICO-Tech, изготовленные из слоев металлической сетки, поставляемых фирмой COSTACURTA S.p.A, а также за счет замены выходных коллекторов конденсата на профилированные опорные решетки (SSG) фирмы Johnson Screens. Данная комбинация модернизированных внутренних устройств, обладая высокой производительностью разделения при

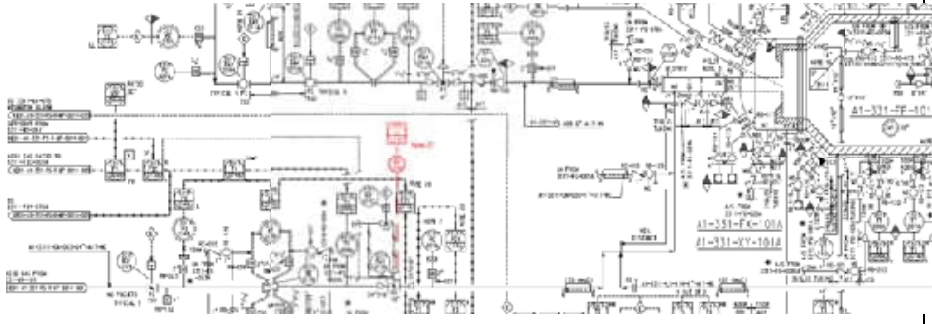
№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			высокой скорости, благодаря эффекту коалесценции, обеспечиваемому туманоуловителем (агломератором), закладывается потенциал в повышение производительности всей установки;
5.1.	A1-300-VN-101/201	Емкость кислого газа	
6.	310	Установки осушки газа;	РСН 18042. Механическое оборудование U-300, U-310, U-320, U-340. Устранения узких мест газовых линий действующего производства УКПНиГ. Модификация направлена на повышение эффективности процесса сепарации жидкой фазы, находящейся в потоке входного газа на установки, за счет установки следующих современных типов внутренних устройств: ▪ входных распределительных устройств лопастного типа; ▪ специальных туманоуловителей VICO-Tex (агломераторов), изготовленных из слоев металлической сетки, поставляемых фирмой «COSTACURTA S.p.A»; ▪ выходных коллекторов конденсата в виде профилированной опорной решетки (SSG) фирмы «Johnson Screens».
6.1.	A1-310-VN-101/201	Входной газосепаратор	
7.	320	Установки извлечения СУГ	РСН 18042. Механическое оборудование U-300, U-310, U-320, U-340. Устранения узких мест газовых линий действующего производства УКПНиГ. Модификация направлена на повышение эффективности процесса сепарации жидкой фазы, находящейся в потоке входного газа на установки, за счет установки следующих

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			современных типов внутренних устройств: ▪ входных распределительных устройств лопастного типа; ▪ специальных туманоуловителей VICO-Tex (агломераторов), изготовленных из слоев металлической сетки, поставляемых фирмой «COSTACURTA S.p.A»; ▪ выходных коллекторов конденсата в виде профилированной опорной решетки (SSG) фирмы «Johnson Screens».
7.1.	A1-320-VA-104/204	Емкость предварительного испарения	
8.	340	Установки контроля точки росы.	PCN 18042. Механическое оборудование U-300, U-310, U-320, U-340. Устранения узких мест газовых линий действующего производства УКПНиГ. Модификация направлена на повышение эффективности процесса сепарации жидкой фазы, находящейся в потоке входного газа на установки, за счет установки следующих современных типов внутренних устройств: ▪ входных распределительных устройств лопастного типа; ▪ специальных туманоуловителей VICO-Tex (агломераторов), изготовленных из слоев металлической сетки, поставляемых фирмой «COSTACURTA S.p.A»; ▪ выходных коллекторов конденсата в виде профилированной опорной решетки (SSG) фирмы «Johnson Screens».
8.1.	A1-340-VN-101/201	Низкотемпературный сепаратор	
9.	330	Установка 330. Удаление кислых газов Замена насадки для более высокой производительности	еМОС 23951 Цель данной модификации является снятие гидравлических ограничений для работы реабсорбера испарителя

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		330-VJ-103/203 (реабсорбера испарителя обогащенного амина)	обогащенного амина, 330-VJ-103/203. При этом модификация реабсорбера испарителей исходила из прития общего расход газа, поступающего в аминный абсорбер в качестве исходного номинального уровня - 382 тыс. м.3/ч (ст. условия при 1 атм и 20°C) и с учетом максимального расхода 400 тыс. м.3/ч для будущего увеличения пропускной способности по газу с некоторым эксплуатационным запасом по гидравлическому ограничению. На основание проведенных работ по гидравлической оценке существующей насадки реабсорбера испарителей (330-VJ-103/203) в целях обеспечения работы установки. при более высоком расходе и наличия разумного запаса при текущих условиях эксплуатации и в случае сбоя модификация предусматривает замену существующей насадки на насадку Sulzer S-Ring 2, Raschig Super Ring 2 или эквивалентную. Данная насадка в случае увеличения склонности к пенообразованию предотвращает потерю амина и как следствие приводит к снижению риска коррозии на выходе трубопровода и влияния на производительность газовой установки в результате чрезмерной рециркуляции газа. Модификация предусматривает увеличение потока амина в испарители до > 60 м.3/ч, чтобы поглотить разумное количество H₂S. В противном случае поток рециркуляции к компрессору газа испарения может начать использовать мощность газовой установки. Предполагается, что поток рециркулируемого газа увеличится до 2 000 ст.м.3/ч если количества амина недостаточно для захвата H₂S за один проход, что незначительно повлияет на мощность газовых установок.
9.1.	330-VJ-103	Реабсорбер испарителя обогащенного амина,	
9.2.	330-VJ-203.	Реабсорбер испарителя обогащенного амина,	
10.	321	Установка 321. Очистка СУГ	еМОС 24319

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		Модернизация регулирующих клапанов, 3211-FCV-206 и 3212-FCV-206	Модификация регулирующего клапана расхода влажного воздуха 3211/2-FCV-206 в систему Merох. Св, пропускная способность регулирующих клапанов 3211/2-FCV-206 по расходу воздуха, необходимого для очистки более высокого потока меркаптанов из-за увеличения расхода потока ШФЛУ при увеличении добычи на Этапе 1 периода ПОМ, являться недостаточной. При достижении добычи 370 тыс. барр/сут на существующих клапанах управления потоком влажного воздуха (3211/2-FCV-206) Установки 321 их открытие стабильно составляет 87% и это оказалось недостаточным для обработки и окисления высокого содержания RSH в потоке СУГ на входе Merох. В текущей ситуации для устранения этого узкого места в систему подается дополнительный воздух через бак для добавления катализатора (321-VN-102/202), чтобы способствовать окислению RSH и поддерживать качество отработанной каустики. Однако поток через бак для впрыска катализатора невозможно контролировать, что потенциально может привести к попаданию воздуха в линии DSO и уравнивательные линии, что вызывает коррозию этих линий, а также магистрали (горизонтального участка) DSS. Модификация eMOC 24319 заключается в: - Замене существующих клапанов 3211/2-FCV-206 компании производителя Dresser masoneilan на клапана с увеличенной пропускной способностью; - Замене существующего специального обратного клапана с Ду 3/8 дюйма на 1/2 дюйма,, установленного ниже по потоку от 3211/2-FCV-206
10.1.	3211-FCV-206	Технологическая линия 1	
10.2.	3212-FCV-206	Технологическая линия 2	

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
11.	332	Установка 332. Установка очистки хвостовых газов (УОХГ). Технологическая линия 2. Технологическая линия сброса кислой воды с насосов А1-332-РА-202А/В водопоглощающей колонны в емкость дегазации кислой воды, А1-333-VN-001	еМОС 22085 Замена существующего клапана регулирования расхода на более крупный клапан регулирования расхода/ Проблема существующего гидравлического ограничения линии сброса кислой воды вызвана большой ее длиной и структурной компоновкой линии, а также недостаточной пропускной способностью регулирующего клапана, 3322-FCV-020, в условиях увеличения добычи на м/р. Модификацией предусматривается замена существующего 2-дюймового регулирующего клапана на 4-дюймовый
12.	331	Установка 331. Установка извлечения серы Технологические линии 1,2	
12.1.	331	Повышение максимальной производительности установки по производству серы. Технологические линии 1,2	еМОС 22371 В условиях увеличении добычи до 450 тыс.барр/сут нефти и дополнительного объема сырого газа до 1 млрд. м3/год, который предназначен для передачи на переработку третьей стороне (QG), предусматривается возможность повышения производства серы на УКПНИГ НКОК с 3800 т/сутки до 4200 т/сутки в случае отсутствия синхронизации выхода ГПЗ третьей стороны на КР (остановки экспортного газопровода сырого газа 1ВСМА) с целью предотвращения снижения уровня добычи на м/р Кашаган. Повышение производительности Установки 331 допустимо при условии выполнения нормативных требований: - предотвращения вибраций коммуникаций и оборудования установки сверх допустимых; - ОНТП 1-86 касательно обновленного показателя номинальной производительности Установка производства серы должна обеспечить гарантированное количество серы с сохранением нормального

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			действия всего оборудования и автоматики при увеличении до 115 % по отношению к номинальной производительности
12.2.		Линии подачи кислого газа Установки 330 с А1-VN-101/201 в печи сжигания газа первой термической ступени конверсии А1-331-FF-101А/В и А1-331-FF-201А/В	еМОС 22974 Замена регулирующего клапана на более производительный А1-3311/2-FCV-013А/В с обратной связью по положению
12.2.1.	3311-FCV-013А/В	Технологическая линии 1	
			
12.2.2.	3312-FCV 013А/В	Технологическая линия 2	
13.	361	Новый трубопровод сырого газа Ду400 (DN 16") от УКПНиГ до УКПГ третьей стороны для транспортировки осушенного неочищенного газа Экспортный газопровод сырого газа 1ВСМА	Проект «Строительство нового трубопровода сырого газа», разработанный компанией ТОО CBS, КТ00-362-4U-A-RE-0001-000
13.1.		Газопровод от УКПНиГ до УКПГ Ду400 (DN16")	Маршрут газопровода начинается от точки врезки в существующую трубную обвязку конденсатасборника (Slugcatcher) на площадке УКПНиГ (ТУ на точку подключения). Протяженность 14,405км
13.2.		Площадка камеры пуска скребка на УКПНиГ	Территория УКПНиГ
13.3.		Модульное помещение силовых трансформаторов	Территория УКПНиГ
13.4.		Станция катодной защиты (ЭХЗ) (система N 1 ICCP)	Территория УКПНиГ
13.5.	А-170-НМ-101/102	Площадка электронагревателей газа	Территория УКПНиГ
13.6.		Площадка линейного кранового узла -1 на ПК5	Промысловая территория

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
13.7.		Площадка линейного кранового узла -2 на ПК10	Промысловая территория
13.8.		Площадка кранового узла -3 на входе в УКПГ	Промысловая территория
13.9.		Вдоль трассовая волоконно-оптическая линия связи (ВОЛС)	2 линии из которых будут проложены в одной траншее с газопроводом, 1 линия - с левой стороны трубопровода по ходу продукта, на расстоянии не менее 8 м от оси газопровода. Три оптико-волоконных кабеля начинаются от аппаратной связи Здания главной операторной, расположенного на территории УКПНИГ (ТУ на точки подключения)
13.10.		Вдоль трассовый проезд шириной 6,5м, на расстоянии не менее 10 м от оси газопровода	Пересечения подъездов к ЛКУ с трассой газопровода
13.11.		Воздушная линия электропередач (ВЛЭП), на расстоянии не менее 15	Проектируемая воздушная ЛЭП – 10кВ берет свое начало от существующей ВЛ 10 кВ проходящей возле территории УКПНИГ, вблизи наружного ограждения. Запитка от существующих распределительных щитов 10 кВ на УКПНИГ. Прокладка кабеля 10 кВ осуществляется от распределительного щита 10 кВ А1-910-ES-140 существующей подстанции № 14 и распределительного щита 10 кВ А1-910-ES-240 существующей подстанции № 24 до новых силовых трансформаторов устанавливаемых в модульном здании (ТУ на точки подключения).
Объекты дополнительных оптимизаций и модернизаций Наземного комплекса по внедрению лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности, обеспечивающих в условия наращивания мощностей повышение уровня безопасных условий его эксплуатации и функционирования (объекты непосредственно не связанные с повышением производительности до 450 тыс. барр./сут.)			
УКПГ. Технологические линии 1,2			
14.	330	Удаление кислых газов	
14.1.		Фильтрация бедного (ненасыщенного) амина. Дополнительные фильтры (Повышение эффективности фильтрации ДЭА)	Предписание Департамента КПБ Атырауской обл. № 52-Э (пункт 38) PCN 17011. Стоимость проекта в размере 17\$ млн. была признана безвозвратной, и проект был приостановлен в 2019г. Разработчик основ проекта - ТОО «INTRA Services Company» PR22501 / PR22502. «Установка 330. Проект

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			филтрации амина в блоке 330, газогенераторной установке, технологической линии 1 и технологической линии 2». Дальнейшие модификации объекта: 1. еМОС 21150 (Линия 1) продлен до еМОС 25302; 2. еМОС 22783 (Линия 2) продлен до еМОС 25300
14.1.1.		Модернизация существующих главных фильтров, 330-ZV-101/201	Филтрация на целлюлозном намывном слое с ее регенерацией обратной промывкой заменяется на филтрацию с использованием одноразовых картриджных фильтрующих элементов компании Карбис
14.1.2.		Площадка второго контура филтрации дополнительных фильтров: ▪ Фильтр предварительной очистки от механических частиц 10 мкм (2х4=8 мешочных фильтров); ▪ Фильтр 5 микрон [угольный]; ▪ Фильтр конечной очистки 1 микрон (6х4=24 мешочных фильтров)	
14.1.3.		Коммуникационные блок-модули инженерных сетей (трубная обвязка внеплощадочных технологических трубопроводов, техническая вода, сети ЭС и АК)	
14.1.4.		Аварийный душ (блок) со станцией промывки глаз	
14.2.		Избыточное давление в емкости испарителя амина из абсорбера амина	▪ еМОС 26126 (линия 1); еМОС 26137 (линия 2) ▪ Фактический уровень полноты безопасности SIL на экспонайзерах Установки 330 недостаточен, т.к. анализ уровней защиты (LOPA - смешанный метод оценки риска, связанного с нежелательным событием или сценарием / Layers of Protection Analysis) не исключает сценарий Прорыва

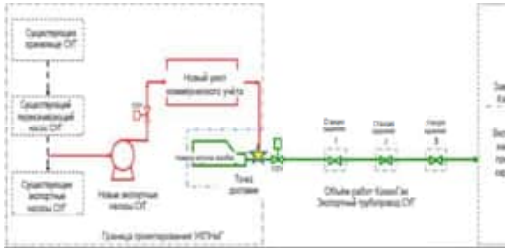
№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			жидкости/пара из аминного абсорбера в сепаратор/экспонанзерн для испарения обогащенного амина.. ▪ Вероятность сброса давления в абсорбере и возникновении избыточного давления в испарителе высока вследствие сценария выброса газа и сброса/вытеснения жидкости из абсорбера в результате, когда регулирующий клапан 3301-LCV-035 на потоке обогащенного амина в испаритель не открывается независимо от уставок 3301-LCV-005A/B. ▪ Модификации: ▪ Установка механического ограничителя минимального открытия на последующих регулирующих клапанах 3301/2-FCV-055/056 на 15 % для обеспечения постоянного выпуска жидкости; ▪ Перемещение одного из существующих клапанов ESV (3301/2-ESV-005) или новый клапан ESV на байпасную линию последовательно с 3301/2-ESV-007 на линии от аминного абсорбера к сепаратору аминного испарения для достижения уровня SIL 2. цель функций отключения 3301/2-LALL-008 (аминный абсорбер) и 3301/2-LANH-021 (аминный испарительный сепаратор); ▪ Уменьшите настройку нормального уровня жидкости (заданное значение) 3301/2-LIC-019 с 2,2 м до 1,6 м и настройку высокого уровня жидкости 3301/2-LAH-019 с 2,9 м до 2,2 м в емкости для испарения амина; ▪ Запорные клапаны U/s и d/s 3301/2-HB-101/201/102/202 A/B/C на линии обогащенного амина должны быть CSO.

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
14.2.1.		Испаритель обогащённого амина, А1 – 330-VN-101	еМОС 26126 (линия 1
14.2.2.		Испаритель обогащённого амина, А1 – 330-VN-201	еМОС 26137 (линия 2)
15.		"Комовая сера. Механизированная экскаваторная разработка серных блоков.	еМОС 24624 (Система пылеподавления для проекта дробления серы (PAD-1) Установка НТ)) / 25338 (Установка бытовых контейнеров (Кабина обеспыливания одежды персонала; Аварийный душ) для персонала сероуглеродного производства) / 26027 (Мобильная погрузочная рампа для площадки) / 26094 (Система пылеподавления (с ЕНТ) для площадки дробления серы_2) / 26111 (Освещение карт) / 26367 (Система пылеподавления для проекта дробления серы (PAD-1) Установка НТ) / 22509 / PR 23241 / 20211 / 22509.
15.1.	334	Расширение номенклатуры товарной серы. Открытый склад серы Применение дополнительного механизированного способа разработки серных блоков на картах склада серы УКПНИГ. Серные карты 334-TZ-001 ÷ 334-TZ – 006	Объекты утверждённого проекта «Проект обустройства объектов опытно-промышленной разработки м/р Кашаган. Наземный комплекс. УКПНИГ. Модернизация» (Заключение ГЭ_№ 01-0007-21 от 12.01.2021г), не вошедшие в Акт приемки объекта в эксплуатацию от 14.12.2022г.
15.2.	334	Серная карта 334-TZ-001,	еМОС 24624 «Система

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		Узел погрузки дробленой комовой серы (Погрузочная рампа), в т.ч. оборудованная стационарной системой пылеподавления (защитный экран и форсуночная система орошения, «сухой туман»)	пылеподавления для проекта дробления серы (PAD-1) Установка НТ»
15.3.	334	Серные карты 334-TZ-002 ÷ 334-TZ – 006 Мобильная погрузочная рампа для разработки серного блока на карте №2, в т.ч. оборудованная стационарной системой пылеподавления (защитный экран и форсуночная система орошения, «сухой туман»)	еМОС 26027. «Мобильная погрузочная рампа для площадки _2 проекта по дроблению серы)» Мобильная погрузочная рампа предполагается использовать на других картах при их разработке. Согласно "Плану производства работ по дроблению серы и погрузке серы" в рамках проекта "Ликвидация серы на м/р Кашаган" планируется освобождение серных карт в полном объеме за счет разработки серных блоков
15.4.	334	Серные карты 334-TZ-001 ÷ 334-TZ – 006 Кабина обеспыливания одежды персонала Аварийный душ с ванночкой для промывки глаз	еМОС 25338 «Установка бытовых и туалетных контейнеров для персонала сероуглеродного производства». Размещение Кабины обеспыливания одежды персонала и Аварийного душа с ванночкой для промывки глаз предусмотрено в районе существующих бытовых контейнеров
15.5.	334	Серные карты 334-TZ-001 ÷ 334-TZ – 006 Коммуникационные блок- модули инженерных сетей (внутриплощадочных сетей электрообеспечения, водоснабжения, автоматизации)	еМОС 26111 Освещение карт еМОС 22503 Водоснабжение систем пылеподавления на отгрузочных рампах
16.		Проект экспорта СУГ (подключения)	PR 20109. Проект экспорта СУГ (подключения); PCN 19094. Линия рециркуляции насосов экспорта СУГ; еМОС 23247. Установка 221. Установка новых, дополнительных датчиков ПИГ для обеспечения необходимого охвата соответствующей зоны для предотвращения пожара и взрыва. Состав объектов, включенных в PR 24004:

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			▪ Модификации термического окислителя (Новые горелки термического окислителя для работы на двух видах топлив), ▪ БКУ рабочих/резервных экспортных насосов для СУГ (221-РА-001А/В); ▪ Узел коммерческого учета; ▪ Подсоединение к нагнетательной линии перекачивающего насоса СУГ линии рециркуляции минимального расхода и линии вентиляции уплотнения. ▪ Подключения внеплощадочных инженерных и вспомогательных сетей к существующим системам УКПНИГ: – Азот/топливный газ/воздух КИП / технический воздух; – Открытые дренажи / закрытые дренажи; – Электричество; – Приборы и системы управления; – Факельная система Промысловые объекты проекта экспорта СУГ (вне пределов УКПНИГ) разрабатываются отдельным проектом в рамках ответственности QG, к которым относятся: ▪ Экспортный трубопровод СУГ (20 км), ▪ Станции запорной арматуры, ▪ Воздушные линии электропередач, ▪ Катодная защита, ▪ Патрульная и подъездная дороги, ▪ Телекоммуникационная система связи на основе ВОЛС, ▪ Станция налива СУГ (Завод СУГ). Состав объектов по модификации РСН 19094: ▪ Рециркуляционный трубопровод с клапаном регулирования минимального расхода; ▪ Модернизация системы уплотнений экспортных насосов 221-РА-001А/В, в т.ч. циркуляционной системы охлаждения затворной жидкости уплотнения;

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			- Подключения под установку третьего экспортного насоса (отдельный проект) Состав объектов по модификации еМОС 23247: - Во всех затронутых модификациями пожарных зонах (FZ 6320 и FZ 6350) потребовались дополнительные детекторы горючих газов; - Для достижения целевого показателя производительности к FZ 6320 предлагается добавить 5 дополнительных точечных детекторов горючих газов. Причина доп. проектных решений: по PCN 18025 и 18034 были внесены изменения в трубопроводы обвязки насосов откачки СУГ (A1-221-РА-001A/B) на Установке 221 СУГ с применением фланцевых соединений для установки системы автоматического сброса давления в насосах, что привело к появлению дополнительных источников утечки углеводородов на данной площадке. В результате этих технологических модификаций были потенциально затронуты существующие системы обнаружения F&G (т.е. обнаружения горючих газов) в пожарных зонах (FZ 6320 и FZ 6350)
16.1.	221	Установка 221. Резервуары хранения и насосная СУГ. Коммуникационный блок-модуль внутриплощадочного трубопровода СУГ (трубная обвязка внутриплощадочных трубопроводов, 6" труба бесшовная Кл. 80 ASTM A333 GR 6 ~ 1 068 метров)	PR 20109. Проект экспорта СУГ Трасса: из выхода существующего перекачивающего насоса СУГ 221-РА-003A/B направляется на насосы экспорта СУГ 221-РА-001A/B
16.2.	221	Установка 221. Резервуары хранения и насосная СУГ. Коммуникационный блок-модуль инженерных сетей (внеплощадочных сетей электроснабжения к ПС 6, автоматизации и связи)	PR 20109. Проект экспорта СУГ
16.3.	221	Установка 221. Резервуары хранения и насосная СУГ. БКУ рабочих/резервных	PR 20109. Проект экспорта СУГ Модификация PCN 19094: Рециркуляционный трубопровод

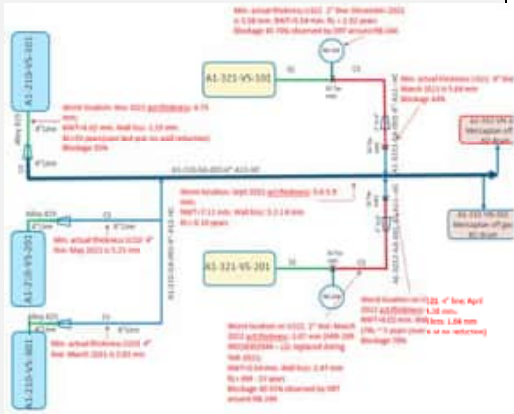
№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		экспортных насосов для СУГ (221-РА-001А/В)	с клапаном регулирования минимального расхода; Модернизация системы уплотнений экспортных насосов 221-РА-001А/В, в т.ч. циркуляционной системы охлаждения затворной жидкости уплотнения
16.4.	221	Установка 221. Резервуары хранения и насосная СУГ. Зона коллектора для хранения СУГ, FZ 6320. Установка в пожарной зоне FZ 6320 5 дополнительных точечных детекторов горючих газов	Модификация еМОС 23247. Зона компоновки технологического оборудования: Испаритель сжиженного нефтяного газа
16.5.	221	Установка 221. Резервуары хранения и насосная СУГ. Новые экспортные насосы СУГ	PR 20109. Проект экспорта СУГ 
16.6.	221	Установка 221. Резервуары хранения и насосная СУГ. Узел коммерческого учета	PR 20109. Проект экспорта СУГ
16.7.	221	Установка 221. Резервуары хранения и насосная СУГ Линия товарного СУГ. Коммуникационный блок-модуль межплощадочного трубопровода СУГ (трубная обвязка по межплощадочным эстакадам, 6" труба бесшовная Кл. 80 ASTM A333 GR 6).	PR 20109. Проект экспорта СУГ Трасса: из выхода БКУ коммерческого учета направляется к врезке через тройник с решеткой в экспортный трубопровод СУГ
16.8.	190	Установка 190. Экспортный трубопровод СУГ. Камера пуска скребка Коммуникационные блок-модули инженерных и вспомогательных сетей для обеспечения функционирования камеры пуска скребка, А1-190-VL-005 (подключения внеплощадочных инженерных и вспомогательных сетей к	PR 20109. Проект экспорта СУГ. Проект размещения камеры пуска скребка, А1-190-VL-005 не входит в объем ТПД 450 НК, т.к. реализуется в рамках ответственности третьей стороны, проекта экспортного трубопровода СУГ

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		существующим системам УКПНИГ: ■ факельный трубопровод ВД ■ Азот/топливный газ/воздух КИП/технический воздух; ■ Открытые дренажи/закрытые дренажи; ■ автоматизации и связи)	
16.9.	190	Установка 190. Экспортный трубопровод СУГ. Модернизации внутри подстанции OS-SS-02 (Подстанции № 6): ■ Установка новых плат ввода-вывода PCU и коммуникационных модулей КПГ, полевых клеммных сборок и проводки распределительных клемм. ■ Установка новой системы Triconex (АО/СПГ) и распределительного шкафа. ■ Подключение вновь установленного узла Triconex к SLAN УКПНИГ	PR 20109. Проект экспорта СУГ В рамках объема работ по модификациям ИСУБ
16.10.	190	Установка 190. Экспортный трубопровод СУГ. Модификации SIS4 по Топливному газу: ■ Установка новых плат ввода-вывода PCU, полевых клеммных блоков и проводки распределительных клемм; ■ Установка новой карты ввода-вывода Triconex, полевых клеммных блоков и проводки распределительных клемм.	PR 20109. Проект экспорта СУГ В рамках объема работ по модификациям ИСУБ
16.11.	190	Установка 190. Экспортный трубопровод СУГ. Модификации в ЦПУ по ИСУБ	PR 20109. Проект экспорта СУГ Аналогично модификациям по SIS4
16.12.	332	Установка 332. Установка	

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		очистки хвостовых газов (УОХГ). Технологические линии 1,2	
16.12.1.	332	Модификации термического окислителя, А1-332-FJ- 101/201	PR 20109. Проект экспорта СУГ Модификации термического окислителя с переводом существующих установок с работы на СУГ на работу на двух видах топлива (СУГ и ТГ): - Замена тройной трубы горелки; - Замена топливопровода между топливным блоком и трубой горелки; - Замена узла топливного газа;
16.12.2.	332	Модификации термического окислителя, А1-332-FJ- 101/201	еМОС 21143. Замена блока питания для детекторов пламени на термоокислителе Линия 1 и 2
16.12.3.	332	Модификации термического окислителя, А1-332-FJ- 101/201 Предотвращение вибрации корректировкой рабочего температурного режима	еМОС 20099. Рабочая температура ToX снижена с 600°C до 520°C Причина вибрации ToX в установленном рабочем диапазоне 520-650 °C. Расчетная кинетическая модель термического окислителя показывает, что температура может быть значительно снижена и при этом все равно будет достигаться спецификация общего пониженного содержания серы (TRS) (т. е. H ₂ S, COS, CS ₂ .) 25 ppmv с хорошим запасом. Проблема вибрации связана с горелками термического окислителя, работающими близко к максимальному требованию тепловыделения и пределу дросселирования. Расчетное тепловыделение горелки находится в диапазоне 60 МВт, в то время как тепловыделение согласно техническим характеристикам горелки указана спецификация с тепловыделением 60 МВт. Это предел работы окислителя и, скорее всего по заключениям НКОК, - это основная причина вибрации. Визуальный осмотр пламени показал нестабильное состояние с частотой, аналогичной вибрации, наблюдаемой в воздуховодах
16.13.	331	Установка 331. Установка	PR 20109. Проект экспорта СУГ

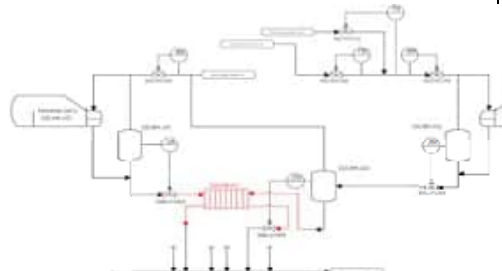
№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		извлечения серы. Межплощадочный коллектор воздуха КИПиА. Подача воздуха КИПиА ТО, А1-332-FJ-101/201	
16.14.	321	Установка 321. Установка очистки СУГ. Межплощадочный коллектор СУГ. Подача СУГ в Термический окислитель, А1-332-FJ- 101/201	PR 20109. Проект экспорта СУГ
17.	332	Установка 332. Установка очистки хвостовых газов (УОХГ). Технологические линии 1,2	PCN 23003. Подключения для охлаждения/Водопоглащающая колонна/МДЭА/ Охладители экспортной нефти В составе данного ТПД 450 НК предусматриваются модификации только по организации врезок в существующие трубопроводы с целью в дальнейшем отдельным этапом, по отдельному проекту, выполнить подключение потоков циркулирующего потока МДЭА и охлаждающей воды водопоглащающих колонн к собственным блокам охлаждения
17.1.	332	Система охлаждения циркуляционного ненасыщенного потока МДЭА в контактор амина, А1-332-VJ-101/201 (Дополнительное охлаждение МДЭА)	Задача модификации - снижения температуры всего циркулирующего потока МДЭА до 44 °С, т.к. в летний период, в условиях экстремально высоких температур (~40÷42°С) на технологической установке 332 (транши 1и 2) в секции контактора растворителя, температура МДЭА повышается до 51°С, что приводит к выделению большого количества SO ₂ , что в свою очередь ведет к замедлению производства, вызываемого образованием осадка в А1-332-НВ-101/ А1-332-НВ-201
17.1.1.	332	Контакторы амина, А1-332-VJ-101/201. Врезки в существующие трубопроводы Установки 332	Модификации существующей трубопроводной обвязки абсорбционной колонны амина Установки 332 -- осуществление врезок в существующие трубопроводы установки 332 (транш 1 и транш 2), соответственно в линиях с расположением врезок до и после клапанов регулирования расхода 3321-FCV-031/ 3322-FCV-031: ▪ А1-3321-AM-071-14"-А18-WN; ▪ А1-3322-AM-071-14"-А18-WN.

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
17.2.	332	Система охлаждения охлаждающей воды водопоглощающих колонн, А1-332-VE-101/ А1-332-VE-201. (Охлаждение горячего газа из реактора гидрогенизации)	Задача модификации – снижение температуры охлаждающей воды для охлаждения горячего газа из реактора гидрогенизации до температуры около 43°C, поток воды направить во временную систему охлаждения, т.к. в летний период идет повышение температуры в верхней секции водопоглощающих колонн А1-332-VE-101/ А1-332-VE-201 до 60°C, что также приводит к выделению большого количества SO ₂ , тем самым, вызывая снижение добычи нефти для обеспечения работы в пределах допустимых для НКОК (Норт Каспиан Оперейтинг Компани) лимитов выбросов в окружающую среду.
17.2.1.	332	Водопоглощающие колонны, А1-332-VE-101/ А1-332-VE-201. Врезки в существующие трубопроводы Установки 332	Модификации существующей трубопроводной обвязки Водопоглощающие колонны Установки 332 -- осуществление врезок в существующие трубопроводы установки 332 (транш 1 и транш 2), соответственно в линиях с расположением врезок соответственно в линиях с расположением врезок до и после клапанов регулирования расхода 3321-FCV-014/ 3322-FCV-014: - А1-3321-PW-012-20"-А18-WN - охлаждающая вода в водопоглощающую колонну А1-332-VE-101; - А1-3322-PW-012-20"-А18-WN - охлаждающая вода в водопоглощающую колонну А1-332-VE-201.
18.		Установка 321. Очистка СУГ. Технологические линии 1 и 2. Установка 332. Установка очистки хвостовых газов (УОХГ). Технологическая линия 1 «Модернизация материала линии отходящего газа с установки Мерох и сепаратора КО А1-332-VN-102 от CS до SS»	PCN 22014 «Линия отводящего газа Мерох и меркапан отходящего газа. Сепаратор КО А1-332-VN-102. Обновление материала с CS на SS» <u>Причина</u> замены материального исполнения трубопровода А1-3211/2-GA-001-2"-А11-НС, трубопровода А1-3211/2-GA-001-4"-А11-НС на сталь SS А15 и сепаратора А1-332-VN-102 меркапан отходящих газов на сталь марки SS316L- <u>высокая скорость коррозии</u> для линии отходящего газа Мерох (линии 1/2) и барабана КО для Mercaptan отходящего газа А1-332-VN-102 (линия 1) из-за сильной влажной

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			кислородной коррозии, <u>Цель модификации</u> - обеспечить высокую эксплуатационную готовность/надежность агрегатов Мегох путем модернизации материала. Материал труб и сепаратора изменен с CS на SS, но текущие параметры процесса не изменятся: расход/температура/давление останутся прежними. Рабочая температура/давление: 1-1,5 бар изб., температура подачи топливного газа в/с - 50°C, температура подачи топливного газа в/с - 50°C, зимой - 35-40°C 
18.1.	321	Установка 321. Очистка СУГ. Технологические линии 1 Модернизация Технологической линии отходящих газов MEROX от сепаратора дисульфидов, A1-321-VS-101: Секция трубы 2 дюйма A1-3211-GA-001-2"-A11-HC и секция трубы 4 дюйма A1-3211-GA-001-4"-A11-HC	Замены углеродистой стали марки A11 на нержавеющую сталь марки SS A15. Линия начинается от RB-244 (точка врезки №1 до точки врезки №2. Тэговый номер модернизированной линии: A1-3211-GA-007-2"/4"-A15-HC (секция трубы A1-3211-GA-006-2"-A15-HC и секция трубы A1-3211-GA-005-4"-A15-HC)
18.2.	321	Установка 321. Очистка СУГ. Технологические линии 2 Модернизация Технологической линии отходящих газов MEROX от сепаратора дисульфидов, A1-321-VS-201:	Замены углеродистой стали марки A11 на нержавеющую сталь марки SS A15. Линия начинается от RB-244 (точка врезки №1 до точки врезки №2. Тэговый номер модернизированной линии: A1-3212-GA-007-2"/4"-A15-HC (секция

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		Секция трубы 2 дюйма А1-32112-GA-001-2"-А11-НС и секция трубы 4 дюйма А1-32112-GA-001-4"-А11-НС	трубы А1-3212-GA-006-2"-А15-НС и секция трубы А1-3212-GA-005-4"-А15-НС)
18.3.	332	Установка 332. Установка очистки хвостовых газов (УОХГ). Технологическая линия 1 Модернизация сепаратора А1-332-VN-102 меркаптан отходящих газов с заменой материального исполнения с углеродистой стали на нержавеющую сталь марки SS 316L	

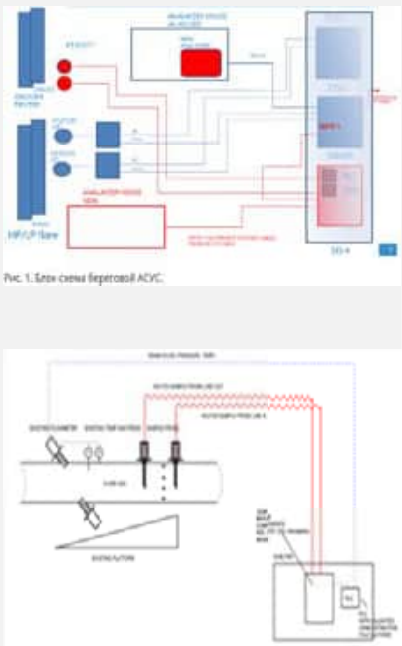
№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
19.	320	Установка извлечения СУГ Предотвращение гидроудара в сборном коллекторе конденсата НД Установка пластинчатого теплообменника для потоков парового конденсата от ребойлера DeC2/320-НА-х02 и от 320-НА-х03 сжиженного нефтяного газа (Тепловая интеграция между потоками парового конденсата сжиженного нефтяного газа из DeC2 и ребойлеров колонны сжиженного нефтяного газа)	еМОС 26038. «Устранение последствий забивки парового конденсата колонн DeC2 и СУГ». Чтобы устранить возникновение местного сопротивления в коллекторе сбора парового конденсата, возникающего в результате кавитационного гидроудара на участке приема двухфазного потока конденсата с ребойлера 320-НА-х03 модификация, предусматривает установку пластинчатого теплообменника для подогрева переохлажденного конденсата из ребойлера DeC2 и достаточного охлаждения конденсата ребойлера колонны СУГ для предотвращения выделения пара и двухфазного потока д/с LCV-070 за счет выравнивания температур потоков. При этом результирующая температура обоих потоков при номинальном расходе составляет 120°C и 128°C соответственно для конденсата ребойлера DeC2 и конденсата ребойлера СУГ Кавитация — это появление в жидкости пузырьков пара и моментальное их схлопывание. Схлопывание пузырьков происходит там, где давление повышается или понижается температура. Гидродинамическая кавитация,- при переходе термодинамической системы в равновесное состояние, образуется новая фаза в виде некоторой неоднородности (пузырек пара в несжимаемой жидкости или капля конденсата в паровой среде). При этом в окрестности фазовой неоднородности, термодинамическая неравновесность одной из фаз обуславливает протекание интенсивных процессов массообмена и возникновение полей давления высокой интенсивности (гидроудары).

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			
19.1.		Технологическая нитка 1 БКУ установки пластинчатого теплообменника (ПТО), 320 – НВ- XX1	Размещение рядом с 3201-LCV-013
19.2.		Технологическая нитка 2 БКУ установки пластинчатого теплообменника (ПТО), 320 – НВ- XX2	Размещение рядом 3202-LCV-013
19.3.		Межплощадочные коммуникационные блок-модули 3 дюймового трубопровода парового конденсата НД от 3201/3202 – LCV-070 до 3201/3202-LCV-013 соответственно и инженерных сетей (сети ЭС и АК)	
19.4.		БКУ регулирующего клапана 3201-LCV-013	Перемещение в районе существующего расположения
19.5.		БКУ регулирующего клапана 3202-LCV-013	Перемещение в районе существующего расположения
УКПНИГ			
20.	210	Установка подготовки сырой нефти. Технологические линии 1,2,3	
20.1.	560	Установка 560. Установка нейтрализации отработанного каустика" (УНОК)	еМОС 25640. Установка нейтрализации отработанного каустика предназначена для нейтрализации отработанного каустика (из системы MEROX) посредством закачки серной кислоты для снижения значения pH и подачи азота для усиления продувки газа (H₂S, RSH и т. д.). Установка рассчитана для нейтрализации 50 м3/сут отработанного каустика. Установка рассчитана на периодический (прерывистый) процесс.

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
20.1.1.	V-1402 A/B	Площадка накопительных резервуаров. Рабочий объем 25м3	
20.1.2.		Узел разгрузки еврокубов в расходную емкость 37% серной кислоты с узлом дозирования на нейтрализацию отработанного каустика	Согласно нормативных требований ГОСТ Р 53210-20008 контейнеры (еврокубы) вместимостью от 0,45 до 1,5 м3, имеющие комбинированную (составную) конструкцию, предназначены для хранения и транспортирования железнодорожным, водным и автомобильным транспортом (в прямом и смешанном сообщениях) сыпучих и жидких грузов, загружаемых под давлением или самотеком (далее — контейнеры). Они не могут быть использованы в качестве технологического оборудования, расходных емкостей: «11 Указания по эксплуатации 11.1 Условия и способы эксплуатации контейнеров должны соответствовать указанным в эксплуатационной документации (с учетом их конкретного назначения, вида упаковываемых грузов и условий транспортирования). 11.2 Организации, использующие контейнеры, должны в полном объеме выполнять требования по их наполнению, промыванию, погрузке-разгрузке, транспортированию и хранению. 11.3 Крепление к контейнерам посторонних деталей и технологического оборудования не допускается.»
20.1.3.		Аварийный душ (блок) со станцией промывки глаз	
20.1.4.		Погрузочно-разгрузочная площадка Вакуум машины	Прием отработанного каустика с установок Мерокс 210 и 321 осуществляется в резервуар отработанного каустика 601-ТА-010 объемом 200 м3 (приемная емкостью отработанного Каустика) с последующей транспортировкой вакуум машиной на его нейтрализацию на УНОК. Нейтрализованный каустик вакуум машиной с УНОК транспортируется и

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			сбрасывается для смешения с другими стоками УКПНиГ в уравнительную емкость 620-ТР-001 с дальнейшим сбросом со всеми стоками через УОСВ в ПРЖТО
20.1.5.		Коммуникационные блок-модули инженерных сетей (технический воздух, азот, техническая вода, пар НД, сбор конденсата, сети ЭС и АК)	
21.	230	Факельная система. PR15021. Модификация линии амина-каплеотбойные сепараторы в рамках кластера пластовых вод	Объекты утвержденного проекта «Проект обустройства объектов опытно-промышленной разработки м/р Кашаган. Наземный комплекс. УКПНиГ. Модернизация» (Заключение ГЭ_№ 01-0007-21 от 12.01.2021г), не вошедшие в Акт приемки объекта в эксплуатацию от 14.12.2022г. Ранее был включен в РП «Обустройство объектов опытно – промышленной разработки месторождения Кашаган. Наземный комплекс. Установка 560 (отделение нефтесодержащей воды из пластовой воды)». Проектировщик – ТОО «CE&R» Заключение РГП «Госэкспертиза» № 01-0459/17 от 22.09.2017 г. Целью настоящей модификации является предотвращение влияния уносимого амина в факельную систему: ▪ на технологический процесс подготовки нефти и пластовой воды; ▪ предотвращение его попадания в накопительные карты ПРЖТО. Сбор сбросной жидкости, загрязненной амином предусмотрен дополнительным технологическим трубопроводом из факельных сепараторов в сборники аварийных проливов углеводородов на площадке аминовой очистки, 330–VA-101/202/ Присутствие амина в установке 200/210 порождает ряд проблем на последующих переделах
22.	220	Установка 220. Резервуары хранения и насосная товарной нефти.	PCN 23003. Подключения для охлаждения/Водопоглащающая колонна/МДЭА/ Охладители

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		(северные внезаводские сооружения). Система охлаждения экспортной нефти	экспортной нефти . Модификации еМОС24586; еМОС24330. Целью проекта еМОС24586 является улучшение эффекта охлаждения нефти, отправляемой на экспорт, путем установки запорных клапанов. Благодаря этой установке общий поток в коллектор охлаждения нефти (Aggreko) увеличится с 800 м3/ч до 1600 м3/ч за счет параллельной работы РА-001А/В. Модификации еМОС24586; еМОС24330 разработаны на основании ранее выполненного временного проекта Компанией Aggreko (временный е-МоС 22291 и соответствующий PR-20005). Цель модификации направлена на решение проблемы, заключающаяся в том, что в летний период (май-сентябрь) времени существующие нефтеохладители нефти 210-НС-102 АМ из-за ограниченной производительности не обеспечивают договорные параметры экспортной нефти по температуре ниже 50 градусов Цельсия при сдаче ее в систему КТК (третья сторона, получающая экспортную нефть НКОК Н.В.) Причиной нарушения конечных спецификаций получателя по экспортной нефти является повышение температуры окружающего воздуха относительно ранее принятой расчетной (>35 градусов Цельсия), в результате чего температура экспортной нефти в летний период увеличилась до 56 градусов Цельсия, что выше нормального предельно заданного значения в 52 градуса Цельсия. Установка врезок для последующего размещения охлаждающих сооружений выше по потоку 220-PCV-102 является первым этапом в решении выше отмеченной проблемы, связанной с нарушением температурных спецификаций по отгрузке товарной нефти третьей стороне. Проект врезок также предусматривает возможность увеличения

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			производственных в условиях летних месяцев эксплуатации.
22.1.	220	Врезки к существующему нефтепроводу Установки 220 (Технологические линии 1,2 и 3) УКПНиГ 	Задача модификации – создание возможности отдельным этапом осуществить подключение дополнительной Системы охлаждения экспортной нефти (отдельный проект) за счет предварительного монтажа врезок / Состав новых секций трубопроводов сырой нефти по врезке, А1-2200-РО-037-24"-А13 (ТР 001/002) для подключения нового сооружения по системе охлаждения экспортной нефти: ■ существующий повторно используемый PCV-102, ■ два новых 24-дюймовых шаровых крана RB-119 и RB-120, ■ два сливных крана 3" РБ-204 и РБ-205, ■ а также две новые линии А1-2200-ПО-114-24"-А13 и А1-2200-ПО-115-24"-А13.
23.	A1	Автоматизированная Система Мониторинга Эмиссий на Стационарных Источниках Выбросов (AEMS)  Рис. 1. Структурная схема системы AEMS.	PCN 21025. Требование Экологического кодекса РК (ст.418, п.16), крупные предприятия обязаны оснащать источники выбросов автоматизированными системами (АСУ) для непрерывного мониторинга выбросов и дальнейшей онлайн-передачи данных в базу данных государственного мониторинга. АСУ мониторинга выбросов на УКПНиГ предусматривает измерения содержания загрязняющих веществ в воздухе и физических параметров выхлопных/входящих газов на 2-х факелах (ВД и НД) и 2 –х термоокислительных трубах.(Нитка 1 и нитка 2). Система мониторинга осуществляет измерения содержания загрязняющих веществ в воздухе и физических параметров выхлопных/входящих газов на факелах: (H₂S, COS, CS₂, меркаптаны), расход, плотность, давление, температура. АСУ мониторинга выбросов на трубах термических окислителей измеряет

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			следующие физические параметры: содержание ЗВ (SO₂, NO, NO₂, O₂, CO) температуру, давление, влажность, скорость. Система мониторинга на всех стационарных источниках выбросов также осуществляет: - Организацию системы сбора и обработки данных (ССДА), которая охватывает: - централизованный сбор и обработка данных; - расчет выбросов; - формирование отчетов; - емкость хранения в течение 5 лет. - Организацию системы удаленной связи (СКД) для передачи данных в режиме реального времени из NCOS NV в государственную базу данных
23.1.	230	Установка 230. Факельная система НД	
23.1.1.		Факельный ствол, А1-230-ФК-002	«Холодные» врезки в существующие линии на установке 230 на факельных линиях НД
23.1.2.		Коммуникационный блок-модуль трубопроводной обвязки линий подачи и обратного сброса факельных газов НД для нового анализаторного здания	Линии подачи анализируемых факельных газов от врезки факельного коллектора НД до анализаторного здания и обратный сброс
23.1.3.		Коммуникационные блок-модули инженерных сетей электрообогрева и автоматизации для нового анализаторного здания	
23.2.	230	Установка 230. Факельная система ВД	
23.2.1.		Факельный ствол, А1-230-ФК-001	«Холодные» врезки в существующие линии на установке 230 на факельных линиях ВД
23.2.2.		Коммуникационный блок-модуль трубопроводной обвязки линий подачи и обратного сброса факельных газов ВД для нового анализаторного здания	Линии подачи анализируемых факельных газов от врезки факельного коллектора ВД до анализаторного здания и обратный сброс

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
23.2.3.		Коммуникационные блок-модули инженерных сетей электрообогрева и автоматизации для нового анализаторного здания	
23.3.	230	Установка 230. Факельная установка НД и ВД Анализаторное здание (новое)	
23.4.		Модернизация SIS 4 с размещением панели DAHS	
23.5.	332	Установка 332. УОХГ	
23.5.1.	A1-3321-JA-001/002	Модернизация существующего анализаторного здания с установкой нового анализатора	Существующее укрытие для системы СП-АС-01 (A1-3321-JA-001/002)
23.5.2.	A1-3321-FK-101/201	Термоокислительные вытяжные/дымовые трубы (нитка 1 и нитка 2).	На существующей платформе предлагается установить дополнительное оборудование для измерения расхода, температуры, давления
24.		Эксплуатация Наземной установки без входного газосепаратора, но с ЗСГ 1/2 в работе	еМОС 25599. В режиме «Без пробкоуловителя» (Слагкетчера, поз. A1-VQ-001. Внеплановая остановка на ТР) изменен состав сернистой нефти, поступающей на Установку 200, из-за отсутствия поступающего конденсата из Слагкетчера, а также скорректированы технологические параметры на Морских объектах. За базовый режим работы УКПНИГ принят сценарий: добыча нефти 210 тыс. баррелей в сутки при обратной закачке газа с обоих RGI со среднесуточным дебитом закачки 16,7-16,8 млн м3/сут. В этом режиме весь попутный нефтяной газ, полученный при его сепарировании на установке 200 МК (из сепараторов ВД, СД и НД) закачивается в пласт. Из промысловых коллекторов транспорта добываемой продукции с МК эксплуатируется единственно только морской нефтепровод. Из-за отсутствия серистого газа из

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			слаг-кетчера топливный газ циркулирует из линии импорта Макат для достижения минимального диапазона режима работы аминового абсорбера Установки 330 и предотвращения достижения точки росы на входе в аминовый абсорбер. На УКПНИГ в эксплуатации находятся: - УКПН Технологическая линия 1 и 2 (или 3); - Установка 360. Компримирование газа мгновенного испарения . 2 нитки; - УКПГ. Технологическая линия 1 и 2 с турбодетандером в эксплуатации и УОХГ; - Товарный газ и СУГ не экспортируются, а топливный газ/СУГ используются для собственных нужд; - Полученная элементарная сера направляется на экспорт
25.		Взрывоустойчивые модульные здания для укрытия операторов (BRM)	PCN 21017 Ряд производственных операционных работ по текущему контролю и наладке оборудования требует периодического присутствия обслуживающего персонала на производственных площадках УКПНИГ. Кроме того, полевые операторы несут ответственность за заполнение параметров в контрольные листы дважды в смену по предприятию, за подпись нарядов-допусков, согласование с подрядчиками, работы по техническому обслуживанию и другие действия по устранению неисправностей. Для обеспечения безопасных условий пребывания полевых операторов на территориях площадок предусматривается пять Взрывоустойчивых модульных зданий для укрытия операторов (BRM). Основная цель ВСМ - защитить персонал от непогоды. ВСМ рассчитан на пребывание в среднем четыре часа в день (т.е. 4 часа в сутки) и не

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			предназначен для постоянного пребывания. ВСМ не может быть предназначен в качестве временного убежища
25.1.		BRM №1	Зона обслуживания – УКПГ (15 человек)
25.2.		BRM №2	Зона обслуживания - Установка серы, УИС (10 человек)
25.3.		BRM №3	Зона обслуживания - УКПН (10 человек)
25.4.		BRM №4	Зона обслуживания -- Северные внезаводские сооружения (складская зона) (10 человек)
25.5.		BRM №5	Зона обслуживания -- Зона инженерного обслуживания (КУТ) (15 человек)
25.6.		Коммуникационные блок-модули инженерных сетей BRM №№ 1÷5 (межплощадочных сетей водоснабжения и водоотведения; электроснабжения; автоматизации и связи)	

1.1.6 Природно-климатическая характеристика района освоения морского шельфа

1.1.6.1 Метеорологические условия

Климат района отличается резкой континентальностью, аридностью, проявляющейся в больших годовых и суточных амплитудах температуры воздуха и в неустойчивости климатических показателей во времени (из года в год).

Для района характерным является изобилие тепла и преобладание ясной, сухой погоды. Годовая суммарная продолжительность инсоляции составляет 2600-2700 часов.

Влияние Каспийского моря на климат прилегающих к нему территорий весьма ограничено. Оно заметно лишь в узкой полосе побережья и выражается в небольшом увеличении влажности воздуха и повышении температуры в зимние месяцы, и в понижении ее в летние. Однако какого-либо заметного увеличения осадков в прибрежной зоне не отмечается.

Зимний период длится 3-3,5 месяца с частыми оттепелями. Однако в некоторые наиболее холодные зимы морозы достигают минус 30-35°C. Осадков выпадает мало, снежный покров неустойчив.

Лето сухое и жаркое. Малое количество выпадающих атмосферных осадков, высокая испаряемость. Осадки в количестве 20 мм за сутки и больше выпадают редко, 1-2 случая в 10 лет. В летние месяцы наблюдается ослабление ветровой деятельности. Средние скорости в этот период в пределах 3-6 м/с.

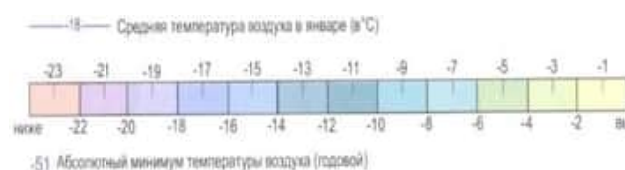
Основные климатические параметры, характерные для района работ, приводятся ниже в Таблицах 1.1.6-1 – 1.1.6-12 по данным метеостанции г.Атырау (Казгидромет по Атырауской области), в соответствии с СП 2.04-01-2017*, а также в соответствии с данными Атласа "Природные условия и ресурсы Республики Казахстан". 2010 г.



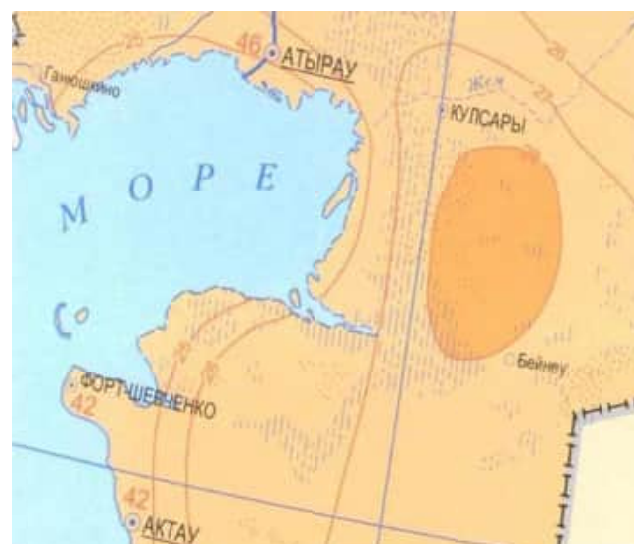
Рис.1.1.6-1. Карта средних максимума и минимума температур по Атырауской области. (Атлас Природные условия и ресурсы Республики Казахстан. 2010 г.)

Таблица 1.1.6-1. Средняя месячная и годовая t° воздуха по Макатскому району 2013-2014 г. (Метеостанция Атырау).

Средняя месячная и годовая t° воздуха, $^\circ\text{C}$												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
-7,3	-5,9	2,8	11,0	22,3	24,8	25,8	25,9	17,4	7,6	1,2	-3,1	10,2



А)



Б)

Рис.1.1.6-2. Средняя температура воздуха: А) – в январе; Б) – в июле. по Атырауской области. (Атлас Природные условия и ресурсы Республики Казахстан. 2010 г.)

Таблица 1.1.6-2. Температура наружного воздуха (СП 2.04-01-2017*)

Температура наружного воздуха, °С	Абсолютная максимальная	45
	Абсолютная минимальная	-38
	Средняя максимальная	31,5
	Средняя наиболее холодной пятидневки	-24
	Средняя наиболее холодных суток	-30
	Средняя наиболее холодного периода	-12
Период со средней суточной $t^{\circ}\text{воздуха} \leq 8^{\circ}\text{C}$	Продолжительность, сутки	182
	Средняя температура, °С	3,8
Продолжительность периода со среднесуточной $t^{\circ}\text{воздуха} < 0^{\circ}\text{C}$, сут		129
Даты перехода средней суточной $t^{\circ}\text{воздуха}$ через 0°C и 5°C и число дней с $t^{\circ}\text{воздуха}$, превышающей эти пределы		23/III, 12/X 233
через 0°C		
через 5°C		5/IV, 25/X 202

Район территории УКПНИГ по среднемесячной t° воздуха в январе минус 10°C .

Район территории УКПНИГ по среднемесячной t° воздуха в июле плюс 25°C .

Таблица 1.1.6-3. Абсолютная влажность воздуха (СП 2.04-01-2017*)

Средняя месячная и годовая абсолютная влажность воздуха, г/м3												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
2,41	2,65	3,62	5,71	8,52	10,85	12,46	11,57	8,68	5,95	4,02	2,97	6,59
Средняя месячная и годовая абсолютная влажность воздуха, %												
3,0	3,3	4,5	7,1	10,6	13,5	15,5	14,4	10,8	7,4	5,0	3,7	8,2

Таблица 1.1.6-4. Относительная влажность воздуха (СП 2.04-01-2017*)

Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха, %												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
85	83	78	59	51	48	48	49	58	70	79	84	66

Согласно представленных ТОО «КазГео» инженерных изысканий расчетные нормативные глубины промерзания определены из предоставленных данных от Метеостанции г. Атырау, а также для расчета был применен СНиП РК 5.01-01-2002 и приводится ниже в таблице 1.1.6-5

Таблица 1.16-5. Нормативная глубина промерзания грунтов по Макатскому району 2013-2014 г.

Характеристика	Метеостанция Атырау, СНиП РК 5.01-01-2002
Нормативная глубина промерзания суглинков и глин, м	0,93
Нормативная глубина промерзания супесей, песков мелких и пылеватых, м	1,13
Нормативная глубина промерзания песков гравелистых, крупных и средней крупности грунтов, м	1,21

Таблица 1.1.6-6. Снежный покров (СП 2.04-01-2017*)

Снежный покров	
Средняя дата образования и разрушения устойчивого снежного покрова	10/XII – 4/III
Средняя высота за зиму, см	10
Максимальная высота за зиму, см	33
Минимальная высота за зиму, см	0,3

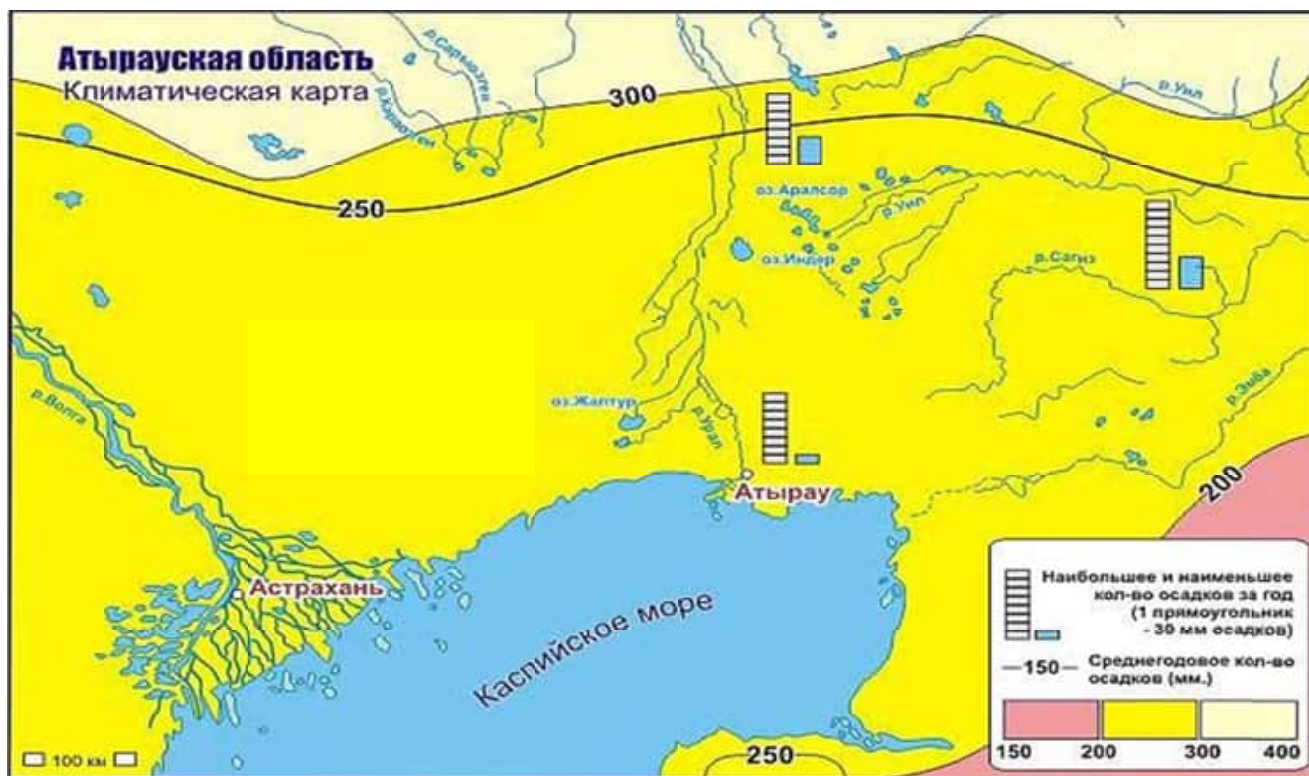


Рисунок 1.1.6-3. Карта распределения количества атмосферных осадков в Атырауской области (Атлас Природные условия и ресурсы Республики Казахстан. 2010 г.)

Таблица 1.1.6-7. Годовое количество осадков (СП 2.04-01-2017*)

Годовое количество осадков, мм													Холодный	Теплый
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год		
15	13	14	15	17	22	17	13	13	16	16	19	190	77	113

Таблица 1.1.6-8. Продолжительность туманов (СП 2.04-01-2017*)

Средняя продолжительность туманов, часы													
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год	
43	33	26	3	0,9	0,2	-	1	2	12	22	51	194	

Таблица 1.1.6-9. Продолжительность метелей (СП 2.04-01-2017*)

Средняя продолжительность метелей, часы													
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год	
16	19	9	0,05	-	-	-	-	-	-	2	6	52	

Таблица 1.1.6-10. Давление воздуха (СП 2.04-01-2017*)

Среднее давление воздуха, кПа												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
102,76	102,71	102,48	102,12	101,83	101,43	101,21	101,50	102,08	102,08	102,74	102,75	102,18

Таблица 1.1.6-10. Гололедные явления (Метеостанция Атырау)

Гололедные явления	
Район по толщине стенки гололеда	II
Нормативная толщина стенки гололеда с повторяемостью 1 раз в 5 лет, мм	5
Нормативная толщина стенки гололеда с повторяемостью 1 раз в 10 лет, мм	10

Таблица 1.1.6-11. Скорость ветра (СП 2.04-01-2017*)

Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/с												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
4,6	5,2	5,2	5,1	5,2	4,6	4,3	3,9	3,7	4,3	4,5	4,8	4,6

Таблица 1.1.6-12. Ветровой район и скоростной напор ветра (СП 2.04-01-2017*)

Ветровой район	Скоростной напор ветра q_0 , давление Н/м ² (скорость ветра V, м/с) с повторяемостью		
III	1 раз в 5 лет	1 раз в 10 лет	1 раз в 15 лет
	45 (27)	50 (29)	55 (30)

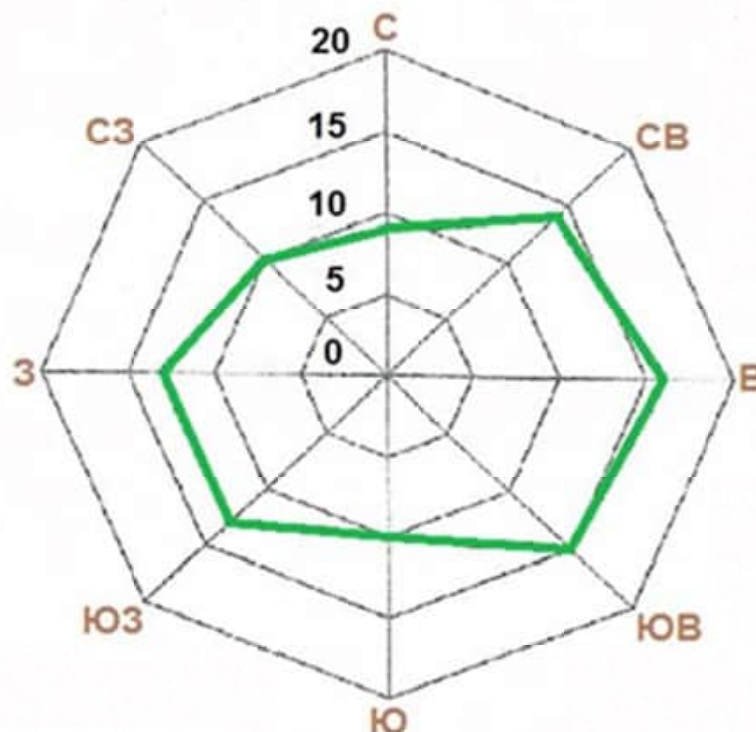


Рис. 1.1.6-4. Роза ветров (Метеостанция Атырау)

Ветер преимущественно восточного направления при средней скорости 5,5 м/с.

Таблица 1.1.6-13. Среднегодовая повторяемость направлений ветра и штилей, % по Макатскому району (Метеостанция Атырау)

Среднегодовая повторяемость направлений ветра, %								
С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
11	9	17	15	11	13	14	10	0

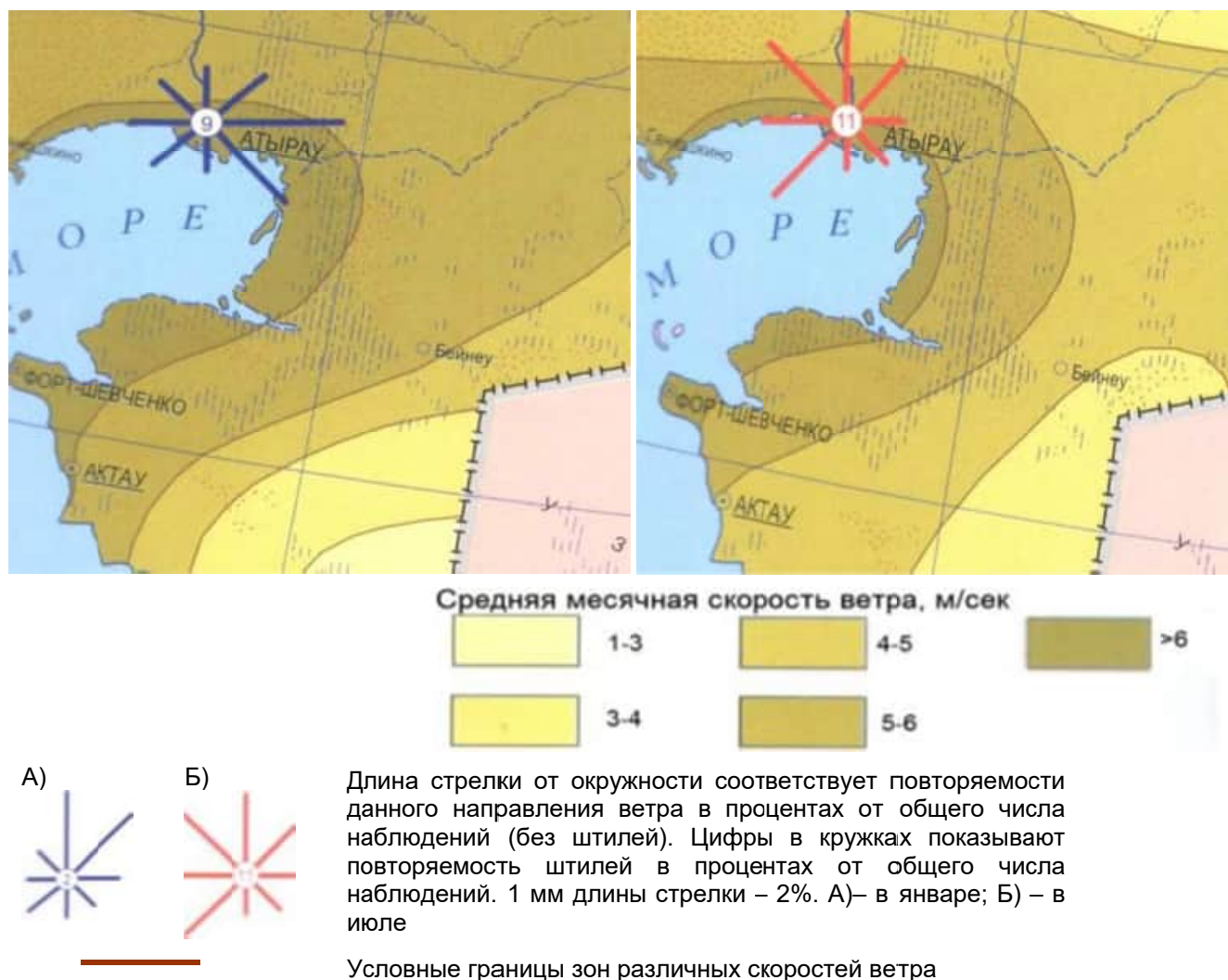


Рис. 1.1.6-5. Скорость и направление ветра в январе (А) и в июле (Б). (Атлас Природные условия и ресурсы Республики Казахстан. 2010 г.)

Число дней с грозой по Атырауской области: 40 дней (в соответствии с данными Метеостанция Атырау).

Согласно СП 2.04-01-2017* «Строительная климатология»:

- Климатический район территории строительстваIVг.
- Дорожно-климатическая зонаV.

1.1.6.2 Сейсмичность

Согласно заключению Института сейсмологии МОН РК от 15 августа 2002 года сейсмичность территории площадки УКПНИГ по шкале MSK-64 составляет 5 баллов с учетом местных грунтовых условий.

Инженерно-геологические изыскания ТОО «КаспГео» подтверждают заключения Института сейсмологии МОН РК и при этом отмечают:

- природная и техногенная сейсмическая активность территории, связана с разработкой месторождений углеводородов, проводимой в этом регионе;

- площадь изысканий расположена в пределах Прикаспийского сейсмоопасного региона пластово-аккумулятивной равнины и соседствует с Центрально-Мангистауской сейсмогенерирующей зоной с $M_{MAX} \leq 6,5$ (Рис. 1.1.6-6), что, безусловно, накладывает свой отпечаток на общую сейсмическую обстановку в районе;
- согласно общепринятому сейсмическому районированию территории Казахстана (Рис. 1.1.6-6) и СП РК 2.03-30-2017 «Строительство в сейсмических зонах» сейсмичность рассматриваемой территории составляет 5 баллов по шкале MSK-64. Сейсмичность приграничных участков равна 7 баллов (Прикаспийская сейсмоактивная зона).

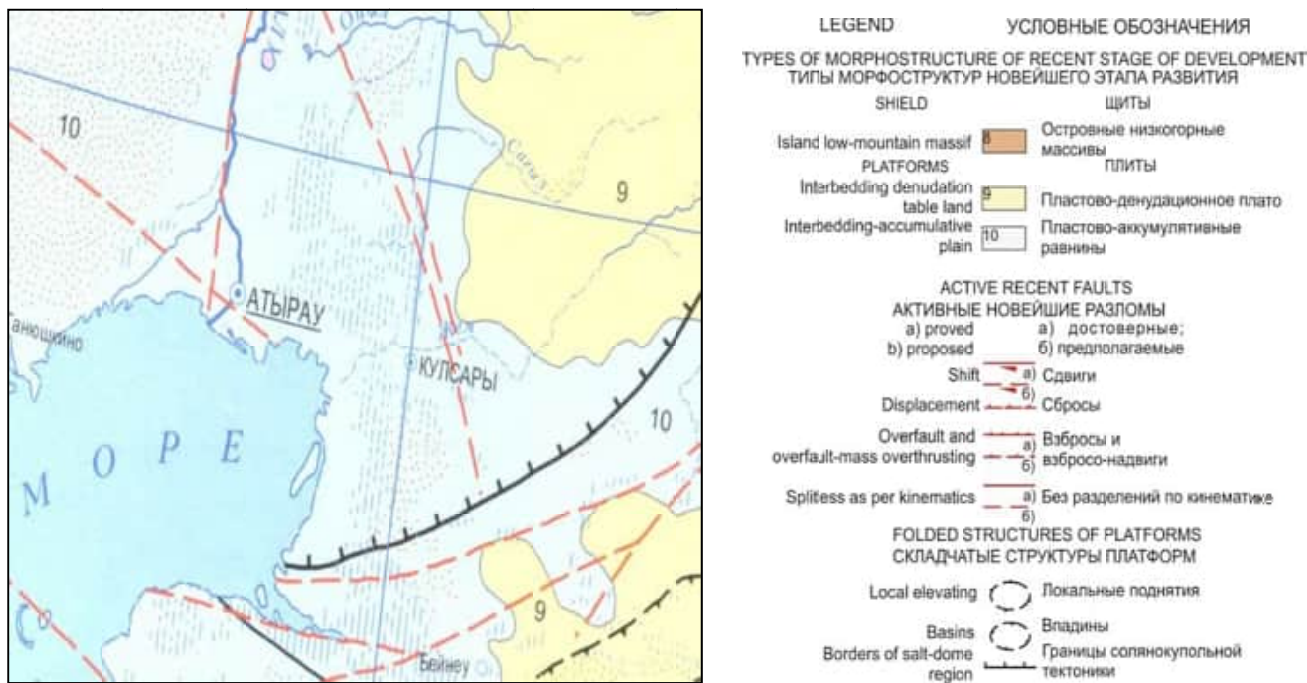


Рис. 1.1.6-6. Карта сейсмического районирования. Масштаб 1:7 500 000.

1.1.6.3 Инженерно-геологические условия района строительства

Под разработку проектных решений и строительство объектов модификаций и оптимизаций, располагаемых на территории УКПНИГ, были выполнены инженерно-геологические изыскания компанией ТОО "КаспГео" и подготовлены выше отмеченные соответствующие отчеты в разделе 1.1.3. Район выполняемых инженерных изысканий см. на Рис. 1.1.6-7



Рис. 1.1.6-7 Схема расположения участка изысканий

Работы по изысканиям и подготовке отчетов соответствуют и велись в соответствии с требованиями:

- СП РК 1.02-102-2014 «Инженерно-геологические изыскания для строительства»;
- СН РК 5.01-02-2013 «Основание зданий и сооружений» и СП РК 5.01-102-2013 «Основание зданий и сооружений»;
- СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология»,

а также велись с учетом категории сложности инженерно-геологических условий территории и степени их изученности.

Проведение работ регламентировалось Планом проведения инженерно-геологических изысканий, утвержденным Компанией «ЭН СИ Оперейшнс Компани Эн.Ви.».

Целевое назначение выполненных работ: изучение инженерно-геологических и топографических условий территорий проектируемых участков изысканий в сфере взаимодействия сооружений с геологической средой и получение исходных данных для строительства вновь размещаемых объектов модернизации.

Почвенный покров

По характеру почвенного покрова и растительности территория Атырауской области делится на четыре зоны: приморскую, приречно-пойменную, полупустынно-степную и зону песков. Лесной массив занимает чуть более одного процента территории.

Исследованная территория входит в зону приречно-пойменную с присущими для них почвенными и растительными комплексами, см. Рис. 1.1.6-8

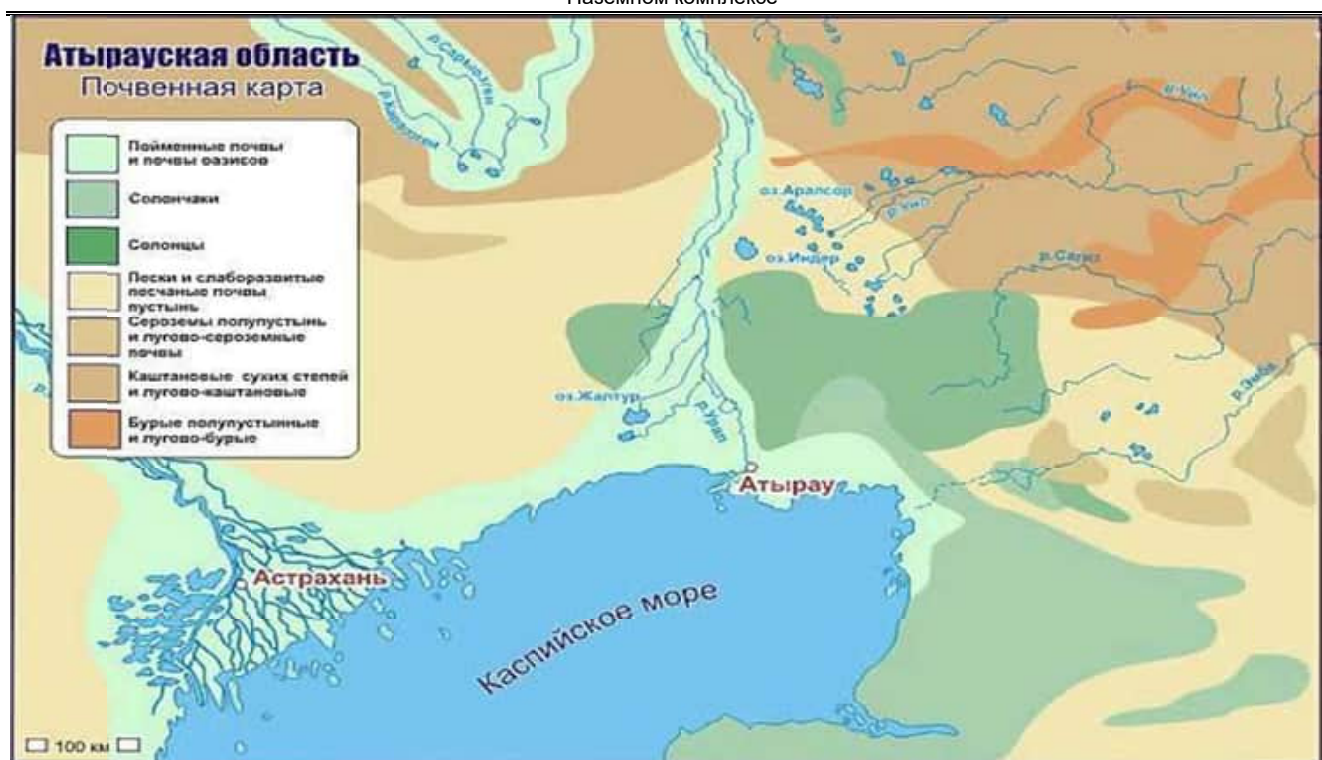


Рис. 1.1.6-8. Почвенная карта Атырауской области (Атлас Природные условия и ресурсы Республики Казахстан. 2010 г.)

Геологическое строение

Геологическое строение района работ расположено в пределах Прикаспийского осадочного бассейна и приурочено к области кайнозойской складчатости. Осадочный чехол имеет большую мощность и выдержан по простиранью. Поверхность представлена, в основном, отложениями четвертичной системы, реже неогеновыми отложениями (Рис.1.1.6-9). Геологическое строение участков работ, полученное по данным региональным исследований, а также по результатам проведенных инженерно-геологических изысканий для целей настоящего строительства – сложное.



Рис. 1.1.6-9. Геологическая схема Атырауской области

В результате изысканий выделено 3 стратиграфо-генетических комплекса нелитифицированных отложений континентального и морского генезиса:

- первый комплекс - нелитифицированные отложения верхнечетвертичного (голоценового возраста) аллювиального генезиса. Распространены они ограничено в прирусловой зоне реки Урал. Отложения представлены супесчано-глинистыми образованиями, засоленными;
- второй комплекс - нелитифицированные отложения новокаспийского (голоценового) возраста морского генезиса. Пользуются преимущественным распространением в пределах исследованной территории и представлены переслаивающейся толщей супесей, суглинков и глин, распространенных как достаточно мощными слоями мощностью более 3 м, так и виде линз и пропластков с мощностью до первых сантиметров;
- третий комплекс - Нелитифицированные отложения среднеплейстоценового (хазарского) возраста морского генезиса. Отложения представлены песком и суглинком голубовато-серого и зеленовато-серого с коричневым оттенком цвета.

Инженерно-геологическое районирование

Согласно общепринятому инженерно-геологическому районированию территории Республики Казахстан площадки исследований находятся в пределах *Восточно-Европейской платформы*.

По структурно-тектоническому принципу выделен инженерно-геологический регион первого порядка – Прикаспийский осадочный бассейн (или Прикаспийская впадина) – структура длительного прогибания в юго-восточной части Русской платформы, см. Рис.1.1.6-10.

Прикаспийская низменность, на площади которой расположен участок изысканий представляет собой морскую аккумулятивную равнину, приповерхностная часть ее сложена четвертичными комплексами песков, супесей, суглинков и глин. Рельеф представляет ровную поверхность со слабым уклоном к берегам Каспийского моря, от абсолютных отметок 50 м на севере и востоке до минус 28 м побережья моря.

Участок изысканий расположен в близи Каспийского моря в пределах новокаспийской аккумулятивной морской равнины. Всеми скважинами, пробуренными на участке, вскрыты новокаспийские отложения, содержащей практически в равных долях связные и песчаные породы, последние повсеместно обводнены. Они выдержаны по мощности и простиранию.

При этом, глубина их залегания коррелирует с рельефом местности и отражает зависимость от сезонных колебаний выпадения атмосферных осадков которая наблюдалась в первые эксплуатационный годы, см. Рис.1.1.6-11.

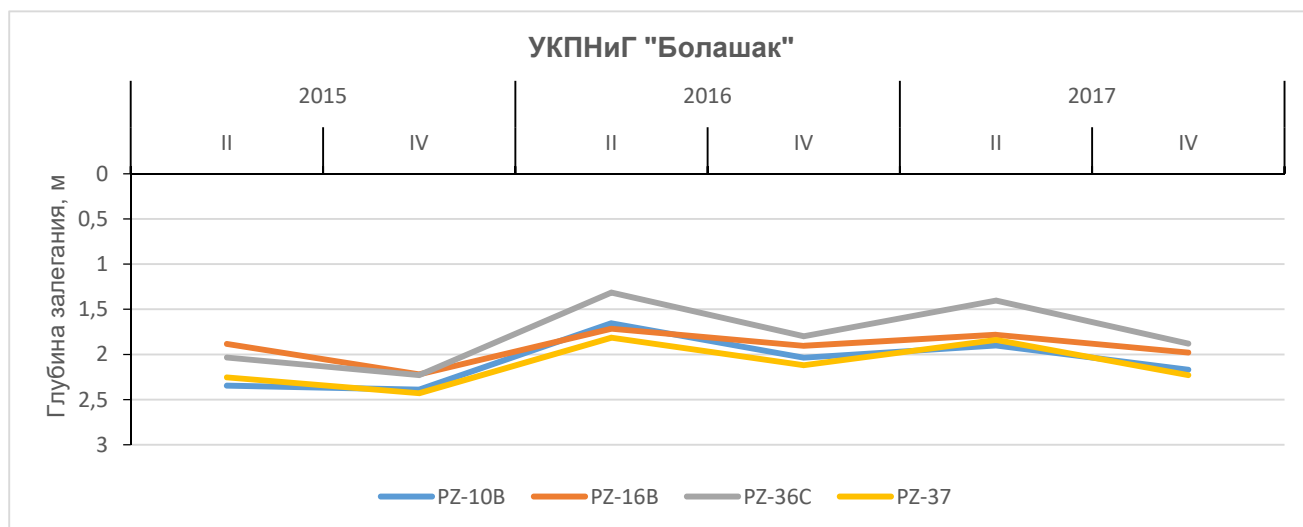


Рис. 1.1.6-11. Глубина залегания грунтовых вод в районе УКПНИГ «Болашак» в 2015-2017 гг. (PZ – наблюдательные скважины)

Грунтовые воды на территории проектируемых площадках охарактеризованы как: средние рассолы (по общей минерализации), слабощелочная (по щелочности), умеренно жесткая (по жесткости), хлоридно-кальцево-натриевого типа.

Коррозионная активность грунтовых вод по отношению к свинцовой оболочке кабеля (по pH) – средняя, к алюминиевой – средняя (по содержанию хлор-иона). По суммарному содержанию хлоридов и сульфатов грунтовые воды среднеагрессивные к алюминиевым и стальным конструкциям.

Геотехнические свойства грунтов

Площадки изысканий расположены на территории Атырауской области в Макатском районе. Согласно СП РК 1.02-102-2014, приложение 2, категория сложности инженерно-геологических условий территорий определяется как сложная (III).

Исходя из технических характеристик строительства, объектом исследования является верхняя часть разреза, до глубины 10,0 м.

Геолого-литологический разрез проектируемой площадки строительства, изучен до глубины 10,0 м и представлен отложениями дисперсных грунтов. В их составе выделяются супесь, суглинки и глины. Результаты буровых и лабораторных работ, а также статистическая обработка полученных данных на исследуемой территории позволили выделить в литологическом разрезе 7 инженерно-геологических элементов (ИГЭ).

Ниже приводится детальная характеристика каждого из ИГЭ.

Выделенные элементы охарактеризованы как:

- ИГЭ- 1а - Суглинок легкий песчанистый, преимущественно тугопластичный, известковый, непросадочный, слабонабухающий;
- ИГЭ- 1б - Суглинок тяжелый песчанистый, преимущественно тугопластичный, известковый, непросадочный, ненабухающий, с включением гипса;
- ИГЭ- 1в - Суглинок легкий песчанистый, преимущественно текучий, непросадочный, слабонабухающий;
- ИГЭ- 2а - Супесь песчаная, преимущественно пластичная, непросадочная, слабонабухающая;
- ИГЭ- 2б - Супесь песчаная, преимущественно текучая, непросадочная, ненабухающая;
- ИГЭ- 3 – Глина легкая пылеватая, преимущественно полутвердая, известковая, сильнонабухающая;
- ИГЭ- 4 - Суглинок тяжелый песчанистый, преимущественно мягкопластичный, известковый, ненабухающий.

В пределах исследуемой площадки имеют развитие следующие процессы и явления: вторичное засоление грунтов, подтопления. Все они по своей природной динамики носят неопасный характер.

Агрессивность грунтов и других сред к бетонам и материалам полученным по результатам изысканий и лабораторных исследований представлены ниже в Табл. 1.1.6-12.

Таблица 1.1.6-12. Степень агрессивного воздействия сред на строительные материалы

№№ п/п	Виды агрессивных сред и материалы, на которых они воздействуют	Степень агрессивного воздействия сред
1	2	3
1.	Степень агрессивного воздействия грунтов на бетонные и железобетонные конструкции по СП РК 2.01-101-2013 (Приложение Б и В):	
1.1.	По содержанию сульфатов:	
	▪ для бетонов на портландцементе по ГОСТ 31108-2020	сильноагрессивная;
	▪ Портландцемент по ГОСТ 31108-2020 с содержанием C ₃ S не более 65 %, C ₃ A не более 7 %, C ₃ A + C ₄ AF не более 22 % и шлакопортландцементе	среднеагрессивная;
	▪ для бетонов на сульфатостойких цементах	слабоагрессивная
1.2.	По содержанию сульфатов:	
	▪ для бетонов на портландцементе по ГОСТ 31108-2020	сильноагрессивная;
	▪ Портландцемент по ГОСТ 31108-2020 с содержанием C ₃ S не более 65 %, C ₃ A не более 7 %, C ₃ A + C ₄ AF не более 22 % и шлакопортландцементе	среднеагрессивная;
	▪ для бетонов на сульфатостойких цементах	слабоагрессивная.
1.3.	По содержанию хлоридов:	
	▪ Портландцемент, шлакопортландцемент по ГОСТ 31108-2020 и сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266	сильноагрессивная.
2.	Степень агрессивного воздействия жидких хлоридных сред на арматуру железобетонных конструкций:	
2.1.	При постоянном погружений	слабоагрессивная;
2.2.	При периодическим смачиваний	сильноагрессивная.
3.	Степень агрессивности воздействие жидкой неорганической среды для марки бетона:	
3.1.	W4	сильноагрессивная
3.2.	W6	сильноагрессивная
3.3.	W8	среднеагрессивная
4.	Степень агрессивного воздействия жидких сульфатных сред, содержащих бикарбонаты, для бетонов марок по водонепроницаемости W4:	
4.1.	4.2. Портландцемент по ГОСТ 31108-2020	сильноагрессивная
4.3.	4.4. Портландцемент по ГОСТ 10178-85 с содержанием в клинкере C ₃ S не более 65 %, C ₃ A не более 7 %, C ₃ A + C ₄ AF не более 22 % и шлакопортландцемент	сильноагрессивная
4.5.	4.6. Сульфатостойкие цементы по ГОСТ 22266	среднеагрессивная

На основании основание анализа итогов изысканий рекомендуется:

1. Предусмотреть противокоррозионные мероприятия (защитные покрытия, марки подземных кабелей, электрохимическая защита);
2. В целом территория пригодна для застройки любого типа сооружений с любыми типами фундаментов, с учетом разработанных мероприятий по предотвращению просадочных, пучинистых свойств и подтопления;

3. Обязательным является предусмотрение проектом водозащитных мероприятий, снижающих вероятность попадания воды под фундаменты зданий и сооружений;
4. Согласно обработанным данным СРТ в программном комплексе Plaxis на участке 1-ой технологической линии подготовки нефти (транш 1) под сооружения «NS Reboiler» в архивных точках СРТ-1 и СРТ 1_2 на глубине 13,23 м выявляется зона повышенного напряжения грунта с деформацией. Причина обусловлена наличием на заданной глубине слабых, мягкопластичных, водонасыщенных грунтов. Рекомендуется забивка свай ниже зоной повышенного напряжения грунта;
5. Под сооружения «Reboiler ST» было пробурена одна скважина ВН-1 и одна точка СРТ-1 на глубину 16 м. Согласно этим данным участок с глубины 10,5 м до 16 м состоит из слабых, водонасыщенных грунтов. При забивке свай рекомендуется пройти зону слабых, водонасыщенных грунтов.

1.1.6.4 Экологические условия района осуществленного строительства

Район строительства УКПНИГ расположен на территории Макатского района Атырауской области, которая расположена на западе Республики Казахстан к северу и северо-востоку от Каспийского моря.

Социально-экономическая структура Атырауской области формируется в довольно жестких природно-климатических условиях, обусловленных пустынным климатом, дефицитом плодородных земельных ресурсов и источников пресной воды. Эти факторы оказывают влияние на специфику развития социальной сферы, характер расселения и занятости населения.

Атырауская область находится на Прикаспийской низменности, к северу и востоку от Каспийского моря между низовьями Волги на северо-западе и плато Устюрт на юго-востоке. Территория Атырауской области составляет 118 600 км², где проживает 626 111 человек (в том числе городского населения – 298 тыс. человек (47,6%), сельского – 328 тыс. человек (52,4%) по данным на 01.06.2018 г.). Область представлена 2 городами, 65 сельскими округами и 174 поселками.

Атырауская область делится на 7 районов и 1 город областного значения: Жылыойский, Индерский, Исатайский, Кзылкогинский, Курмангазинский, Макатский, Махамбетский районы, г. Атырау.

Территориальное деление Атырауской области приведено на Рис. 1.1.6-12



Рис. 1.1.6-12. Административная карта Атырауской области

Атырауская область относится к категории слабозаселенных. Средняя плотность населения в Атырауской области является одной из самых низких в Республике - 4,6 человека на 1 км² территории.

Высокая плотность населения регистрируется лишь в районах, где хозяйство основано на рыбном промысле, в районах нефтегазодобычи и в областном центре - городе Атырау

Город Атырау – областной центр. В городе развиты нефтегазоперерабатывающая, рыбная промышленности, машиностроение, растениеводство.

Территория Макатского района составляет 4,9 тыс. км². Районным центром Макатского района является поселок Макат (14,266 тыс. чел.). В районе преобладает нефтяная промышленность.

Регион обладает высокими запасами углеводородного сырья, в связи с этим добыча и переработка нефти и газа являются здесь основным видом хозяйственно-экономической деятельности.

Крупнейшими предприятиями Атырауской области являются:

- ТОО «Тенгизшевройл» — производство сырой нефти, сжиженного углеводородного газа (СУГ), серы и осушенного газа;
- Производственный филиал АО «ЭмбаМунайГаз»;
- АО Разведка Добыча «Казмунайгаз»;
- Атырауский нефтеперерабатывающий завод, ТОО «АНПЗ»;
- НКОК Н.В. (North Caspian Operating Company).

На территории области выявлены крупнейшие месторождения нефтегазового и газоконденсатного сырья, разработанные на территории 4-х районов. Государственным балансом запасов РК по Атырауской области учтено 87 месторождений углеводородного сырья, в том числе нефтяных – 66, нефтегазовых и газоконденсатных – 21.

Экономический потенциал Атырауской области имеет индустриальную направленность. Основное промышленное производство области базируется в городе Атырау, а также в Жылыойском и Макатском районах, где сосредоточены крупнейшие нефтяные предприятия, нефте- и газоперерабатывающие заводы, предприятия машиностроения, пищевой, рыбной промышленности, а также ремонтно-механические и судоремонтные предприятия.

Количество промышленных предприятий, работающих на территории области составляет 626, из них крупных – 19, средних – 18.

Крупные предприятия области складывают отходы на 11 полигонах-шламонакопителях, многочисленные мелкие предприятия сбрасывают отходы непосредственно на территории нефтепромысловых площадей, зачастую вблизи населенных пунктов, что приводит к разрушению почвенно-растительного покрова и уничтожению пастбищных угодий.

Антропогенное загрязнение территории связано с деятельностью предприятий и объектов топливно-энергетического комплекса, металлургической и химической отраслей промышленности, транспорта и связи, сельского хозяйства.

Анализ социально-экономической и экологической ситуации в Атырауской области показывает, что дальнейшее развитие региона, наряду с ростом промышленного потенциала, должно быть ориентировано на реабилитацию социальной сферы, решение экологических проблем и других наиболее острых и неотложных вопросов, прежде всего в области здравоохранения.

Данный раздел выполнен на основе материалов официальной статистики, опубликованных Комитетом по статистике Министерства национальной экономики РК и Департаментом статистики Атырауской области (<http://stat.gov.kz/>, <http://atyrau.gov.kz/>).

Меры Компании НКОК Н.В. по смягчению воздействия на социально-экономическую сферу («Устойчивое развитие 2018». <https://www.ncoc.kz/ru/sustainability/2018#1.4>)

Компания постоянно реализует социальные обязательства, предусмотренные в Соглашении о разделе продукции (СРП):

- в части трудовой занятости;
- в части обучения казахстанского персонала, привлеченного к проектным работам;
- в части максимального привлечения и использования местных материалов, оборудования и услуг;
- в части обеспечения безопасности населения;

- в части смягчения напряженности и налаживания взаимодействия между населением и работниками, занятыми в проекте;
- в части направления инвестиций на социальные проекты, связанные с развитием местного образования, здравоохранения и спорта;
- в части сохранения культурно-исторического наследия территории, на которой разворачивается проектная деятельность.

В рамках СРП по Северному Каспию НКОК Н.В. ежегодно выделяет определенный бюджет на реализацию проектов инфраструктуры и социального назначения. В 2017 году размер этого бюджета составил - 50 млн. долл. США. Эти средства предназначены для строительства школ, детских садов, больниц, спортивных сооружений, а также систем инженерного обеспечения таких, как дороги, линии электропередач, водопроводы и других объектов инфраструктуры.

В 2017 году в Атырауской области завершены следующие объекты инфраструктуры и социального назначения:

- Школа на 120 учеников в поселке Аккала Индерского района;
- Общеобразовательная школа имени М. Отаралиева на 120 учеников в поселке Акжайык, г. Атырау;
- Строительство автомобильных дорог – 9 улиц;
- Трехэтажный жилой дом на 60 квартир в селе Махамбет Махамбетского района, поселке Индербор Индерского района, поселке Доссор Махатского района;
- Проектирование и строительство линии электропередачи 110 кВ. Атырауская теплоэлектроцентраль – «Нурсая»;
- Проектирование и строительство подстанции ПС 110/10кВ «Нурсая» (Западная) и расширение ОРУ 110кВ АТЭЦ на 2 ячейки;
- Поликлиника в селе Коктогай Индерского района;
- Сельский клуб на 200 мест в поселке Жумыскер г. Атырау;
- Школа на 250 учеников в селе Береке Махамбетского района.

В период с 1998 по 2017 г.г. было завершено более 187 проектов инфраструктуры и социального назначения. Общий объем затрат на проекты инфраструктуры и социального назначения составил 570 млн. долларов США.

По программе спонсорства и благотворительности НКОК Н.В. напрямую реагирует на нужды и запросы местного населения. Ежегодно между Атырауской и Мангистауской областями равномерно распределяется 1,5 млн. долларов США на спонсорство и благотворительность в пользу местного населения. Программа спонсорства и благотворительности реализуется по пяти основным направлениям поддержки местного населения: здравоохранение, образование, спорт, культура, благотворительность.

В 2018 году в рамках Северо-Каспийского проекта на местные товары, работы и услуги было израсходовано 424 миллиона долларов США, что составляет 43,4% от общего объема затрат, см. ниже Рис. 1.1.9-2

В 2018 году в рамках проекта Этапа 1 освоения месторождения Кашаган целевые показатели численности казахстанского персонала, занятого в выполнении нефтяных операций, уже превышены:

- 80% руководящих должностей занимает местный персонал;
- 95% инженерно-технических должностей, должностей административного персонала и квалифицированных специалистов занимает местный персонал;
- 100% рабочих и вспомогательных должностей занимает местный персонал.

В очередной раз был отмечен значительный рост доли казахстанских граждан среди руководящего персонала. В 2018 году этот показатель увеличился до 80% по сравнению с 75% в предыдущем году. В целом к концу 2018 года 90% из числа почти трех тысяч сотрудников операционной компании NCOS являются гражданами Казахстана. Из более десяти тысяч работников, задействованных в Северо-Каспийском проекте 92% – казахстанцы.

По состоянию на 2021г. динамика выплат по местному содержанию отмечается устойчивым ростом

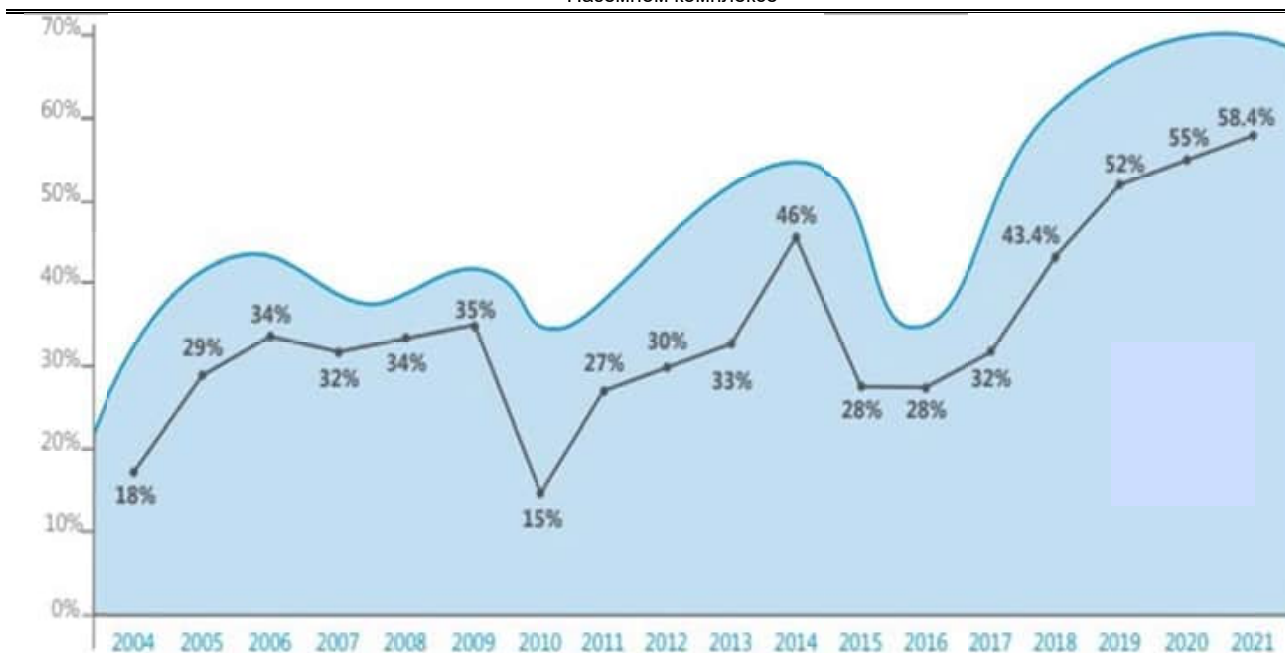


Рисунок 15.4.3-1. Динамика выплат по местному содержанию в % за период с 2004-го по 2021 год

В период с 2004 по 2023 гг. более 1 700 местных компаний приняли участие в семинарах и форумах, организованных NCOC, от общетематических для ознакомления с проектом и контрактными требованиями в рамках проекта до более специализированных по вопросам составления тендерных предложений и прохождения предварительной квалификационной оценки.

В период с 2004 по 2023 гг. оператор оказал содействие более 228 местным компаниям в получении сертификатов соответствия международным стандартам (ASME, API, ISO) в области управления, качества товаров и услуг, тем самым значительно повысив их конкурентоспособность по контрактам с NCOC.

В период с 2004 по 2023 гг. NCOC провела более 528 технических квалификационных аудитов и посещений производственных площадок местных компаний с целью оценки их способности обеспечивать соответствие строгим техническим условиям, международным нормам и стандартам товаров и услуг, выставляемых на тендер в рамках Северо-Каспийского проекта.

В период с 2004 по 2023 гг. оператор организовал профессионально-техническое обучение для более 5 390 работников местных компаний по наиболее востребованным дисциплинам: «Работа в замкнутом пространстве», «Промышленная безопасность сварочных работ», «Электронные системы и устройства», «Работы на высоте», «Эксплуатация передвижного крана», и т.д. Также, более 560 работников местных компаний успешно прошли курсы обучения и сертификацию по неразрушающему контролю (НРК), организованные NCOC в период до 2023 года

В рамках дальнейшего развития и освоения м/р Кашаган, намеченное Анализом разработки по состоянию на 01.10.2018г., компанией ТОО «SED» была дана интегральная оценка воздействия на социально-экономическую среду региона, где были рассмотрены детально как отрицательные, так и положительные аспекты изменений. Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий.

Проведенная ТОО «SED» интегральная оценка воздействия на социальную сферу региона показала, что реализация НКОВ Н.В. настоящего проекта по дальнейшему освоению м/р Кашаган окажет как отрицательное, так и положительное воздействие на компоненты социально-экономической среды.

Однако, на основании приведенной интегральной оценки ТОО «SED» пришла к выводу, что в основном компоненты социальной сферы (здоровье населения, трудовая занятость населения, доходы и уровень жизни населения, образование, экономический рост и развитие) при реализации проектных решений будут подвергаться положительному воздействию среднего уровня и лишь инфляция и воздействие на особо охраняемые территории может иметь отрицательное воздействие, но низкого уровня.

1.2 СТАТУС РАННЕЕ РАЗРАБОТАННОЙ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

В рамках опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган для Наземного комплекса были разработаны и утверждены проекты периода ОПР, на основе ПСД которых ведется в настоящем дальнейшая проектная разработка для Этапов I и IIA периода ПОМ, где задействуются заложенные проектами ранее резервные мощности действующих установок:

Основная проектная документация стадий «Проект» и «Рабочий проект», выполненная по Наземному комплексу, включая объекты инфраструктуры и в том числе по УКПНиГ, приведена в таблице 1.2.-1.

Структурообразующими проектами, которые системно охватили комплекс объектов основного технологического, вспомогательно-производственного и инженерного обеспечения УКПНиГ, стали:

- Проект обустройства объектов Опытно – промышленной разработки месторождения Кашаган «Наземный комплекс. Установка комплексной подготовки нефти и газа» был выполнен в 2003 году, прошел экспертные процедуры в 2006г. (см. п.6,Табл.1.2.1-1) и был утвержден в Республике Казахстан;
- Проекта обустройства, «Проект обустройства объектов опытно – промышленной разработки м/р Кашаган. Наземный комплекс. УКПНиГ. Корректировка очередей 1, 2, 3 с выделением пусковых комплексов» (Заключение № 01-0411/13 от 29 июня 2013г. РГП «Госэкспертиза»). Реализация данного проекта увязала процесс разработки месторождения м/р Кашаган и наращивание уровня добычи углеводородов с вводом объектов обустройства через реализацию трех пусковых комплексов, которые были определены поэтапными максимальными полками добычи 180 тыс.барр/сут, 295 тыс.барр/сут, 370 тыс.барр/сут.;
- Проект «Проект обустройства объектов опытно – промышленной разработки м/р Кашаган. Наземный комплекс. УКПНиГ. Корректировка очередей 1, 2, 3 с выделением пусковых комплексов. Дополнение», являющийся одним из важных оснований настоящего проекта модернизация, как прошедший комплексную вневедомственную государственную экспертизу (Заключение №.01-0409/16 от 08.09.2016г. РГП «Госэкспертиза»)), был утвержден НКОК Н.В. в 2016 году;
- «Проект обустройства объектов опытно – промышленной разработки м/р Кашаган. Наземный комплекс. Модернизация УКПНиГ (Заключение ГЭ_№ 01-0007-21 от 12.01.2021г)

Реализация данных проектов с вводом в эксплуатацию третьего пускового комплекса УКПНиГ от 05.декабря 2018 года совместно с накопленным опытом в период осуществления пуско-наладочных работ позволила успешно завершить период ОПР и создать отправную базу для дальнейшего устойчивого освоения м/р Кашаган по наращиванию добычи на свободных мощностях, а также открыла дальнейшие возможности по повышению эффективности процессов на действующих объектах, по их модернизации и развитию, а также внедрению новых технологий.

Таблица 1.2.-1. Перечень утвержденных проектов Промышленных объектов Наземного комплекса (УКПНиГ) и объектов наземной инфраструктуры

№№ п/п	Наименование проекта	Номер проекта	Разработчик	Регистрационный номер и дата утверждения
1	2	3	4	5
1	Подъездная дорога к УКПНиГ	SC22-180303-01	НИПИНефтегаз	Госэкспертиза № 2-139/03 от 07.04.2003
2	Вахтовый поселок Agip КСО. Здание химлаборатории.	Agip КСО/2005-0081-02	НИПИНефтегаз	Госэкспертиза № 08-24/2008 от 14.03.2008
3	Площадка размещения жидких технологических отходов УКПНиГ.	Agip КСО/2005-0081-06	НИПИНефтегаз	Госэкспертиза № 2-130/08 от 21.04.2008
4	Проект обустройства объектов ОНР м/р Кашаган. Наземный комплекс. Временные укрытия для персонала – ЗВУМ «В», «С».	Agip КСО/ABE&K	ABE&K	
5	Предварительная подготовка строительной площадки УКПНиГ	SC02-180303-05	НИПИНефтегаз	Госэкспертиза № 2-466/03 от 04.09.2003
6	Наземный комплекс. Установка комплексной подготовки нефти и газа.	Agip КСО/2003-0665-02	НИПИНефтегаз	Госэкспертиза (5 заключений): 1. № 469/2004 от 28.09.2004 (Внутренние автодороги. Ограждение). 2. 2-269—ЛЗ/05 от 16 05 2005 (Резервуарный парк) 3. № 2-270-ЛЗ/05 от 16.05.2005 (Объекты предзаводской зоны, зоны инженерного обеспечения и системы жизнеобеспечения УКПНиГ) 4. № 2-279/05 от 19.05.2005 (Очередь 1) 5. № 2-255/06 от 05.05.2006 (Очередь 2)
7	Наземный комплекс. Газотурбинная и паротурбинная электростанции.	Agip КСО/1106.ПТ.1391	КазНИПИЭнергопр ом	Заключение 2-24/2005 от 19.01.2005 Заключение 2-279/05 от 19.05.2005

Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на
Наземном комплексе

№№ п/п	Наименование проекта	Номер проекта	Разработчик	Регистрационный номер и дата утверждения
1	2	3	4	5
8	Наземный комплекс. Паровая котельная высокого давления.	Agip KCO/1106.ПТ.1392	КазНИПИЭнергопр ом	Заключение 2-24/2005 от 19.01.2005 Заклучение 2-279/05 от 19.05.2005
9	Проект «Обустройство ОНР месторождения Кашаган. Наземный комплекс УКПНИГ. Склад Серы»	KE01-A1-334-MS-A-PR-9001-000,2002/0973.E/06/03	АО «Hercon R», Hungary Budapest МонтажСпецСтрой	Госэкспертиза № 01-502/09 от 21.10.2009. Утвержден Аджип ККО Приказом №5 от 20.12.2011г.
10	Наземный комплекс. 3-я очередь УКПНИГ.	Agip KCO/2003-1240-JO089082	TOO «Caspian Engineering & Research»	Госэкспертиза №01-561/09 от 16.11.2009
11	Газотурбинная и паротурбинная электростанция. Расширение. Фаза 3.	Agip KCO/1106.ПТ.1488	КазНИПИЭнергопр ом	Госэкспертиза №01-580/09 от 19.11.2009
12.	Проект обустройства объектов опытно – промышленной разработки м/р Кашаган. Наземный комплекс. УКПНИГ. Корректировка очередей 1, 2, 3 с выделением пусковых комплексов «Проект обустройства объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Наземный комплекс. УКПНИГ. Дополнение. Установка 620. Пар и конденсат. Повторное использование воды котлов»;	Agip KCO/2011-0343-TPD-A1-000-000–0	TOO «Caspian Engineering & Research» TOO «Caspian Engineering & Research»	Заклучение № 01-0411/13 от 29 июня 2013г. РГП «Госэкспертиза
13.	Проект обустройства объектов опытно – промышленной разработки м/р Кашаган. Наземный комплекс. УКПНИГ. Корректировка очередей 1, 2, 3 с выделением пусковых комплексов. Дополнение	НКОК/2011-0343-TPD-A1-000-000–0	TOO «Caspian Engineering & Research»	Заклучение №.01-0409/16 от 08.09.2016г. РГП «Госэкспертиза»
	РП «Обустройство объектов опытно–промышленной разработки месторождения Кашаган. Наземный комплекс. Установка 560		TOO «Caspian Engineering &	Заклучение РГП «Госэкспертиза» № 01-0459/17 от 22.09.2017 г.

Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе

№№ п/п	Наименование проекта	Номер проекта	Разработчик	Регистрационный номер и дата утверждения
1	2	3	4	5
	(отделение нефтесодержащей воды из пластовой воды)»		Research»	
	РП «Обустройство объектов опытно – промышленной разработки месторождения Кашаган. Комплекс по выделению и обезвоживанию нефтешлама.»		TOO «Caspian Engineering & Research»	Заключение РГП «Госэкспертиза» № 01-0147/17 от 04.04.2017 г.
	РП «Гараж на три автомобиля скорой помощи»		TOO «Казкомсервис»	Экспертное заключение НЦ «Курылысконсалтинг» №ЭП-27 от 08.08.2013г
	Рабочий проект «Обустройство объектов опытно – промышленной разработки м/р Кашаган. Промывочные площадки на наземном и морском комплексах»	KG00-00-000-C5-A-AI-0001-000. Наряд-заказ № 21 контракта NCOC N.V./ UI57972 (Agip KCO 2013-0268) от 01.07.2017 г.	TOO «Caspian Engineering & Research»	Заключение РГП «Госэкспертиза» № 01-0176/18 от 22.05.2018 г.
	Проект обустройства объектов опытно – промышленной разработки м/р Кашаган. Наземный комплекс. УКПНиГ. Установка 600. Модернизация системы получения азота		TOO «Caspian Engineering & Research»	
	Проект обустройства объектов опытно – промышленной разработки м/р Кашаган. Наземный комплекс. Модернизация УКПНиГ.		TOO «Caspian Engineering & Research»	Заключение ГЭ_№ 01-0007-21 от 12.01.2021г
	Проект «Строительство нового трубопровода сырого газа» Прокладка нового трубопровода сырого газа Ду400 (DN16”) от установки комплексной подготовки нефти и газа (УКПНиГ)	KT00-00-362-4U-A-RE-0001-000	TOO «CBS»	

Обустройство месторождения Кашаган. Нарачивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на
Наземном комплексе

№№ п/п	Наименование проекта	Номер проекта	Разработчик	Регистрационный номер и дата утверждения
1	2	3	4	5
	НКОК Н.В. до УКПГ третьей стороны для транспортировки осушенного неочищенного газа			
	Рабочий проект «Обустройства объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Наземный комплекс. Установка комплексной подготовки нефти и газа (УКПНИГ). Установка дополнительных двух ребойлеров на каждую технологическую нитку УКПН» (без сметной документации)»		TOO «Caspian Engineering Research» &	Заключение ГЭ № 01-0172/20 от 02.04.2020 г.
	Рабочий проект «Обустройство объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Комплекс по обезвоживанию и нейтрализации нефтешлама. Модернизация-2»		TOO «Caspian Engineering Research» &	Заклучение комплексной вневедомственной экспертизы № EKZ-0008/22 от 12.04.2022 г.
	Рабочий проект «Модификации и изменение целевого назначения временного офиса ТСО-6 в мастерскую»		TOO «Caspian Engineering Research» &	Заклучение комплексной вневедомственной экспертизы № EKZ-0009/22 от 26.04.2022 г.
	Рабочий проект «Строительство Складов для хранения оборудования и материалов на Западном Ескене» (расширение)»		TOO «Caspian Engineering Research» &	Заклучение комплексной вневедомственной экспертизы № EKZ-0019/22 от 09.06.2022 г.
	Рабочий проект «Проект обустройства объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Наземный комплекс УКПНИГ. Установка 330. Модификации линии подачи обогащенного амина на Транше 1 и 2. Макатский район, Атырауская область, Республика Казахстан» (без сметной документации)		TOO «Caspian Engineering Research» &	Заклучение ГЭ_№ 01-0597/22 от 24.11.2022 г.

Обустройство месторождения Кашаган. Нарастивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе

№№ п/п	Наименование проекта	Номер проекта	Разработчик	Регистрационный номер и дата утверждения
1	2	3	4	5
	Рабочий проект «Разработка месторождения Кашаган. Модернизация установки очистки сточных вод вахтового поселка «Самал»		TOO «Caspian Engineering & Research»	Заключение 21.02.2023 г. ГЭ_№ EKZ-0004/23 от
	Рабочий проект «Обустройство объектов месторождения Кашаган. Наземный комплекс. УКПНиГ. Система получения азота. Установка дополнительного резервуара азота». Макатский район, Атырауская область (без сметной документации)		TOO «Caspian Engineering & Research»	Заключение 22.06.2023 г. ГЭ_№ 01-0253/23 от
	Рабочий проект «Расширение вахтового поселка Самал. Жилой блок В4. Месторождение Кашаган»		TOO «Caspian Engineering & Research»	Заключение 18.07.2023 г. ГЭ_№ EKZ-0013/23 от
	Рабочий проект «Месторождение Кашаган. Реконструкция входного газосепаратора» на УКПНиГ «Болашак» (без сметной документации)»		TOO «Caspian Engineering & Research»	Заключение 04.11.2022 г. ГЭ_№ 01-0557/22 от
	Рабочий проект «Месторождение Кашаган. Наземный комплекс. УКПНиГ. Установка 300, входной газосепаратор. Модернизация»		TOO «Caspian Engineering & Research»	Заключение 03.10.2023 г. ГЭ_№ EKZ-0021/23 от

1.3 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО КОМПЛЕКСА УКПНиГ и ВХОДЯЩИХ В ЕГО СОСТАВ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАРАЩИВАНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ДО 450 ТЫС. БАРР. НЕФТИ / СУТ

1.3.1. Производственная структура предприятия

Установка комплексной подготовки нефти и газа (УКПНиГ) включает в себя производственные мощности созданные тремя очередями строительства.

УКПНиГ включает в свой состав следующие основные установки и сооружения:

- Установка комплексной подготовки нефти (УКПН);
- Установка комплексной подготовки и переработки газа (УКПГ);
- Установка извлечения и хранения СУГ;
- Комплекс по извлечению, формовке и хранению серы;
- Установки инженерного обеспечения;
- Комплекс сооружений по выработке пара и электроэнергии (Паровая котельная высокого давления; Электростанция с газотурбинными и паротурбинными генераторами);
- Система пластовой воды (Установка 560);
- Резервуарный парк товарной нефти;
- Факелы ВД, НД.

Принципиальная блок-схема действующей УКПНиГ и краткая техническая характеристика основных производственных установок представлена выше в разделе 1.1.5.3.2

Объемно-планировочные решения Генерального плана УКПНиГ предусматривают зонирование территории по функциональному использованию. Выделены следующие зоны, см. ниже Рис.1.3.1-1:

- Предзаводская зона;
- Зона инженерного обеспечения;
- Технологическая зона;
- Складская зона;
- Факелы ВД, НД.

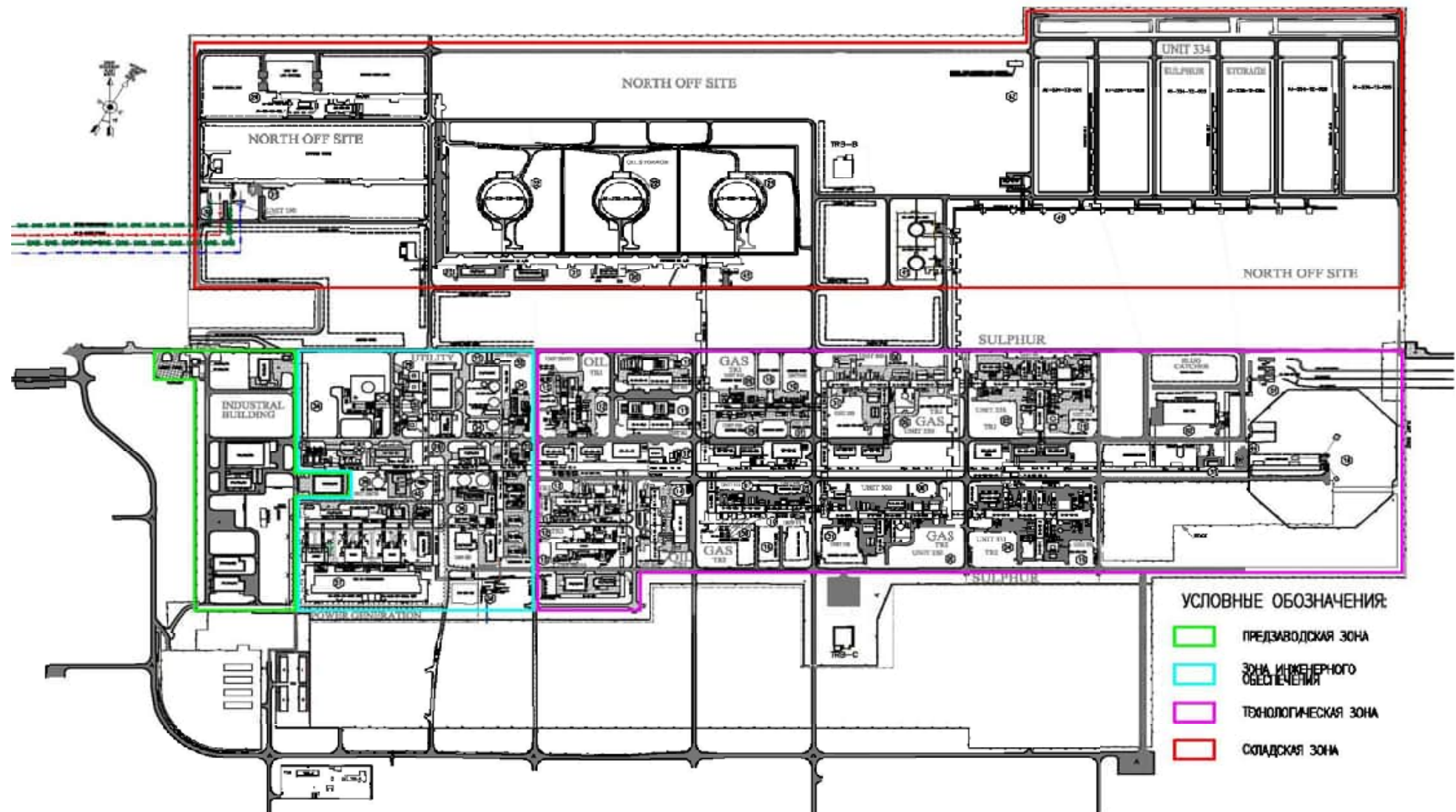


Рисунок 1.3.1-1 План УКПНИГ

1.3.1.1. Предзаводская зона

Предзаводская зона предусматривается для расположения зданий бытового назначения Системы 650 (Объекты архитектурно-строительной части, отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха):

- Бытовой блок;
- Главная операторная;
- здание Мастерской с бытовыми помещениями и офисами;
- здание Склада для хранения запчастей оборудования (2 блока);
- Пожарное депо на 4-е пожарные машины;
- Гараж для 3 автомобилей скорой помощи, предусмотренный данным проектом;
- Временное убежище (PF/TR/01) с дополнительным размещением в составе его помещений пункта раздачи и приема пищи, предусмотренный данным проектом;
- Распределительная подстанция;
- КПП;
- Проходная.

1.3.1.2. Зона инженерного обеспечения

Зона инженерного обеспечения предусматривается для расположения зданий и сооружений главным образом по обеспечению УКПНиГ энергоресурсами: водой, теплом и электроэнергией. На территории Зоны инженерного обеспечения размещаются следующие сооружения:

- Электростанция с газотурбинными и паротурбинными генераторами;
- Паровая котельная высокого давления;
- Сооружения системы газоснабжения Электростанции, Паровой котельной высокого давления и встроенных в здания котельных;
- Сооружения технического, производственного и хозяйственно-питьевого водоснабжения;
- Сооружения систем канализации;
- Сооружения системы пожаротушения;
- Система пластовой воды с вновь введенным в эксплуатацию объектами:
 - комплекс объектов Установки по очистке вод технологического процесса УКПНиГ (Новая установка отпарной колонны, А1-560-VJ-003), включенный в существующую Систему пластовой воды 560;
 - объекты модернизаций по существующей Установке 560, связанных с «Отделением нефтесодержащей воды из пластовой воды»:

PR15019. Водоотделение из установки очистки хвостовых газов в рамках кластера пластовых вод;

PR15020. Монтаж поточных анализаторов отпарной колонны кислой воды в рамках кластера пластовых вод Сателлитная станция КИП;

PR15022. Модификации системы очистки твердых веществ СПВ в рамках кластера пластовых вод;

PR15023. Модификация системы контроля уровня pH в отпарной колонне кислой воды;

PR15025. Перевод воды установки очистки хвостовых газов в техническую воду в рамках кластера пластовых вод;

- Распределительная подстанция;
- КПП.

1.3.1.3. Технологическая зона

Технологическая зона предусматривается для расположения производственных установок по подготовке сырой нефти и попутного газа до товарных кондиций (УКПН и УКПГ), а также по первичной переработки сырого газа с извлечением в сжиженном состоянии пропана/бутана и элементарной серы, см. выше Рис. 1.1.5-13 «Блок-схема комплексной подготовки нефти и газа с первичной переработкой ПНГ на месторождении Кашаган».

Начиная с декабря 2018 года в рамках третьего пускового комплекса все технологические линии УКПН и УКПГ введены в эксплуатацию. При этом основные технологические показатели УКПГ находится уже на номинальных проектных уровнях (220 тыс. барр./сут. на две линии), а технологические показатели УКПН в рамках ОПР до 2021 года согласно Анализ 2018 находятся под плановым наращиванием уровня подготовки нефти до проектного показателя, 370 тыс. барр./сут..

Настоящим проектом в целях наращивания добычи до уровня 450 тыс. барр. нефти в сутки предусмотрено задействование соборных мощностей технологических установок. При этом для достижения устойчивых качественных показателей процессов предусмотрены изменения и модификации действующих установок с устранения «узких мест» в технологических схемах, а также предусмотрены объекты дополнительных оптимизаций и модернизаций Наземного комплекса по внедрению лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности, обеспечивающих в условия наращивания мощностей повышение уровня безопасных условий его эксплуатации и функционирования

Состав данных объектов, являющихся предметом данного проекта, представлен выше в Табл. 1.1.5.5.

1.3.1.4. Складская зона

Складская зона предусматривается для расположения сооружений по хранению и экспортной откатке товарной нефти, сжиженных пропана/бутана и блоков хранения серы.

На территории данной зоны размещен комплекс вспомогательного обслуживающего назначения, «Промышленная площадка». Данный комплекс обеспечивает подготовку различного технологического оборудования, снятого с эксплуатации, для дальнейших по нему ремонтно-восстановительных работ.

В рамках данного проекта в направлении расширения коммерческой гибкости на территории скала серы (Установка 334) предусматривается получение дополненного товарного качества элементарной серы, в виде комовой серы.

В связи с этой задачей проектными решениями на территории существующих картах открытого склада серы. Установки 334 предусматривается размещение дополнительного, резервного варианта технологического процесса разработки серных блоков склада серы механизированным экскаваторным способом. Данный вариант разработки серных блоков широко применяется в мировой практике в случае экономически благоприятно сложившейся конъюнктуры рынка и планируется к применению в дополнению к основному способу разработки серных блоков, предусмотренному в соответствии с ранее утвержденным проектом «Обустройство ОПР месторождения Кашаган. Наземный комплекс УКПН и Г. Склад Серы» (Заключение РГП «Госэкспертиза» №01-502/09 от 21 октября 2009 г.).

Компанией АО «Hercon R» (Hungary Budapest), как разработчиком склада серы, в качестве основного способа разработки серных блоков, связанного с извлечением серы из блока и подготовка её к дальнейшей переработке, принят метод выплавки серы непосредственно из блока с получением жидкой серы, пригодной в дальнейшем для придания ей товарного вида, в виде гранулированной серы. Данный способ успешно реализован в настоящее время с момента начала ККД.

Реализация резервного варианта разработки серных блоков позволяет компании НК ОХ Н.В. расширить номенклатуру серной продукции и осуществить выпуск товарной серы двух видов:

- в виде основной продукции, серы технической газовой гранулированной согласно стандарту ПСТ РК 18-2014;
- в виде серы технической газовой комовой согласно стандартам ПСТ РК 20-2014 и ГОСТ 127.1-93 – ГОСТ 127.5-93.

Принципиальное размещение объектов модернизации на промышленной площадке УКПН и Г представлено ниже на Рис. 1.4.1-1.

1.3.1.5. Уровень ответственности зданий и сооружений УКПН и Г

Согласно «Правилам определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам» **уровень ответственности** всех зданий и сооружений УКПН и Г

производственного и вспомогательно–инженерного обеспечения, в т.ч. вновь запроектированных объектов модернизации - I (**повышенный**), как объекты, относящиеся к опасным производственным объектам согласно ЗРК «О гражданской защите» и «Правилам идентификации опасных производственных объектов».

В соответствии с критериями «Правил определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам» вновь проектируемые и существующие объекты модификаций относятся к технологически сложным объектам производственного назначения,

Степень огнестойкости всех проектируемых зданий и сооружений на территории УКПНИГ – II.

1.3.2. Проектная мощность производственных объектов месторождения

В основе обоснования основных технологических показателей разработки месторождения Кашаган, принятых показателей по мощности добываемой нефти и попутного нефтяного газа на период полномасштабного освоения месторождения, а также в основе разработки технологической схемы сбора и комплексной подготовки к транспорту добываемых углеводородов объектов обустройства месторождения лежат следующая отчетная и базовая проектная документация в сфере недропользования по углеводородам, получившая положительные заключения государственной экспертизы:

- Отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Кашаган Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию на 02.01.2012 г.), утвержденный Протоколом ГКЗ РК № 1228-12-У от 19 ноября 2012 г.;
- Отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Кашаган» по состоянию на 02.07.2019г (ПЗ-2020), выполненный Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен в 2020г на основе фактической истории ОПР месторождения и результатов геолого-промысловых исследований и изучений, проведенных за период с составления ПЗ-2012;
- «Проекта разработки месторождения Кашаган» (ПРМ) по состоянию на 01.04.2020г., основными целями и задачами которого стали осуществление промышленной разработки месторождения, создание основы для разработки технических проектных документов на обустройство месторождения, строительство эксплуатационных скважин, подготовки перспективных планов добычи нефти. Разработка ПРМ была направлена на достижение максимального экономического эффекта от наиболее полного извлечения запасов углеводородов и содержащихся в них компонентов при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды. При этом в основу достижения поставленной задачи по эффективной разработке месторождения был принят метод поэтапного освоения месторождения Кашаган.

Режим недропользования, правового положения недропользователей и проведения ими соответствующих, в частности нефтегазовых операций, а также вопросы пользования недрами и распоряжения правом недропользования и другие отношения, связанные с использованием ресурсов недр, в том числе в рамках соглашений о разделе продукции, вопросы разработки месторождений углеводородов регулируются на территории Республики Казахстан требованиями положений следующих основополагающих нормативов:

- Кодекса Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года «О недрах и недропользовании»;
- «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (далее ЕПР), утвержденных Министром энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года приказом № 239.

Безусловно, в основе рекомендованного оптимального варианта полномасштабной разработки месторождения также лежит тот богатый положительный опыт, который был полученный в период освоения месторождения на этапе его опытно-промышленной разработки с учетом геолого-промысловых данных, полученных по результатам бурения разведочных, оценочных и эксплуатационных скважин, а также фактической истории разработки за весь период ОПР месторождения по состоянию изученности на 01.04.2020г, на основании геологических и извлекаемых запасов углеводородов, принятых на Государственный баланс решением ГКЗ РК в 2020г.

1.3.2.1. Современное состояния производственных мощностей основных технологических установок месторождения Кашаган

Существующее положение месторождения Кашаган, достигнутое за период ОПР представлено выше, в подразделе 1.1.5.3.

Согласно утвержденным базовым проектным документам разработки месторождения (ОПР 2011 и ДОПР), а также Анализу разработки по состоянию на 2018 наращивание мощности добычи и соответствующий поэтапный ввод в эксплуатацию производственных мощностей объектов обустройства в эксплуатационном режиме был осуществлен тремя пусковыми комплексами в соответствии с наращиванием мощности добычи тремя полками, 180/295/370 тыс.бarr.нефти/сут., см. ниже Табл. 1.3.2.1-1.

Таблица 1.3.2.1-1. Ввод производственных мощностей установок Морского и Наземного комплексов с поэтапной загрузкой их производственных мощностей при поэтапном наращивании добычи нефти и газа на м/р Кашаган в период ОПР и Этапа I периода ПОМ

Период разработки м/р	Фаза наращивания темпа добычи, Нефть/Газ тыс.барр. нефти/сут тыс.барр.экв. нефти/сут	Схема работы Морского комплекса (МК)						Схема работы Наземного комплекса (НК)					
		УСН /УОГ тыс.барр. нефти/сут тыс.барр.экв. нефти/сут			ОЗГ тыс.барр.экв. нефти/сут			УКПН тыс.барр. нефти/сут			УКПГ тыс.барр.экв. нефти/сут		
		Задействование ниток	Текущая загрузка проектных мощностей по ниткам	Резерв по ниткам, %	Задействование ниток	Текущая загрузка проектных мощностей по ниткам	Резерв по ниткам, %	Задействование ниток	Текущая загрузка проектных мощностей по ниткам	Резерв по ниткам, %	Задействование ниток	Текущая загрузка проектных мощностей по ниткам	Резерв по ниткам, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ОПР	Пусковой комплекс 1 180/180	225	180	17	---	---	100	165	90	45	110	90	18
		---	---	100	---	---	100	165	90	45	110	90	18
	Пусковой комплекс 2 295/220	225	180	17	75	75	---	165	150	10	110	110	---
		225	115	48	---	---	100	165	145	12	110	110	---
	Пусковой комплекс 3 370/220	225	185	17	75	75	---	165	150	10	110	110	---
		225	185	17	75	75	---	165	150	10	110	110	---
ПОМ (использование объектов ОПР)	450/220	225	225	---	75	75	---	165	150	10	110	110	---
		225	225	---	75	75	---	165	150	10	110	110	---

Расширение мощностей по добычи сырой нефти на месторождении Кашаган за период ПОМ с показателя 370 тыс. барр. нефти/сут. (47,1 тыс. т/сут) согласно проектным решениям ПРМ планируется поэтапно добычу довести до показателя 1 100 тыс. барр. нефти /сут. (139,0 тыс. т/сут). При этом наращивание мощностей по добыче за счет свободных мощностей объектов обустройства периода ОПР на Этапе I ПОМ достигаться как представлено в Табл. 1.2.3.1-1 до показателя 450 тыс. барр. нефти/сут..

В соответствии положениями ЗРК «Об архитектурной градостроительной и строительной деятельности в РК» приемка и ввод в эксплуатацию построенных производственных объектов обустройства м/р Кашаган с выходом на планируемый максимальный показатель добычи периода ОПР с утверждением акта приемки заказчиком были осуществлены 05.12.2018г..

В основе освоения месторождения Кашаган и его проектных технологических показателей на период ОПР были положены базовая проектная документация на его разработку и проектная документация на его обустройство/

Основные параметры месторождения согласно Отчету «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Кашаган по состоянию на 02.01.2012г.» и проекту разработки месторождения «Проект опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган» (ОПР 2011), утвержденному Рабочей группой Комитета геологии и недропользования МИНТ РК Протоколом № 118 от 01 апреля 2011г, представлены в таблице 1.3.2.1-1.

Таблица 1.3.2.1-1. Основные показатели и параметры месторождения периода ОПР

Наименование показателей и параметров	Показатели и параметры
1	2
Извлекаемые запасы нефти по объекту 1 по категории С1	823,9 млн.т
Извлекаемые запасы нефти по объекту 1 по категории С1+С2	2 026,9 млн.т
Извлекаемые запасы газа по объекту 1 по категории С1	537,4 млрд.м3
Извлекаемые запасы газа по объекту 1 по категории С1+С2	1 333,9 млрд.м3
КИН	0,463 д.ед
Газосодержание	647,3 м3/т
Накопленная добыча нефти за период ОПР	31 623,0 тыс.т
Накопленная добыча газа за период ОПР	20 400,0 млн.ст. м3
Накопленный объем закаченного газа	6 803,0 млн.ст. м3
Основные плато добычи нефти в период ОПР (профиль добычи нефти):	
первое плато, ограничено мощностью УКПГ	23,0 тыс.т/сут (180 тыс.бар/сут)
второе плато, ограничено мощностями УКПГ (газовые технологические линии) и одной установки ОЗГ	37,5 тыс.т/сут (295 тыс.бар/сут)
третье плато, ограничено мощностями УКПГ (газовые технологические линии) и двух установок ОЗГ	47,1 тыс.т/сут ² (370 тыс.бар/сут)
Период ОПР	60 месяцев*
Глубина верхней отметки коллектора	3800 м (абсолютная отметка)
Исходный горизонт коллектора	4300 м (абсолютная отметка)
Глубина водонефтяного контакта в коллекторе	4570 м (абсолютная отметка)
Давление первоначальное в исходном горизонте	777,3 барА
Температура в исходном горизонте	100°С (+/- 4°С)

Наименование показателей и параметров	Показатели и параметры
1	2
Пористость (средняя)	6 -8 %
Проницаемость (первичная)	0.1- 2 мД
Примечания: Согласно утвержденному базовому проектному документу разработки ДОПР 2016 и утвержденному Анализу разработки по состоянию на 01.10.2019г. период ОПР увеличен с 3 лет до 5 лет.; Согласно Анализу разработки 2018 макс. суточный дебит по нефти может быть достигнут полки 48,7 тыс.т/сут (386 тыс.бар/сут)	

ОПР представлял собой первый этап освоения месторождения Кашаган. В процессе реализации этого этапа были осуществлены как текущие уточняющие работы по исследованию резервуара, так и оптимизационные проектные решения по объектам обустройства, что вызывало необходимость выполнения дополнительных проектных работ по корректировке проектов обустройства и по модернизации оборудования и процессам с целью достижения стабильных режимов и установленных показателей намечаемой к выпуску продукции

Окончательная реализация разработки месторождения Кашаган (восточного резервуара) на период ОПР (2016-2021) принята по утвержденному базовому проектному документу «Анализ разработки месторождения Кашаган по состоянию на 01.10.2018г.» (протокол ЦКРР №12-03-752/и от 19.02.19) с технологическими показателями разработки, проставленными ниже в таблице 1.3.2.1-2

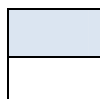
Таблица 1.3.2.1.-2 Характеристика основных показателей разработки месторождения Кашаган. Участок ОПР (Вариант 2С)

Годы	Годовая добыча нефти, млн.т	Накопл. добыча нефти, млн.т	КИН*, д.ед	Годовая добыча жидкости, млн.т	Накопл. добыча жидкости, млн.т	Обводненность, ** %	Годовая добыча газа, млрд.м ³	Накопл. добыча газа, млрд.м ³	Годовая закачка газа, млрд.м ³	Накопл. закачка газа, млрд.м ³	Компенсация отбора жидкости закачкой, %	Газовый фактор, м ³ /т	Пластовое давление, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2018	12,4	21,7	0,027	12,4	21,7	0,135	7,2	12,6	2,1	2,4	15,8	584	76,8
2019	12,7	34,4	0,043	12,7	34,5	0,000	7,9	20,5	3,2	5,6	22,8	620	76,5
2020	15,4	49,8	0,063	15,4	49,9	0,145	9,6	30,2	4,0	9,6	24,0	623	76,1
2021	15,5	65,4	0,083	15,5	65,5	0,104	9,7	39,9	4,1	13,7	24,1	626	75,7
2022	15,6	81,0	0,102	15,6	81,1	0,197	9,8	49,7	4,1	17,8	24,1	630	75,3
2023	15,6	96,5	0,122	15,6	96,7	0,320	9,9	59,6	4,1	21,9	24,2	634	75,0
2024	15,3	111,9	0,141	15,4	112,1	0,373	9,9	69,4	4,1	26,0	24,4	645	74,6
2025	15,3	127,1	0,161	15,4	127,5	0,512	9,9	79,3	4,1	30,2	24,5	646	74,3
2026	15,0	142,1	0,179	15,1	142,5	0,573	9,9	89,2	4,1	34,3	24,7	659	74,0
2027	15,0	157,1	0,198	15,1	157,6	0,709	9,9	99,0	4,1	38,4	24,7	658	73,7
2028	14,9	172,1	0,217	15,1	172,7	0,834	9,9	108,9	4,1	42,6	24,7	662	73,5
2029	14,8	186,8	0,236	14,9	187,6	0,920	9,9	118,8	4,1	46,7	24,9	669	73,2
2030	14,6	201,4	0,254	14,7	202,3	0,964	9,9	128,7	4,1	50,8	25,0	676	73,0
2031	14,6	216,0	0,273	14,7	217,0	1,041	9,9	138,5	4,1	55,0	25,0	678	72,7

Годы	Годовая добыча нефти, млн.т	Накопл. добыча нефти, млн.т	КИН*, д.ед	Годовая добыча жидкости, млн.т	Накопл. добыча жидкости, млн.т	Обводненность, ** %	Годовая добыча газа, млрд.м ³	Накопл. добыча газа, млрд.м ³	Годовая закачка газа, млрд.м ³	Накопл. закачка газа, млрд.м ³	Компенсация отбора жидкости закачкой, %	Газовый фактор, м ³ /т	Пластовое давление, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2032	14,3	230,2	0,291	14,4	231,5	1,070	9,9	148,4	4,1	59,1	25,3	694	72,5
2033	14,6	244,8	0,309	14,8	246,3	1,479	9,9	158,3	4,1	63,2	25,0	676	72,3
2034	14,0	258,9	0,327	14,2	260,5	1,387	9,9	168,2	4,1	67,4	25,4	703	72,1
2035	14,3	273,2	0,345	14,6	275,1	1,607	9,9	178,0	4,1	71,5	25,2	688	71,8
2036	14,0	287,2	0,363	14,2	289,3	1,604	9,9	187,9	4,1	75,6	25,5	707	71,6
2037	13,9	301,1	0,380	14,1	303,4	1,770	9,9	197,8	4,1	79,8	25,5	711	71,4
2038	14,0	315,1	0,398	14,3	317,7	2,056	9,9	207,7	4,1	83,9	25,4	704	71,2
2039	13,7	328,8	0,415	14,0	331,7	2,137	9,9	217,5	4,1	88,0	25,7	721	70,9
2040	14,0	342,8	0,433	14,4	346,1	2,558	9,9	227,4	4,1	92,2	25,4	706	70,7
2041	13,6	356,3	0,450	14,0	360,0	2,920	9,9	237,3	4,1	96,3	25,7	728	70,5

* - КИН рассчитан от величины геологических запасов участка ОПР

** - Прогнозные данные по обводненности имеют высокую неопределенность из-за сложностей, связанных с описанием нематричных свойств коллектора. Текущая гидродинамическая модель находится в процессе улучшения адаптации по воспроизведению объемов добываемой воды. Учитывая фактические дебиты воды и неопределенность прогнозных данных модели, обводненность по месторождению может достигать 0,5% в период ОПР. Данную величину допускается использовать на дальнейших стадиях проектирования



- разработка м/р Кашаган в период ОПР

- разработка участка ОПР в период ПОМ

По состоянию на июнь 2022г. добыча нефти на м/р Кашаган была достигнута исторического уровня объема добычи - 370 тысяч баррелей в сутки после проведения первого крупного капитального ремонта, о чем было распространено сообщением NCOC [64. Консорциум North Caspian Operating Company - оператор Кашагана. <https://ru.sputnik.kz/20190604/kashagan-dobycha-neft-remont-mestorojdenie-10382579.html>], что означает достижение плановых показателей ОПР и завершение Фазы I освоения месторождения Кашаган.

1.3.2.2. Основные технологические показатели разработки месторождения Кашаган на период ПОМ, в т.ч. на Этапе I, обеспечивающие загрузку свободных мощностей технологических установок Морского и Наземных комплексов.

Основные технологические показатели разработки месторождения Кашаган на долгосрочную перспективу периода ПОМ, как выше в разделах было отмечено, определены утвержденным базовым проектом разработки ПРМ, где из рассмотренных четырех вариантов был рекомендован Вариант 1, см. ниже Табл. 1.3.2.2-1.

Согласно утвержденному ПРМ по итогу анализа расчетных вариантов разработки **наиболее рациональным и рекомендуемым с технологической точки зрения был принят вариант 1**, который показывает оптимальные, наиболее сбалансированные показатели добычи как в долгосрочной, так и в краткосрочной перспективе полномасштабного освоения месторождения и является наиболее подходящим для управления рисками недропользования.

В дальнейшем выполненный анализ вариантов разработки по экономическим критериям на основе экономических расчетов ПМР вариант 1 разработки также показал себя как наиболее оптимальный сценарий освоения месторождения.

Таблица 1.3.2.2-1. Краткая характеристика сценариев по вариантам разработки месторождения, рассмотренным в утвержденном ПРМ

№№ вариантов разработки	Краткая характеристика сценария варианта разработки	Примечания
1	2	3
Вариант 1	Базовый. Разработка месторождения с обратной закачкой газа	
Вариант 2	Разработка месторождения с более низким постоянным объемом обратной закачки газа (16,934 млн.м3/сут), достигаемым в 2027г после ввода Группы проектов 1 (на основе варианта 1). Данный вариант разработки максимально приближен по системе разработки к сценарию с естественным истощением пластовой энергии.	
Вариант 3	Та же стратегия разработки, как и в 1 варианте 1 (с обратной закачкой газа), но с уплотнением сетки скважин	
Вариант 4	Та же стратегия разработки, как и в варианте 1 (с обратной закачкой газа), но с разрежением сетки скважин. Система ППД, как и в остальных вариантах, ведется в платформенной части объекта	
Примечания: Нагнетание газа предусматривается скважинами, расположенными на внутренней платформе, римовая зона будет разрабатываться на естественном режиме истощения пластовой энергии. Опыт ОПР показал, что для закачки необходимых объемов газа требуется предварительно истощить коллектор в достаточной степени. При этом нагнетание газа оказывает существенное положительное влияние на поддержание энергетического потенциала продуктивных пластов. Отсрочка увеличения объема закачки не оказывает значимого влияния на конечное извлечение пластового флюида.		

В настоящее время с достижением планового максимального показателя разработки месторождения периода ОПР, 370 тысяч баррелей в сутки, разработка м/р Кашаган перешла на Фазу II, полномасштабное освоение месторождения (ПОМ). Нарращивание добычи вышло на показатель добычи нефти в 400 000 -410 000 баррелей в сутки, что означает начало Этапа I с выходом на плановый показатель добычи этого этапа – 450 тысяч баррелей в сутки (57,1 тыс. тонн/сут.).

При этом необходимо отметить, что хотя три нефтяных технологических линий УКПНиГ имеют общую мощность 495 000 баррелей в сутки (3 x 165 000 баррелей в сутки), но общая достижимая добыча в настоящее время ограничивается существующими мощностями двух перерабатывающих технологических линий УКПГ Наземного комплекса и мощностями компрессорных станций обратной закачки газа на Морском комплексе.

Перспективный проект передачи 1 млрд куб. м. газа в год третьей стороне, который предусматривает поставку газа на газоперерабатывающий завод КазГаз, позволит начать наращивание добычи нефти и газа на объектах ОПР, загружая его свободные мощности, и увеличить объем добычи до 450 тыс. баррелей нефти в сутки. Реализация этого проекта позволит перейти с опытно-промышленной разработки на новую фазу разработки м/р Кашаган, на Фазу 2 промышленной разработки ПОМ (Этап I).

Однако, реализация Проекта передачи 1 млрд куб. м. газа в год третьей стороне возможна будет только при одновременной реализацией настоящего проекта «Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Морском комплексе» и проекта «Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе», на которых рассматриваются объекты по устранению / расшивки узких мест по пропускной способности на существующих объектах обустройства МК и НК м/р Кашагана (debottlenecking объектов / DBN), позволяющие за счет реализации изменений и модификаций (PCN's и MoC's) создать условия для дальнейшего наращивания добычи нефти на месторождении Кашаган с 370 тыс. барр. в

сутки периода ОПР до 450 тыс.бarr. в сутки на Этапе I ПОМ. Состав объектов изменений и модификаций (PCN's и MoC's), направленных на устранение узких мест на УКПНИГ НК, представлен выше в Табл. 1.1.5.-3.

Строительство газоперерабатывающего завода третьей стороны, работающего на сырье с месторождения Кашаган, началось в июне 2021 года. Данный завод будет перерабатывать до 1 миллиарда кубометров сернистого газа в год и производить 815 миллионов кубометров товарного газа, 119 тысяч тонн сжиженного газа, 212 тысяч тонн серы и 35 тысяч тонн газоконденсата [3 <https://www.ncoc.kz/ru/Pages/news.aspx?id=344&year=2022&month=2>].

Согласно Варианту 1 разработки месторождений (базовый – разработка месторождения с обратной закачкой газа), рекомендованному ПРМ для реализации, ниже на Рис.1.3.2.2.-1 представлен График разработки месторождения Кашаган на период ПОМ

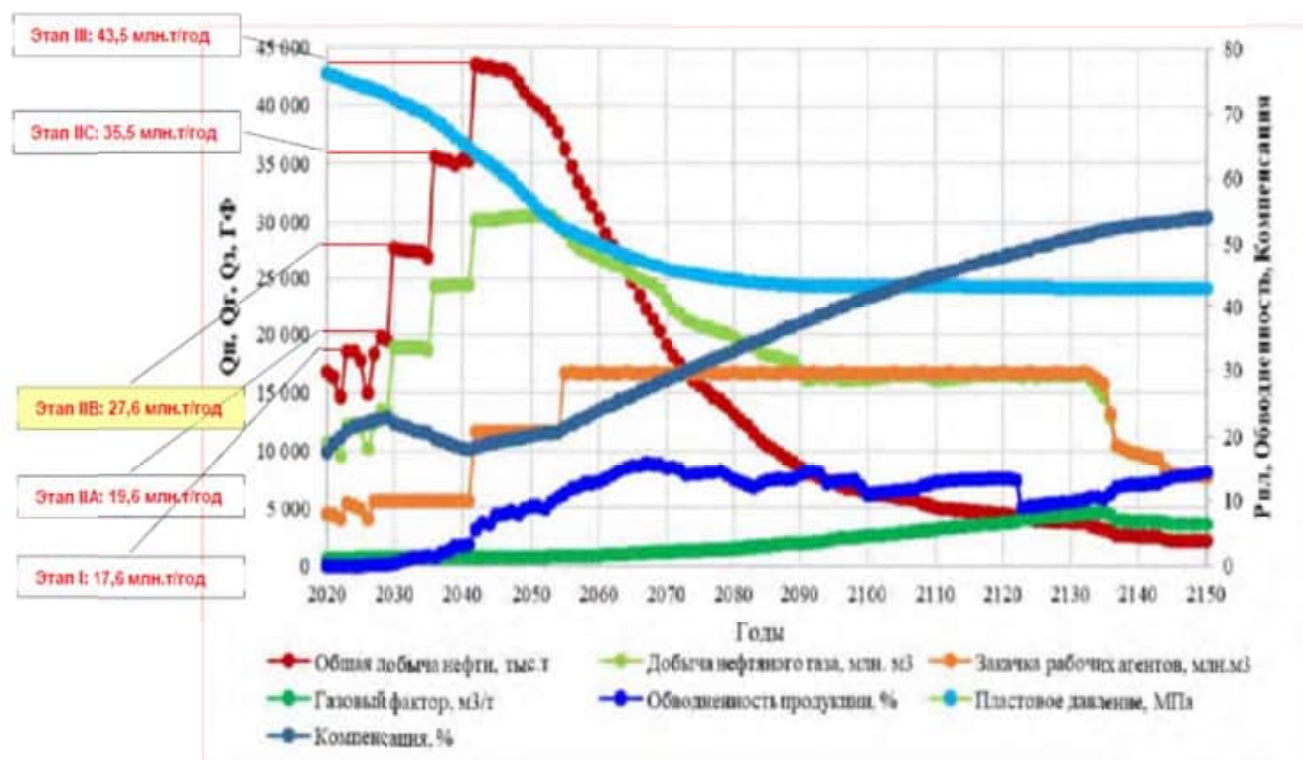


Рисунок 1.3.2.2.-1. График разработки месторождения Кашаган на период ПОМ по Варианту 1

Основные технологические показатели разработки (профиля добычи нефти и газа) в целом по месторождению Кашаган с учетом категорий запасов C1+C1 по рекомендуемому варианту разработки 1 на представлены ниже в Табл. 1.3.2.2.-2.

Основные технологические показатели представлены на рентабельный расчетный период по всем вариантам разработки на 131 год, с 2020 по 2150 годы, где на эксплуатацию месторождения по Этапу I приходятся годы с 2022 по 2026 включительно. При этом годы, приходящиеся на сроки действия СРПСК , 2016-2041 г.г..

Обустройство месторождения Кашаган. Нарاضивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе

Продолжение Табл. 1.3.2.2-2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2074	16 136,6	0,78	3,50	1 634 819,3	78,57	0,3507	18 840,9	1 772 037,3	14,25	16 725,1	608 700,7	60,3	30,4	21 061,3	1 297 892,1	1 303,6	45,1
2075	15 629,0	0,75	3,51	1 650 448,3	79,32	0,3541	18 248,5	1 790 285,8	14,35	16 725,2	625 435,9	61,3	30,9	20 822,6	1 318 714,7	1 332,3	44,9
2076	15 206,9	0,73	3,53	1 665 655,2	80,05	0,3573	17 768,5	1 808 054,2	14,42	16 770,9	642 196,8	62,2	31,3	20 675,1	1 339 389,8	1 359,6	44,8
2077	14 731,4	0,71	3,55	1 680 386,6	80,76	0,3605	17 226,6	1 825 280,8	14,48	16 725,1	658 922,0	63,1	31,8	20 432,5	1 359 822,3	1 387,0	44,6
2078	14 308,5	0,69	3,57	1 694 695,1	81,45	0,3636	16 752,3	1 842 033,2	14,59	16 725,1	675 647,1	64,0	32,2	20 257,4	1 380 079,7	1 415,8	44,4
2079	13 867,7	0,67	3,59	1 708 562,8	82,12	0,3665	16 130,9	1 858 184,0	14,03	16 725,1	692 372,2	65,1	32,6	20 059,0	1 400 138,7	1 446,5	44,3
2080	13 293,4	0,64	3,57	1 721 856,2	82,76	0,3694	15 318,2	1 873 482,2	13,22	16 771,0	709 143,2	66,7	33,1	19 819,7	1 419 958,3	1 490,9	44,1
2081	12 682,3	0,61	3,53	1 734 538,5	83,37	0,3721	14 572,6	1 888 054,8	12,97	16 725,1	725 868,3	68,2	33,5	19 487,2	1 439 445,6	1 536,6	44,0
2082	12 193,7	0,59	3,52	1 746 732,2	83,95	0,3747	13 948,2	1 902 003,0	12,58	16 725,1	742 593,5	69,5	33,9	19 261,8	1 458 707,3	1 579,7	43,9
2083	11 625,7	0,56	3,48	1 758 357,9	84,51	0,3772	13 236,8	1 915 239,8	12,17	16 725,1	759 318,6	71,1	34,4	18 976,7	1 477 684,0	1 632,3	43,8
2084	10 952,4	0,53	3,40	1 769 310,4	85,04	0,3796	12 544,4	1 927 784,2	12,69	16 770,9	776 089,6	73,8	34,8	18 420,0	1 496 104,0	1 681,8	43,7
2085	10 493,5	0,50	3,37	1 779 803,9	85,54	0,3818	12 066,1	1 939 850,3	13,03	16 725,1	792 814,6	74,9	35,2	18 193,6	1 514 297,6	1 733,8	43,6
2086	10 135,7	0,49	3,37	1 789 939,6	86,03	0,3840	11 691,8	1 951 542,1	13,31	16 725,2	809 539,8	75,8	35,6	18 075,8	1 532 373,4	1 783,4	43,5
2087	9 821,8	0,47	3,38	1 799 761,4	86,50	0,3861	11 358,6	1 962 900,8	13,53	16 725,1	826 264,9	76,5	36,1	17 988,4	1 550 361,9	1 831,5	43,5
2088	9 339,0	0,45	3,32	1 809 100,3	86,95	0,3881	10 769,6	1 973 670,4	13,28	16 770,9	843 035,9	78,2	36,5	17 792,0	1 568 153,9	1 905,1	43,4
2089	9 056,7	0,44	3,34	1 818 157,0	87,38	0,3900	10 471,7	1 984 142,1	13,51	16 725,1	859 761,0	78,8	36,9	17 679,9	1 585 833,8	1 952,1	43,3
2090	8 607,7	0,41	3,28	1 826 764,7	87,80	0,3919	10 011,9	1 994 154,0	14,03	16 711,1	876 472,1	82,4	37,3	16 897,4	1 602 731,2	1 963,1	43,3
2091	8 063,5	0,39	3,18	1 834 828,2	88,19	0,3936	9 453,2	2 003 607,2	14,70	16 718,1	893 190,2	86,8	37,7	16 069,9	1 618 801,1	1 992,9	43,3
2092	7 930,8	0,38	3,23	1 842 759,1	88,57	0,3953	9 295,7	2 012 902,9	14,68	16 771,1	909 961,3	86,4	38,2	16 272,1	1 635 073,2	2 051,7	43,3
2093	7 738,9	0,37	3,25	1 850 497,9	88,94	0,3970	9 051,0	2 021 954,0	14,50	16 725,2	926 686,5	87,4	38,6	16 311,4	1 651 384,6	2 107,7	43,3
2094	7 399,8	0,36	3,22	1 857 897,7	89,29	0,3986	8 483,1	2 030 437,0	12,77	16 725,1	943 411,6	86,6	39,0	16 245,8	1 667 630,4	2 195,4	43,3
2095	7 273,1	0,35	3,27	1 865 170,8	89,64	0,4001	8 348,7	2 038 785,8	12,88	16 725,1	960 136,7	87,5	39,4	16 316,6	1 683 947,0	2 243,4	43,3
2096	6 891,4	0,33	3,20	1 872 062,2	89,98	0,4016	7 928,2	2 046 713,9	13,08	16 767,7	976 904,5	89,5	39,8	16 080,5	1 700 027,5	2 333,4	43,3
2097	6 761,3	0,32	3,24	1 878 823,5	90,30	0,4031	7 784,8	2 054 498,8	13,15	16 725,2	993 629,6	89,4	40,2	16 096,1	1 716 123,6	2 380,6	43,3
2098	6 670,2	0,32	3,30	1 885 493,7	90,62	0,4045	7 692,7	2 062 191,5	13,29	16 725,1	1 010 354,8	89,2	40,6	16 172,7	1 732 296,3	2 424,6	43,3
2099	6 482,9	0,31	3,32	1 891 976,5	90,93	0,4059	7 390,7	2 069 582,1	12,38	16 725,1	1 027 079,9	89,7	41,0	16 178,3	1 748 474,6	2 495,5	43,3
2100	6 287,5	0,30	3,33	1 898 264,0	91,23	0,4072	7 063,1	2 076 645,2	10,98	16 725,1	1 043 805,0	90,3	41,4	16 173,1	1 764 647,7	2 572,3	43,3
2101	6 207,6	0,30	3,40	1 904 471,6	91,53	0,4086	6 984,3	2 083 629,5	11,12	16 725,1	1 060 530,1	90,1	41,7	16 243,2	1 780 890,9	2 616,7	43,3
2102	6 125,0	0,29	3,48	1 910 596,6	91,83	0,4099	6 902,2	2 090 531,7	11,26	16 725,1	1 077 255,3	89,9	42,1	16 309,0	1 797 199,9	2 662,7	43,3
2103	6 039,8	0,29	3,55	1 916 636,4	92,12	0,4112	6 813,0	2 097 344,6	11,35	16 725,2	1 093 980,4	89,8	42,5	16 367,1	1 813 566,9	2 709,9	43,3
2104	5 974,0	0,29	3,64	1 922 610,4	92,40	0,4124	6 748,0	2 104 092,6	11,47	16 770,9	1 110 751,4	89,7	42,8	16 464,5	1 830 031,4	2 756,0	43,2
2105	5 872,6	0,28	3,72	1 928 483,0	92,69	0,4137	6 641,7	2 110 734,3	11,58	16 725,1	1 127 476,5	89,6	43,2	16 459,3	1 846 490,7	2 802,7	43,2
2106	5 786,8	0,28	3,80	1 934 269,8	92,96	0,4149	6 552,2	2 117 286,5	11,68	16 725,1	1 144 201,6	89,6	43,5	16 491,1	1 862 981,8	2 849,8	43,2
2107	5 701,2	0,27	3,89	1 939 971,0	93,24	0,4162	6 463,5	2 123 750,0	11,79	16 725,1	1 160 926,8	89,6	43,9	16 520,0	1 879 501,9	2 897,6	43,2
2108	5 432,4	0,26	3,86	1 945 403,4	93,50	0,4173	6 189,1	2 129 939,1	12,23	16 770,9	1 177 697,7	90,6	44,2	16 464,0	1 895 965,8	3 030,7	43,2
2109	5 255,9	0,25	3,89	1 950 659,3	93,75	0,4185	6 005,7	2 135 944,8	12,48	16 725,0	1 194 422,7	91,5	44,5	16 308,3	1 912 274,1	3 102,8	43,2
2110	5 051,7	0,24	3,89	1 955 711,1	94,00	0,4195	5 798,3	2 141 743,1	12,68	16 725,2	1 211 147,9	92,8	44,9	16 109,1	1 928 383,3	3 186,8	43,2
2111	4 982,5	0,24	3,99	1 960 693,6	94,23	0,4206	5 726,0	2 147 469,1	12,98	16 725,1	1 227 873,0	92,7	45,2	16 151,5	1 944 534,7	3 241,6	43,1
2112	4 935,1	0,24	4,11	1 965 628,7	94,47	0,4217	5 677,8	2 153 146,8	13,08	16 770,9	1 244 644,0	92,6	45,5	16 249,2	1 960 783,9	3 292,6	43,1
2113	4 860,6	0,23	4,23	1 970 489,3	94,71	0,4227	5 596,3	2 158 743,1	13,15	16 725,1	1 261 369,1	92,4	45,9	16 255,7	1 977 039,6	3 344,4	43,1
2114	4 803,9	0,23	4,36	1 975 293,2	94,94	0,4237	5 535,9	2 164 279,0	13,22	16 725,1	1 278 094,2	92,3	46,2	16 304,7	1 993 344,3	3 394,1	43,1
2115	4 744,0	0,23	4,50	1 980 037,2	95,16	0,4248	5 472,1	2 169 751,1	13,31	16 725,2	1 294 819,4	92,2	46,5	16 347,4	2 009 691,7	3 445,9	43,1
2116	4 697,0	0,23	4,67	1 984 734,2	95,39	0,4258	5 420,9	2 175 172,0	13,35	16 770,9	1 311 590,4	92,1	46,8	16 431,6	2 026 123,3	3 498,3	43,1
2117	4 623,2	0,22	4,82	1 989 357,5	95,61	0,4268	5 336,8	2 180 508,9	13,37	16 725,1	1 328 315,5	92,0	47,1	16 419,3	2 042 542,6	3 551,5	43,1
2118	4 563,2	0,22	5,00	1 993 920,7	95,83	0,4277	5 270,0	2 185 778,8	13,41	16 725,1	1 345 040,6	92,0	47,4	16 443,5	2 058 986,1	3 603,5	43,1
2119	4 502,9	0,22	5,19	1 998 423,5	96,05	0,4287	5 201,9	2 190 980,7	13,44	16 725,1	1 361 765,8	92,1	47,7	16 463,2	2 075 449,3	3 656,1	43,0
2120	4 452,2	0,21	5,41	2 002 875,8	96,26	0,4297	5 145,6	2 196 126,3	13,47	16 770,9	1 378 536,7	92,1	48,0	16 518,2	2 091 967,5	3 710,1	43,0
2121	4 377,3	0,21	5,63	2 007 253,1	96,47	0,4306	5 063,9	2 201 190,1	13,56	16 725,2	1 395 261,9	92,2	48,3	16 481,6	2 108 449,0	3 765,2	43,0
2122	4 289,4	0,21	5,84	2 011 542,5	96,68	0,4315	4 933,0	2 206 123,2	13,05	16 725,1	1 411 987,0	92,5	48,6	16 473,1	2 124 922,2	3 840,4	43,0
2123	4 058,5	0,20	5,87	2 015 601,0	96,87	0,4324	4 456,9	2 210 580,1	8,94	16 725,1	1 428 712,1	94,0	48,9	16 352,1	2 141 274,3	4 029,1	43,0
2124	4 023,4	0,19	6,19	2 019 624,4	97,07	0,4333	4 425,3	2 215 005,4	9,08	16 770,9	1 445 483,1	93,9	49,2	16 419,8	2 157 694,0	4 081,1	43,0
2125	3 966,0	0,19	6,50	2 023 590,4	97,26	0,4341	4 369,0	2 219 374,4	9,23	16 725,1	1 462 208,2	93,9	49,4	16 394,8	2 174 088,8	4 133,8	43,0
2126	3 919,6	0,19	6,87	2 027 509,9	97,45	0,4350	4 323,9	2 223 698,3	9,35	16 725,2	1 478 933,4	93,9	49,7	16 412,9	2 190 501,7	4 187,4	42,9
2127	3 874,3	0,19	7,29	2 031 384,2	97,63	0,4358	4 279,7	2 227 978,0	9,47	16 725,1	1 495 658,5	93,9	50,0	16 430,7	2 206 932,4	4 241,0	42,9
2128	3 841,2	0,18	7,80	2 035 225,4	97,82	0,4366	4 248,8	2 232 226,8	9,59	16 770,9	1 512 429,4	93,9	50,3	16 493,6	2 223 426,0	4 293,9	42,9
2129	3 788,9	0,18	8,34	2 039 014,3	98,00	0,4374	4 196,1	2 236 422,9	9,70	16 725,1	1 529 154,6	93,8	50,5	16 465,3	2 239 891,2	4 345,7	42,9
2130	3 749,2	0,18															

Продолжение Табл. 1.3.2.2.-2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2132	3 681,8	0,18	10,77	2 050 155,8	98,53	0,4398	4 095,6	2 248 796,8	10,10	16 771,0	1 579 375,8	93,8	51,3	16 557,6	2 289 428,8	4 497,2	42,8
2133	3 512,7	0,17	11,52	2 053 668,5	98,70	0,4406	3 928,0	2 252 724,8	10,57	16 616,4	1 595 992,2	95,6	51,6	16 116,9	2 305 545,8	4 588,2	42,8
2134	3 298,1	0,16	12,23	2 056 966,5	98,86	0,4413	3 690,1	2 256 414,9	10,62	16 156,1	1 612 148,3	97,7	51,8	15 345,1	2 320 890,8	4 652,7	42,9
2135	3 127,8	0,15	13,21	2 060 094,4	99,01	0,4419	3 487,3	2 259 902,2	10,31	15 638,9	1 627 787,1	98,8	52,1	14 700,4	2 335 591,2	4 699,9	42,9
2136	2 906,8	0,14	14,14	2 063 001,2	99,15	0,4426	3 271,1	2 263 173,3	11,14	13 276,2	1 641 063,3	95,3	52,3	12 872,4	2 348 463,6	4 428,3	42,9
2137	2 639,3	0,13	14,96	2 065 640,5	99,28	0,4431	3 005,5	2 266 178,8	12,19	10 419,6	1 651 482,9	91,4	52,4	10 419,4	2 358 883,0	3 947,8	42,9
2138	2 603,9	0,13	17,35	2 068 244,4	99,40	0,4437	2 970,5	2 269 149,3	12,34	10 185,7	1 661 668,6	91,3	52,6	10 185,6	2 369 068,6	3 911,6	42,9
2139	2 570,7	0,12	20,73	2 070 815,1	99,53	0,4442	2 936,0	2 272 085,3	12,44	9 967,6	1 671 636,1	91,2	52,7	9 967,7	2 379 036,2	3 877,4	42,9
2140	2 545,9	0,12	25,90	2 073 361,0	99,65	0,4448	2 909,4	2 274 994,8	12,49	9 802,2	1 681 438,4	91,2	52,8	9 801,8	2 388 838,0	3 850,0	42,9
2141	2 509,5	0,12	34,45	2 075 870,5	99,77	0,4453	2 869,4	2 277 864,1	12,54	9 608,6	1 691 046,9	91,1	53,0	9 608,5	2 398 446,5	3 828,8	42,9
2142	2 480,6	0,12	51,94	2 078 351,2	99,89	0,4459	2 839,5	2 280 703,7	12,64	9 461,0	1 700 507,9	91,1	53,1	9 460,6	2 407 907,1	3 813,8	42,9
2143	2 455,6	0,12	106,98	2 080 806,8	100,01	0,4464	2 814,2	2 283 517,8	12,74	9 331,8	1 709 839,6	91,0	53,2	9 331,9	2 417 238,9	3 800,3	42,9
2144	2 283,2			2 083 089,9	100,12	0,4469	2 633,5	2 286 151,4	13,30	8 407,0	1 718 246,7	90,7	53,3	8 407,0	2 425 645,9	3 682,1	42,8
2145	2 209,3			2 085 299,2	100,22	0,4473	2 559,2	2 288 710,6	13,67	8 022,6	1 726 269,3	90,5	53,4	8 022,5	2 433 668,4	3 631,3	42,8
2146	2 192,2			2 087 491,4	100,33	0,4478	2 543,7	2 291 254,3	13,82	7 945,7	1 734 215,0	90,5	53,6	7 945,7	2 441 614,1	3 624,5	42,8
2147	2 173,3			2 089 664,7	100,43	0,4483	2 526,0	2 293 780,3	13,97	7 874,2	1 742 089,2	90,5	53,7	7 874,2	2 449 488,3	3 623,2	42,8
2148	2 162,1			2 091 826,8	100,54	0,4487	2 517,3	2 296 297,6	14,11	7 834,8	1 749 924,0	90,5	53,8	7 834,5	2 457 322,8	3 623,6	42,8
2149	2 139,7			2 093 966,4	100,64	0,4492	2 495,7	2 298 793,3	14,27	7 760,4	1 757 684,3	90,5	53,9	7 760,3	2 465 083,1	3 626,8	42,8
2150	2 123,4			2 096 089,8	100,74	0,4497	2 481,8	2 301 275,1	14,44	7 716,3	1 765 400,6	90,5	54,0	7 716,4	2 472 799,5	3 634,0	42,7

Примечания:

1. Маркером желтым выделен Этап I ПОМ, период с 2022г. по 2026 г. включительно

Основные технологические показатели по добычи скважинной продукции на период Этапа I ПОМ в соответствии с утвержденным ПРМ представлены ниже в таблице 1.3.2.2.-3.

Таблица 1.3.2.2.-3. Основные технологические показатели по добычи скважинной продукции на период Этапа I ПОМ

№№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Период Этапа I					Примечания
			2022	2023	2024	2025	2026	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Добыча нефти	Млн. т/год	14,681	18,604	18,534	17,784	15,016	Данные ПРМ
	Максимальный сезонный общий объем добычи нефти	Тыс. т/сут	45,06**	57,10*	56,89**	54,58**	46,09**	
		Тыс. барр/сут	354,17	450,0 447,12	447,12 450,0	429,02	362,25	Кэф. перевода из тонн нефти в барр. нефти – 7,860*
1	Добыча нефтяного газа	Млрд. ст м3/год	9,577	12,208	12,312	12,014	10,257	Данные ПРМ
2	Максимальный сезонный общий объем добычи газа	млн. ст.м ³ /сут	31,1**	38,76**	38,92*	37,27**	31,78**	
3	Максимальные сезонные ограничения по обратной закачке газа на МК	млн. ст.м ³ /сут	14,92**	18,76**	18,92*	18,08**	15,27*	
4	Максимальный суточный объем отправки газа на УКПНИГ	млн. ст.м ³ /сут	14,18**	18,00**	18,00*	17,19**	14,51**	
5	Газ для третьей стороны	млн. ст.м ³ /сут	2,0*	2,0*	2,0*	2,0*	2,0*	
6	Закачка рабочего агента	Млрд. ст м3/год	4,074	5,410	5,202	4,917	4,048	Данные ПРМ
7	Пластовое давление	МПа	75,7	75,3	74,9	74,5	74,2	
Примечания: * - данные ПРМ; ** - данные принятые экстраполяцией, которые подлежат уточнениям базовыми обновленными проектными документами на разработку м/р Кашаган.								

1.3.3. Сведения о номенклатуре и техническом уровне намечаемой к выпуску продукции, сырьевой базе и комплексном использовании сырья

1.3.3.1. Технический уровень намечаемой к выпуску продукции

Производимая продукция действующего нефтегазодобывающего комплекса на УКПНИГ месторождения Кашаган на этапе ОПР при комплексной подготовке добываемой нефти и первичной комплексной переработке попутно добываемого нефтяного газа как представлено выше на принципиальной блок-схеме УКПНИГ (см. выше Рис. 1.1.5-14) представляет следующую номенклатуру:

- товарная экспортная нефть согласно нормативной классификации по СТ РК 1347-2024 «Нефть. Общие технические условия», имеющая условное обозначение товарной нефти, **Нефть: 1.0э.1.0 СТ РК 1347-2024,**

где:

- класс 1, малосернистая;
 - тип 0, особо легкая;
 - э, поставка на экспорт;
 - группа 1 по степени подготовки и химическому составу примесей;
 - вид 0 в зависимости от содержания сероводорода и легких меркаптанов
- экспортный сухой газ по СТ РК 1666-2007 в существующую экспортную инфраструктуру магистральных газопроводов РК (САЦ);
 - смесь пропан-бутан техническая СПБТ согласно ГОСТ 20448-2018 «Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия» (в т.ч. для собственных нужд в виде топлива и в составе экспортного газа);
 - пропан технический по ГОСТ 20448-2018 (перспектива);
 - бутан технический по ГОСТ 20448-2018 (перспектива);
 - техническая сера согласно СТ РК 18-2014 «Сера техническая газовая гранулированная. Сера техническая газовая пастилизованная. Технические условия»,
 - конденсат газовый стабильный по СТ РК 2188-2012 «Конденсат газовый стабильный. Технические условия» (закачивается в товарную нефть).

Полученный при переработке попутного нефтяного газа топливный газ по требованиям ГОСТ 5542-2022 «Газ природный промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия» используется также для собственных нужд в энергетическом направлении.

В настоящее время, в силу отсутствия развитой экспортной трубопроводной сети, получаемые СУГ частично утилизируются для собственных нужд, а остальной получаемый объем закачивается в товарный сухой газ. При использовании СУГ на собственные нужды по физико-химическим показателям сжиженные газы должны соответствовать требованиям ГОСТ 20448-2018.

Учитывая, как отмечено выше, что в период ОПР не планировалось отпускать СУГ в качестве самостоятельной товарной продукции внешним потребителям, а предусматривается временное использование СУГ в качестве топлива для собственных нужд производства, в Клаус процессе и в инженерной системе получения пара высокого давления, то требование ГОСТ 20448-2018 позволяет временно вывести из эксплуатации в составе Установки 321 блок очистки СУГ от COS.

Качественные показатели получаемого в данном варианте СУГ регламентируются ГОСТ 20448-2018 «Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления», что позволяет не регламентировать предельное содержание COS и общей серы (регламентирует из серосодержащих: сероводород и меркаптаны).

Качественные показатели товарного СУГ, планируемого к выпуску в будущем для поставки внешним потребителям, регламентируются стандартом на сжиженные газы ГОСТ 21443-75 «Газы углеводородные сжиженные, поставляемые на экспорт», который контролирует содержание общей серы. В связи с этим при планировании отпуска на сторону СУГ в том или другом виде (СПБТ; ПТ; БТ) будут при необходимости на основе полученного опыта эксплуатации и достаточной изученности процессов в период ОПР предусмотрены инвестиции для строительства блока очистки СУГ от COS.

Средневзвешенное распределение СУГ, произведенного на месторождении, между экспортом в составе товарного газа и объемами использования его на собственные нужды в качестве топлива в период ОПР согласно утвержденному Анализу разработки составляет соответственно 55% / 45%.

В настоящее время продолжаются исследования по рассмотрению вариантов маркетинга сжиженного газа по его использованию в качестве товарной продукции на внутреннем рынке РК в соответствии с Соглашением о разделе продукции и согласно рекомендациям МНГ РК.

Протоколом № 1 МНГ от 28.06.2011 предписывается «Рекомендовать Норт Каспиан Оперейтинг Компани Б.В. в использовании сухого газа вместо сжиженного нефтяного газа (пропан-бутан) для собственных нужд берегового комплекса, для парового котла высокого давления и в термических окислителях в соответствии с программой утилизации газа на Кашагане фазы ОПР».

Целью исследования является поиск и рассмотрение альтернативных методов использования сухого газа вместо сжиженного углеводородного газа для собственных нужд на вышеотмеченных объектах. В настоящее время совместно с НКОК и подрядными организациями ведутся оценочные работы.

Критерии для исследования включали, но не ограничиваясь:

- требуемые подтверждения производительности резервуара и установок;
- отсутствие препятствий и рисков у потенциальных рассматриваемых потребителей СУГ и оценка собственных возможностей по гарантированию стабильных объемов поставки в период ПОМ.

Однако оценка эффективности замены СУГ на топливный газ при использовании на собственные нужды будет осуществлена в рамках отдельно проводимых маркетинговых исследований.

Технологические показатели объемов товарной продукции, получаемые в результате первичной переработки попутного нефтяного газа на м/р Кашаган, как и на любом нефтегазовом месторождении, зависят и будут зависеть от:

- принятых основных технологических показателей в утвержденных базовых проектных документах разработки месторождения и рекомендаций утверждаемых авторских надзоров за разработкой;
- корректирующих положений и решений, принятых в ходе полученного текущего опыта разработки месторождения и эксплуатации объектов обустройства и, как итог, принятых в утвержденных Интегрированных производственных планах ПОМ для месторождения;
- нормативов объемов технологически неизбежных сжиганий (ТНС), принятых в Программах развития переработки сырого газа (ПРПСГ), утверждаемых Рабочей группой МЭ РК.

Настоящим проектом предусматривается расширение экспортной номенклатуры с выпуском дополнительной товарной продукции, которая потенциально закладывалась технологическим процессом и стала неизбежной технологической необходимостью, снимающей технологические ограничения газовых установок УКПГ. Такой дополнительной продукцией, производимой мощностями УКПНиГ стали:

- Смесь пропан-бутан техническая СПБТ согласно ГОСТ 20448-2018 «Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия»;
- Сера техническая газовая комовая согласно стандартам ПСТ РК 20-2014 и ГОСТ 127.1-93 – ГОСТ 127.5-93;
- Экспортный сырой кислый газ для дальнейшей его комплексной переработки на газоперерабатывающем заводе третьей принимающей стороны с компонентным составом и физическими параметрами в соответствии с утвержденными сторонами ТУ и транспортируемый с промышленной площадки УКПНиГ в объеме до 1 млрд. м³/год.

Реализация резервного варианта разработки серных блоков, механизированным экскаваторным способом, позволяет компании НКОК Н.В. расширить номенклатуру серной продукции и осуществить выпуск товарной серы двух видов, позволяющая оперативно и гибко реагировать на спрос и предложения рынка:

- в виде основной продукции, серы технической газовой гранулированной согласно стандарту ПСТ РК 18-2014;
- в виде серы технической газовой комовой согласно стандартам ПСТ РК 20-2014 и ГОСТ 127.1-93 – ГОСТ 127.5-93.

Однако выпуск серной продукции в виде комовой серы планируется осуществлять исключительно в случаях экономической целесообразности,

Выше отмеченные исследования по рассмотрению вариантов маркетинга сжиженного газа по его использованию в качестве товарной продукции на внутреннем рынке РК, проводимые в период ОПР, на настоящем этапе освоения месторождения завершены и в рамках данного проекта с учетом осуществляемых модификаций термического окислителя (применение универсальной горелки термического окислителя для работы на двух видах топлив) предусматривается выпуск дополнительной экспортной продукции в виде СУГ, смеси пропан-бутан технической СПБТ в соответствии с нормативными требованиями к продукции ГОСТ 20448-2018 «Газы углеводородные сжиженные

топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия». СУГ планируется транспортировать третьей стороне по экспортному трубопроводу с территории склада СУГ комплекса УКПНИГ.

Нефть, добытая на морском месторождении Кашаган в Атырауской обл Казахстана, будет транспортироваться на экспорт по 3 трубопроводам.

На настоящий момент нефть [Кашагана](#) транспортируется по трубопроводным системам Каспийского трубопроводного консорциума (КТК) и КазТрансОйла.

Реализуемые маршруты экспорта нефти с месторождения таковы, см. Рис. 1.3.3-1:

- В западном направлении - по трубопроводу «Атырау - Новороссийск» (через КТК);
- В северном направлении - по трубопроводу «Атырау - Самара» (вход в российскую систему Транснефти);
- В восточном направлении - по трубопроводу «Атырау - Алашанькоу».

Предполагается, что каждый акционер несет ответственность за транспортировку и сбыт своей доли продукции, а также за предоставление отчетности и раздел продукции с правительством Казахстана.

ЭКСПОРТНЫЕ МАРШРУТЫ КАЗАХСКОЙ НЕФТИ И ТАРИФЫ (за транспортировку 1 тонны нефти из Атырау)

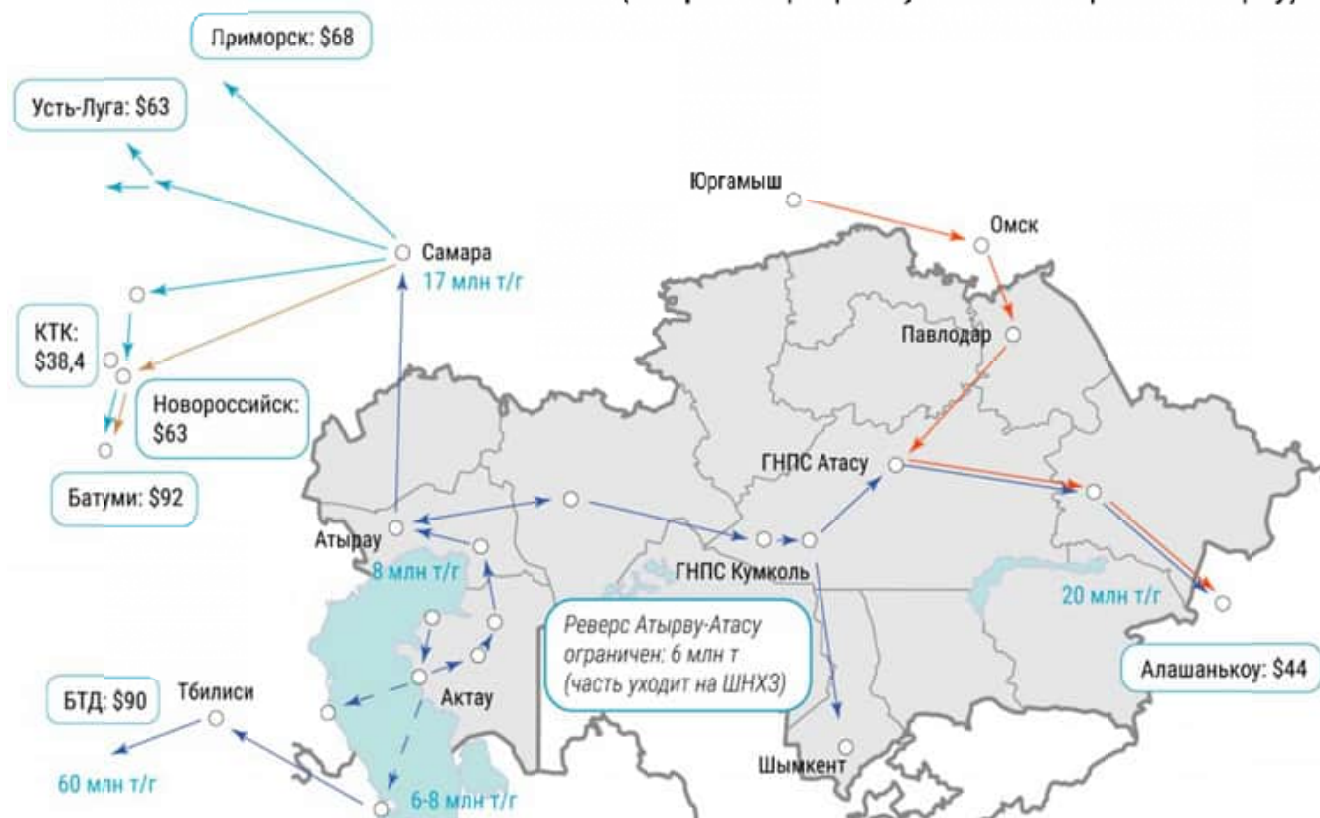


Рисунок 1.3.3-1. Экспортные маршруты казахской нефти и тарифы

Существуют также потенциальные альтернативные КТК экспортные маршруты кашаганской нефти, см. ниже Рис. 1.3.3.-2.



Рисунок 1.3.3-2. Потенциальные альтернативные КТК экспортные маршруты казахской нефти

Согласно источникам интернет ресурсов <https://tass.ru/ekonomika/17314179> с 20.03.2023г. нефть с казахстанского месторождения Кашаган впервые стала транспортироваться по маршруту «Актау – Баку».

Нефть, добываемая на казахстанском месторождении Кашаган, стала транспортироваться по альтернативному маршруту «Актау – Баку», а далее через перевалочный Сангачальский терминал близ Баку, осуществляется транспорт по нефтепроводу «Баку - Тбилиси – Джейхан» в Турцию.

1.3.3.1.1. Показатели товарной нефти

Согласно данным утвержденного Анализа разработки по итогу проведенных исследований по состоянию на 01.10.2018 год были приняты средние параметры и диапазон изменения параметров дегазированной нефти, отобранной с залежей $C_1V_2-C_2b$ (глубина отбора 4038-4455 м), представленные в таблице 1.3.3-1.

Нефть месторождения Кашаган в целом классифицируется, как:

- особо легкая ($804,4 \text{ кг/м}^3$),
- сернистая (0,78 % масс.),
- парафинистая (3,1 % масс.),
- малосмолистая (1,16 % масс.) и с низкой температурой застывания (минус 43°C).

Выход светлых фракций, до температуры 300°C составляет 64 % об, бензиновые фракции, выкипающие до температуры 200°C составляет 43 % об.

Содержание сероводорода в нефти достигает до 30 % масс, меркаптановой серы до 1510 ppm.

Таблица 1.3.3-1. Средние свойства и фракционный состав дегазированной нефти

Наименование параметров	Количество исследованных проб	Диапазон изменения параметров	Среднее значение
1	2	3	4

Наименование параметров	Количество исследованных проб	Диапазон изменения параметров	Среднее значение
1	2	3	4
Пласт С1v2-С2b Диапазон глубины: от 4038 до 4455 м			
Плотность, при температуре 20 °С, кг/м ³	8	796,8-812,4	804,4
Кинематическая вязкость, мм ² /с, при температуре:			
20 °С	2	2,29-2,36	2,33
30 °С	2	2,21-2,25	2,23
40 °С	8	1,72-3,182	2,12
50 °С	2	1,65-1,71	1,68
60 °С	6	1,31-1,90	1,66
Температура застывания, °С	8	(ниже -20)-(-65)	-43
Массовое содержание, %:			
воды	8	отсутствие-0,2	0,05
механических примесей	2	отсутствие	отсутствие
осадка	6	0,01-0,33	0,17
золы	2	следы-0,03	0,02
кокса	2	отсутствие	отсутствие
серы общей	8	0,68-0,90	0,78
парафинов	6	1,75-4,6	3,1
асфальто-смолистых веществ	2	0,98-1,34	1,16
ароматических УВ	2	8,42-9,02	8,72
метанонафтеновых УВ	2	89,6-90,6	90,1
сероводорода	5	7,75-30	16,4
меркаптановой серы, ppm	5	640-1510	1053
Температура начала кипения, °С	1	-	32
Объемный выход фракций, %:			
до 100 °С	1	-	13
до 200 °С	1	-	43
до 300 °С	1	-	64
Молекулярный вес	5	166-183	171
Давление насыщенных паров, мм.рт.ст.	6	92-557	345
Хлористые соли, мг/дм ³	8	8,4-164	43

По результатам химико-аналитического контроля по качеству сдаваемой товарной нефти (точка отбора пробы – А1-220-ТВ-001-резервуар экспортной нефти.) и соответствия ее стандартам и требованиям технических условий с выдачей паспорта качества, проводимых на НКОК Н.В. (Западный Ескене), экспортная нефть имеет паспортную характеристику, представленную ниже в таблице 1.3.3-2.

Таблица 1.3.3-2. Паспорт качества экспортной нефти (12.02.2018г.)

Параметры	Ед. измерения	Пределы	Результат
1	2	3	4
Плотность при 20 °С	кг/м ³	≤890,0	794,0

Параметры	Ед. измерения	Пределы	Результат
1	2	3	4
Содержание хлористых солей	мг/дм ³	<= 40	< 5,0
Давление насыщенных паров по Рейду	кПа	<= 66,7	47,5
Общее содержание серы	% масс.	<= 1,5	0,793
Кинематическая вязкость при 40 °С	мм ² /с	-	1,622
Механические примеси	% масс.	<= 0,05	0,019
Содержание воды по Дина Старку	% об.	-	0
Сероводород	чнм (в)	<= 10	4,0
Сумма метил и этилмеркаптанов	чнм (в)	<= 20	6,8

Проектные параметры регламентируемых стандартами РК показателей товарной нефти, получаемой на месторождении Кашаган по принятой в проекте обустройства технологии (KE01.00.000.AK.Z.RB.0001 RevD02), представлены в Таблице 1.3.3.-3.

Таблица 1.3.3-3. Проектные параметры показателей товарной нефти, получаемой на месторождении Кашаган

Наименование параметра	Значение параметра	Примечание
1	2	3
Плотность при 20°С	< 890 kg/m ³	Согласно ОПР 2010 – 799,2 kg/m ³
Упругость паров по Рейду	< 500 mm Hg @ 37.8oC	
Твердый отстой и вода	<0.5% весовых	
Содержание хлористых солей в пересчете на NaCl	<40 мг/л	
Общее содержание серы	<1.5 % весовых	Согласно ОПР и материально-тепловых балансов – менее 0,6 wt %
H ₂ S	<10 ppm весовых	
Меркаптаны этил и этил	<20 ppm весовых	
Температура застывания	<-3oC	
Макс.содержание парафина	6.0 % весовых	
Мех. примеси	< 0.05 %весовых	

Сопоставление проектных параметров показателей товарной нефти с нормативными показывает, что технологическая схема подготовки нефти на месторождении Кашаган позволяет получить товарную экспортную нефть в полном соответствии с нормативными требованиями по качеству, а по отдельным показателям (содержанию метил- и этилмеркаптанам) проектные значения параметров значительно улучшают нормативные.

1.3.3.1.2. Показатели товарного газа

Свойства попутного газа месторождения Кашаган оценены по исследованиям физико-химических свойств пластовой нефти, при этом средневзвешенный состав газа, выделившегося из пластовой нефти при четырехступенчатой сепарации, является «жирным», характеризуется высоким содержанием сероводорода в диапазоне от 15 до 20 мольн.%, меркаптанов от 0,05 до 0,114 мольн.%, содержание метана варьирует от 52 до 62 мольн.%, является высокосернистым, углекислым и низко азотным.

Плотность газа при 20⁰С – 1,07 кг/м³, относительная плотность по воздуху от 0,8878 до (0,904) 0,964, молярная масса – 25,60 г/моль.

По технической классификации газ является горючим и характеризуется низшей и высшей теплотворной способностью на уровне 38293 и 42069 кДж/м³, соответственно.

В соответствии с существующей технологией подготовки и переработки сырого газа на комплексе УКПНИГ имеется две технологические линии.

В соответствии с требованиями Кодекса на производственном комплексе м/р Кашаган для периода промышленной эксплуатации предусматриваются следующие основные направления утилизации и переработки попутного нефтяного газа, получившие широкое распространение в передовой мировой практике:

- **технологическое направление** по использованию попутного газа в качестве агента обратной закачки в разрабатываемые пласты с целью повышения коэффициента извлечения нефти;
- **нефтехимическое направление**, первичная переработка и реализация продуктов переработки попутного нефтяного газа в виде:
 - экспортного сухого газа по СТ РК 1666-2007 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия» в существующую экспортную инфраструктуру магистральных газопроводов РК (САЦ);
 - смеси пропан-бутан технической СПБТ согласно ГОСТ 20448-2018 «Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия» (в т.ч. для собственных нужд в виде топлива и в составе экспортного газа), отпускаемой по экспортному газопроводу третьей стороне;
 - технической серы согласно ГОСТ 127.1- 93 (жидкая, комовая сера), согласно ПСТ РК 18-2014 (Сера техническая газовая гранулированная), ПСТ РК 20-2014 (Сера техническая газовая комовая);
 - конденсата газового стабильного по СТ РК 2188-2012 «Конденсат газовый стабильный. Технические условия.» (закачивается в товарную нефть)
- **энергетическое направление** с использованием подготовленного газа по ГОСТ 5542-2022 для собственных нужд:
 - для собственных технологических топливных нужд;
 - для собственных технических топливных нужд объектов инженерного энергообеспечения (Паровые котельные, Термический окислитель и т.д.);
 - для собственных технологических не топливных нужд с подачей его непосредственно в технологический процесс;
 - для выработки электроэнергии, обеспечивающей нужды всего комплекса объектов месторождения Кашаган (ГТЭС, Паротурбинные электроустановки);

Направляемый на экспорт товарный сухой осушенный газ регулярно исследуется. В химической лаборатории NCOC (Западный Ескене) проводятся исследования по контролю качества сдаваемой продукции и соответствия ее стандартам и требованиям технических условий с выдачей паспорта качества.

Определяются такие параметры, как плотность, молекулярный вес, содержание углекислого газа, азота, сероводорода, меркаптанов, водорода, гелия, углеводородный состав до C₆+, высшая теплота сгорания и число Воббе, точка росы по воде и углеводородам, мехпримеси.

В таблице 1.3.3-4 приведен состав и свойства экспортного газа Контролируемыми параметрами являются: содержание углекислого газа, кислорода, азота, сероводорода, меркаптановая сера; углеводородные компоненты: – метан, этан, пропан, и-бутан, н-бутан; высшая теплота сгорания, число Воббе; точка росы по воде и углеводородам. Как видно из таблицы, параметры соответствуют основным требованиям по техническим условиям стандарта СТ РК 1666-2007 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам».

Таблица 1.3.3-4. Компонентный состав и физико-химические свойства экспортного газа (дата: 06.02.2018 г.)

Наименование параметра	Норма	Показатели
1	2	3
Гелий	-	0,032

Водород	-	< 0,001
Азот	-	1,520
Диоксид углерода	-	< 0,010
Метан	<= 100	83,000
Этан	<= 20	10,630
Пропан	<= 10	4,240
Изо-Бутан	<= 3	0,335
Н-Бутан	<= 3	0,192
Изо-Пентан	-	0,005
Н-Пентан	-	0,003
Гексан+	-	0,004
Плотность при 20 °С, кг/м3	-	0,7974
Высшая теплота сгорания при 20 °С, МДж/м3	>= 32,5	42,33
Число Воббе, при 20 °С, МДж/м3	41,20	52,03
Сероводород, мг/м3	<= 5	3,0
Общая меркаптановая сера, мг серы/м3	<= 16	15,7
Точка росы по воде при 35,5 бар, °С	<= - 20	< - 60
Точка росы по углеводородам при 35,5 бар, °С	<= - 10	-24,8
Механические примеси	-	отс.

По степени подготовки товарный экспортный газ должен соответствовать требованиям СТ РК 1666-2007 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам». Основные нормируемые показатели товарного газа приведены в таблице 1.3.3-5

Таблица 1.3.3-5. Физико-химические показатели подготовленного газа

№№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя для макроклиматических районов				Методы испытания
		Умеренный		Холодный		
		с 1.05 по 30.09	с 1.10 по 30.04	с 1.05 по 30.09	с 1.10 по 30.04	
1	2	3	4	5	6	7
1	Молярная доля компонентов (компонентный состав), %	Не нормируется, определение обязательно				ГОСТ 31371.1, ГОСТ 31371.2, ГОСТ 31371.3, ГОСТ 31371.4, ГОСТ 31371.5, ГОСТ 31371.6, ГОСТ 31371.7, СТ РК ISO 6974- 1, СТ РК ISO 6974-2, СТ РК ISO 6974-3, СТ РК ISO 6974-4, СТ РК ISO 6974-5 и СТ РК ISO 6974-6
2	Молярная доля кислорода, %, не более	0,02				ГОСТ 31371.3, ГОСТ 31371.6, ГОСТ 31371.7, СТ РК ISO 6974-3 и СТ РК ISO 6974-6
3	Молярная доля диоксида углерода, %, не более	2,5				ГОСТ 31371.3, ГОСТ 31371.4, ГОСТ 31371.5, ГОСТ 31371.6, ГОСТ 31371.7, СТ РК ISO 6974- 3, СТ РК ISO 6974-4, СТ РК ISO 6974-5 и СТ РК ISO 6974-6

№№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя для макроклиматических районов				Методы испытания
		Умеренный		Холодный		
		с 1.05 по 30.09	с 1.10 по 30.04	с 1.05 по 30.09	с 1.10 по 30.04	
1	2	3	4	5	6	7
4	Массовая концентрация сероводорода, г/м ³ , не более	0,007				ГОСТ 22387.2 , СТ РК ГОСТ Р 53367 и СТ РК ASTM D 5504 , СТ РК ASTM D 6228
5	Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,016				ГОСТ 22387.2 , СТ РК ГОСТ Р 53367 и СТ РК ASTM D 5504 , СТ РК ASTM D 6228
6	Объемная теплота сгорания низшая, МДж/м ³ (ккал/м ³), не менее	31,80 (7600)				ГОСТ ISO 15971, ГОСТ 31369 и СТ РК ISO 6976
7	Плотность, кг/м ³	Не нормируется, определение обязательно				ГОСТ ISO 15971, ГОСТ 17310, ГОСТ 31369 и СТ РК ISO 6976
8	Температура точки росы по воде, °С, не выше	-10,0 (-3,0)	-10,0 (-5,0)	-14,0 (-10,0)	- 20,0	ГОСТ 20060 и СТ РК ГОСТ Р 53763
9	Температура точки росы по углеводородам, °С, не выше	-2,0 (0)	-2,0 (0)	- -5,0	- 10,0	ГОСТ 20061 и СТ РК ГОСТ Р 53762
10	Массовая концентрация механических примесей, г/м ³ , не более	0,001				ГОСТ 22387.4
11	Массовая концентрация общей серы, г/м ³ , не более	0,030				ГОСТ 26374 , ГОСТ 34712, СТ РК ASTM D 6228 , СТ РК ASTM D 5504 , СТ РК ГОСТ Р 53367

Примечания

1. Климатические районы определены в соответствии с [ГОСТ 16350](#).
2. Значение показателя 2 определяется в среднем за сутки. Допускается определять показатель 2 из точечной пробы.
3. Нормы показателей 4, 5, 6, 7 и 10 установлены при стандартном давлении 101,325 кПа и стандартной температуре 20°C. Стандартная температура сгорания при расчете объемной теплоты сгорания составляет 25°C.
4. При расчете показателя 6 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.
5. Нормы показателя 8 установлены при абсолютном давлении 3,92 МПа.
6. Нормы показателя 9 установлены при абсолютном давлении от 2,5 МПа до 7,5 МПа, для газотранспортных систем с максимальным рабочим давлением более 7,5 МПа - при давлении в точке отбора пробы.
7. Для месторождений, установки по подготовке газа которых спроектированы до 2007 года, значения

№№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя для макроклиматических районов				Методы испытания	
		Умеренный		Холодный			
		с 1.05 по 30.09	с 1.10 по 30.04	с 1.05 по 30.09	с 1.10 по 30.04		
1	2	3	4	5	6	7	
показателей «массовая концентрация сероводорода», «массовая концентрация меркаптановой серы» (показатели 4 и 5) не должны превышать следующие значения:							
- массовая концентрация сероводорода, г/м ³ , не более - 0,020;							
- массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более - 0,036;							
Приведенные значения норм действуют в соответствии с [2] до окончания срока переходных положений [3]..							
8. Приведенные в скобках значения норм для показателей 8 и 9 применяют для месторождений и подземных хранилищ, введенных в действие до 2005 года включительно.							
9 Для газов, в которых содержания углеводородов C ₅ + не превышает 1 г/м ³ , показатель 9 допускается не нормировать.							
10 Для месторождений, установки по подготовке газа которых введены после 2007 года, значения показателей, указанные в Примечании 7, применяются в течении периода выхода производства на проектную мощность или в случае технологического сбоя оборудования по согласованию с газотранспортной организацией, принимающей газ к транспортировке, но не позднее окончания срока переходных положений [3].							
11 Значение нормы показателя 11 будет действовать после окончания срока переходных положений [3].							
12 Для показателей 4, 5 и 11 при возникновении разногласий по результатам испытаний, арбитражным считать метод, изложенный в СТ РК ГОСТ Р 53367.							

Как выше было отмечено, полученный при переработке попутного нефтяного газа топливный газ по требованиям ГОСТ 5542-2022 используется для собственных нужд в энергетическом направлении. Нормативные требования топливного газа используемого системой 420 для собственных нужд представлено ниже в таблице 1.3.3-6.

Таблица 1.3.3-6. Физико-химические показатели горючих газов согласно ГОСТ 5542-2022

Наименование показателя	Норма		Метод испытания
	Не менее	Не более	
1	2	3	4
1 Молярная доля (компонентный состав), %	Не нормируется. обязательно	Определение	По 8.1
2 Молярная доля кислорода, %	--	0,050	По 8.2
3 Молярная доля углерода, %	--	2,5	По 8.1
4 Массовая концентрация сероводорода, г/м %	--	0,020	По 8.2
5 Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м, не более	--	0,036	По 8.2
6 Объемная теплота сгорания низшая, МДж/м3 (ккал/м3)	31,80 (7600)	---	По 8.3
7 Число Воббе высшее, МДж/м3 (ккал/м3)	41,20 (9840)	54,50 (13020)	По ГОСТ 31369

Наименование показателя	Норма		Метод испытания
	Не менее	Не более	
1	2	3	4
8 Отклонение числа Воббе от номинального значения, %	---	5	По 8.4
9 Плотность, кг/м ³	Не нормируется. обязательно	Определение	По 8.5
10 Температура точки росы по воде, °C	Ниже температуры газа в точке отбора пробы		По 8.6
11 Температура точки росы по углеводородам, °C	Ниже температуры газа в точке отбора пробы		По 8.7
12 Массовая концентрация механических примесей, г/м ³	---	0,001	По ГОСТ 22387.4
13 Интенсивность запаха балл	3	---	По ГОСТ 22387.5
Примечания 1 По согласованию с принимающей стороной и при условии обязательного обеспечения нормируемого значения показателя 10 допускается подача природного газа с молярной долей диоксида углерода (показатель 3) до 4 % в случае, если природный газ по указанному газопроводу поставляется только данной принимающей стороне. 2 Для природного газа, подлежащего одоризации, показатели 4, 5 и 13 определяют после его одоризации. 3 Нормы показателей 4—7, 12 и значения показателя 9 — при стандартных условиях определения и сгорания по ГОСТ 34770. 4 При расчете показателей 6 и 7 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж. 5 Показатели 6—8 распространяются только на природный газ, используемый в качестве топлива. 6 В соглашениях между поставляющей и принимающей сторонами номинальное значение числа Воббе устанавливают в пределах нормы показателя 7 для отдельных газораспределительных систем. 7 Нормы показателей 10 и 11 установлены при давлении в точке отбора пробы. 8 Для природного газа, в котором значение массовой концентрации углеводородов C5+ (вычисляют по 4.2) не превышает 1,0 г/м³, определение показателя 11 не проводят. 9 Норма показателя 13 установлена для газовоздушной смеси, в которой объемная доля природного газа равна 1 %. 10 Показатель 13 распространяется только на природный газ коммунально-бытового назначения (в том числе получаемый при регазификации СПГ). Для природного газа промышленного назначения (в том числе получаемого при регазификации СПГ) необходимость его одоризации и нормирования по показателю 13 определяют по согласованию с принимающей стороной. 11 Температуру природного газа в точке отбора пробы измеряют по ГОСТ 8.586.5—2005 (подраздел 6.3). Допускается проводить измерение температуры природного газа в точке отбора пробы в соответствии с требованиями иных применяемых методик измерения расхода газа.			

1.3.3.1.3. Показатели товарного СУГ

В начальные периоды эксплуатации в силу отсутствия развитой экспортной трубопроводной сети получаемые СУГ частично утилизировались для собственных нужд, а остальной получаемый объем закачивается в товарный сухой газ. При использовании СУГ на собственные нужды по физико-химическим показателям сжиженные газы должны соответствовать требованиям ГОСТ 20448-2018, приведенным в [табл. 1.3.3-7](#).

Получаемая на УКПГ смесь пропана и бутана технических по качественным показателям, установленным НКОВ Н.В. (см. табл. 1.3.3-7) и соответствует стандарту РК.

Таблица 1.3.3-7. Технические условия на сжиженный пропан/бутан.

Наименование показателя	ГОСТ 20448-2018,			Проектные показатели (НКОК Н.В.)		
	Норма для марки			Норма		
	ПТ	СПБТ	БТ	Пропан	Смесь С3/С4	Бутан
1	2	3	4	5	6	7
1. Массовая доля компонентов, %:						
сумма метана, этана и этилена	Не нормируется			<2		-
сумма пропана и пропилена, не менее	75	Не нормируется		95	60	<1
сумма бутанов и бутиленов, не менее	Не нормируется	-	60	-	39	98
не более		60	-	5	-	-
2. Объемная доля жидкого остатка при 20°C, %, не более	0,7	1,6	1,8	-		
3. Давление насыщенных паров, избыточное, МПа, при температуре:						
плюс 45°C, не более	1,6	1,6	1,6	1.53		0.58
минус 20°C, не менее	0,16	-	-	-		-
4. Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, %, не более	0,013	0,013	0,013	<30 ppm масс.	<30 ppm масс.	<30 ppm масс.
в том числе сероводорода, не более	0,003	0,003	0,003			
5. Содержание свободной воды и щелочи	Отсутствие			1 ppm	-	1 ppm
6. Интенсивность запаха, баллы, не менее	3	3	3	-	-	-
Примечания к ГОСТ 20448-2018						
1. По согласованию изготовителя с потребителем допускается вырабатывать газ марки СПБТ с массовой долей пропана и пропилена не менее 60%.						
2. При массовой доле меркаптановой серы в сжиженном газе 0,002 % и более допускается не определять интенсивность запаха. При массовой доле меркаптановой серы менее 0,002 % или интенсивности запаха менее 3 баллов сжиженные газы должны быть одорированы по методике, утвержденной в установленном порядке.						

Качественные показатели получаемого в данном варианте СУГ регламентируются ГОСТ 20448-2018 «Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления» не регламентирует предельное содержание COS и общей серы (регламентирует из серосодержащих: сероводород и меркаптаны).

Качественные показатели товарного СУГ, планируемого к выпуску для поставки внешним потребителям, регламентируются стандартом на сжиженные газы ГОСТ 21443-75 «Газы углеводородные сжиженные, поставляемые на экспорт» (см. табл. 1.3.3-8.), который контролирует содержание общей серы. В связи с этим при планировании отпуска на сторону СУГ в том или другом виде (СПБТ; ПТ; БТ) будут при необходимости после достаточного изучения процессов в начальный период ПОМ предусмотрены инвестиции для строительства блока очистки СУГ от COS.

Таблица 1.3.3-8. Регламентируемые показатели СУГ

Наименование показателя	Нормы	Методы
-------------------------	-------	--------

	Пропан технический ОКП 02 7231 0300	Бутан технический ОКП 02 7233 0600	Смесь пропан- бутан техническая ОКП 02 7236 0300	испытаний
1	2	3	4	5
1. Массовая доля компонентов, %:				По ГОСТ 10679
метан-этан, не более	2,0	-	4,0	
пропан, не более	-	1,0	-	
не менее	95,0	-	40,0	
сумма бутанов, не более	5,0	-	60,0	
не менее	-	98,0	-	
в том числе:				
нормальный бутан, не менее	-	96,0	-	
изобутан, не более	-	2,0	-	
непредельные углеводороды, не более	2,0	Отсутствие	2,0	
2. Объемная доля жидкого остатка при 20 °С, %, не более	Отсутствие	2,0	2,0	По п. 2.3
3. Давление насыщенных паров при 45 °С, МПа (кгс/см ²), не более	1,6 (16)	0,6 (6,0)	1,6 (16)	По п. 2.4
4. Массовая доля общей серы (для неводородированного газа), %, не более	0,01	0.005	0,01	По п. 2.5
5. Испытание на медную пластинку (для неводородированного газа)	Выдерживает Отсутствие			По п. 2.6
6. Содержание свободной воды				По п. 2.3
7. Содержание щелочи		»		По п. 2.3
8. Массовая доля метанола, %, не более	0,005	0,005	0,005	По п. 2.7

1.3.3.1.4. Показатели товарной серы

Качество получаемой на УКПНИГ серы, как отмечено выше, регламентируется:

- ГОСТ 127.1-93 – ГОСТ 127.5-93 для жидкой и комовой серы, основные нормируемые показатели получаемой такой технической серы приведены в таблице 1.3.3-9.

Таблица 1.3.9-9. Физико-химические показатели технической серы

Нормируемый показатель	Нормы по ГОСТ 127.1-93	Проектные нормы (НКОК Н.В.)
1	2	3
Массовая доля серы, %, не менее	99.90	99.90
Массовая доля золы, %, не более	0.05	< 500 ppm масс.
Массовая доля органических веществ, %, не более	0.06	0.01
Массовая доля кислот в пересчёте на серную кислоту, %, не более	0.004	-
Массовая доля мышьяка, %, не более	0.000	-
Массовая доля селена, %, не более	0.000	-

Нормируемый показатель	Нормы по ГОСТ 127.1-93	Проектные нормы (НКОК Н.В.)
1	2	3
Массовая доля воды, %, не более	0.2	1.0
Механических загрязнений %,	Не допускается	

- ПСТ РК 18-2014 для серы технической газовой гранулированной

Таблица 1.3.3-10. Показатели качества серы технической гранулированной согласно ПСТ РК 18-2014

Наименование показателя	Норма					Метод испытаний
	Сорт 9998	Сорт 9995	Сорт 9990	Сорт 9950	Сорт 9920	
1	2	3	4	5	6	7
1. Массовая доля серы, %, не менее	99,90	99,95	99,90	99,50	99,20	По ГОСТ 127.2 (Раздел 2), п.8.7 настоящего стандарта
2. Массовая доля золы, %, не более	0,02	0,03	0,05	0,2	0,4	По ГОСТ 127.2 (Раздел 3), п.8.5 настоящего стандарта
3. Массовая доля органических веществ, %, не более	0,01	0,03	0,06	0,25	0,5	По ГОСТ 127.2 (Раздел 5), п.8.6 настоящего стандарта
4. Массовая доля кислот в пересчёте на серную кислоту, %, не более	0,0015	0,003	0,004	0,01	0,02	По ГОСТ 127.2 (Раздел 4), п.8.8 настоящего стандарта
5. Массовая доля воды, %, не более	0,2	0,2	0,2	0,2	1,0	По ГОСТ 127.2 (Раздел 12), п.8.2 настоящего стандарта
6. Механические загрязнения (бумага, дерево, песок и пр.), %, не более	Не допускаются					Визуально
7. Массовая доля гранул диаметром 0,5 -8 мм, %, не менее	75				Не нормируется	По п.8.3 настоящего стандарта
8. Массовая доля пастил размером 0,5-8 мм, %, не менее	75				Не нормируется	По п.8.4 настоящего стандарта

ПРИМЕЧАНИЕ 1 Нормы по показателям 1-4 даны в пересчете на сухое вещество.

ПРИМЕЧАНИЕ 2 Допускается повышение массовой доли воды до 5% с пересчетом фактической массы партии на нормируемую влажность.

ПРИМЕЧАНИЕ 3 Массовая доля мышьяка, селена в сере технической, получаемой при очистке природных газов и газов нефтепереработки не определяется. По запросу заказчика могут быть определены массовые доли мышьяка, селена и других дополнительных показателей.

- ПСТ РК 20-2014 «Сера техническая газовая комовая. Технические условия» для серы технической газовой комовой. Данный стандарт распространяется на серу техническую газовую

комовую с массовой долей серы не менее 85%, но не более 99,20%, образующуюся из серы технической газовой жидкой при разработке технологических карт, производстве, хранении и погрузочно-разгрузочных операциях серы технической газовой. Нормативные требования к ней представлены ниже в таблице 1.3.3-11.

Таблица 1.3.3-11. Показатели качества серы технической газовой комовой согласно ПСТ РК 18-2014

Наименование показателя	Значение показателя	Метод испытания
1	2	3
1 Массовая доля серы, %,	85,00-99,20	По ГОСТ 127.2 (Раздел 2)
2 Массовая доля золы, %, не более	10,00	По ГОСТ 127.2 (Раздел 3)
3 Массовая доля органических веществ, %, не более	2,00	По ГОСТ 127.2 (Раздел 5)
4 Массовая доля кислот в пересчёте на серную кислоту, %, не более	2,00	По ГОСТ 127.2 (Раздел 4)
5 Массовая доля воды, %, не более	1,0	по 7.2 нестоящего стандарта
6 Внешний вид	Комки неправильной формы светло-желтого, желтого, желто-серого цвета	Визуально
7 Механические загрязнения (бумага, дерево, песок и др.)	Не нормируют. Определение по требованию потребителя	
1. Примечание - Нормы по показателям 1-4 даны в пересчёте на сухое вещество. 2. Примечание - Массовая доля мышьяка и селена в сере комовой, получаемой при очистке природных газов и отходящих газов нефтепереработки не определяется. По запросу заказчика могут быть определены массовые доли мышьяка, селена и других дополнительных показателей. 3. Примечание - Сера комовая, предназначенная для экспорта, не должна содержать комки более 200 мм.		

1.3.3.1.5. Показатели товарного стабильного газового конденсата

Получаемый в процессе первичной переработки ПНГ стабильный газовый конденсат соответствует СТ РК 2188-2012 (см. табл. 1.3.3-12) и согласно технологичной схеме УКПНИГ закачивается в товарную нефть.

Таблица 1.3.3-12. Показатели качества конденсата газового стабильного согласно СТ РК 2188 - 2012

Наименование показателя	Значение для группы		Метод испытания
	1	2	
1	2	3	4
1. Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более			По ГОСТ 1756 и 8.2
зимний период	93,3 (700)	93,3 (700)	
летний период	66,7 (500)	93,3 (700)	
2. Массовая доля воды, %, не более	0,1	0,5	По ГОСТ 2477 и 8.3
3 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,005	0,05	По ГОСТ 6370
4. Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	По ГОСТ 21534 и 8.4
Массовая доля серы, %	Не нормируют. Определение по требованию потребителя		По СТ РК

Наименование показателя	Значение для группы		Метод испытания
	1	2	
1	2	3	4
			ГОСТ Р 51947 и ГОСТ 1437 и 8.5
6. Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20	100	По ГОСТ 1437
7. Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	40	100	По СТ РК 1477
8. Плотность при 20°С, кг/м ³ ;	Не нормируют. Определение обязательно		По ГОСТ 3900 и 8.6
15°С, кг/м ³	Не нормируют. Определение по требованию потребителя		По СТ РК 1642 и 8.6
9. Выход фракций, %° до температуры, °С:	Не нормируют. Определение обязательно		По ГОСТ 2177
-100			
-200			
-300			
-360			
10. Массовая доля парафина, %	Не нормируют. Определение по требованию потребителя		По ГОСТ 11851
11. Массовая доля хлорорганических соединений, млн ⁻¹ (ppm)	Не нормируют. Определение по требованию потребителя		По СТ РК АСТМ 4929 и 8.7
12. Температура помутнения	Не нормируют. Определение обязательно		По ГОСТ 5066
13. Температура застывания, °С	Не нормируют. Определение обязательно		По ГОСТ 20287
14. Температура вспышки, °С, не выше			
- в открытом тигле, в т.ч. температура воспламенения, °С	«минус» 35		По ГОСТ 4333
- в закрытом тигле	«минус» 35		По ГОСТ 6356
ПРИМЕЧАНИЕ 1. Для организаций, перерабатывающих сернистое сырье, допускается по согласованию с потребителями и транспортными компаниями превышение значения по показателю 6 для КГС группы 2 до 300 млн ⁻¹ (ppm) и по показателю 7 для КГС группы 2 до3000 млн ⁻¹ (ppm).			
ПРИМЕЧАНИЕ 2. Если хотя бы по одному из показателей КГС относят к группе 2, а по другим - к группе 1, то КГС признают соответствующим группе 2.			
ПРИМЕЧАНИЕ 3. Летний период - с 1 апреля по 30 сентября. Зимний период - с 1 октября по 31 марта			

1.3.3.1.6. Показатели экспортного сырого кислого газа для дальнейшей его комплексной переработки на газоперерабатывающем заводе третьей принимающей стороны

Экспортный сырой кислый газ для дальнейшей его комплексной переработки на газоперерабатывающем заводе третьей принимающей стороны транспортируется по вновь запроектируемому газопроводу с промышленной площадки УКПНИГ в объеме до 1 млрд. м³/год, см. ниже Рис 1.3.3-1.



Рисунок 1.3.3-1. Принципиальная схема объектов проекта 1ВСМА по экспорту дополнительно добытого газа на газоперерабатывающий завод третьей стороны мощностью до 1 млрд. м³/год

Прокладка нового трубопровода сырого газа Ду400 (DN16") от установки комплексной подготовки нефти и газа (УКПНИГ) НКОК Н.В. до УКПГ третьей стороны для транспортировки осушенного неочищенного газа предусмотрена утвержденным проектом «Строительство нового трубопровода сырого газа» (KT00-00-362-4U-A-RE-0001-000)

Компонентный состав транспортируемого сырого кислого газа для дальнейшей его переработки в соответствии с утвержденными сторонами ТУ в зависимости от режима работы ОЗГ на МК представлен ниже в Табл. 1.3.3.- 14.

Таблица 1.3.3.-14. Состав транспортируемого газа на ГПЗ третьей стороны

Компоненты	При действии системы ЗСГ		При останове системы ЗСГ	
	Лето	Зима	Лето	Зима
	% мол	% мол	% мол	% мол
Вода	0,001	0,001	0,002	0,002
Азот	1,36	1,39	1,132	1,139
CO ₂	4,89	4,91	5,025	5,043
H ₂ S	14,07	13,82	16,741	16,656
Метан	65,72	66,69	60,437	60,796
Этан	7,83	7,77	8,799	8,788
Пропан	3,45	3,28	4,316	4,223
IC4 1*	0,52	0,47	0,667	0,639
NC4 1*	1,05	0,91	1,349	1,281
IC5 1*	0,31	0,24	0,398	0,371
NC5 1*	0,31	0,24	0,398	0,371
C6 1	0,26	0,16	0,347	0,322
Бензол	0	0	0,008	0,007
C7 1*	0,13	0,06	0,188	0,176
Толуол	0,01	0	0,011	0,01
C8 1*	0,05	0,02	0,099	0,094
п-Ксилол	0	0	0,008	0,008
Этилбензол	0	0	0,002	0,002
C9 1*	0,01	0	0,024	0,024
C10 1*	0	0	0,013	0,014
C11 1*	0	0	0,007	0,008
C12 1*	0	0	0,004	0,004
C13 1*	0	0	0,002	0,002
C14 1*	0	0	0,001	0,001
CN1 2*	0	0	0,001	0,001
CN2 2*	0	0	0	0
CN3 1*	0	0	0	0
Метилмеркаптан	49 ч/млн	42 ч/млн	49 ч/млн	42 ч/млн
Этилмеркаптан	37 ч/млн	27 ч/млн	37 ч/млн	27 ч/млн
п-пропилмеркаптан	16 ч/млн	9 ч/млн	16 ч/млн	9 ч/млн
п-бутилмеркаптан	8 ч/млн	4 ч/млн	8 ч/млн	4 ч/млн
CS ₂	2 ч/млн	2 ч/млн	2 ч/млн	2 ч/млн
COS	24ч/млн	23 ч/млн	30 ч/млн	30 ч/млн
Итого	100	100	100	100

1.3.3.2. Сырьевая база

1.3.3.2.1. Запасы нефти и газа месторождения Кашаган

Запасы нефти и растворенного газа месторождения Кашаган были впервые оценены в 2002 году. Оперативный подсчет запасов выполнен по состоянию на 01.05.2002 г институтом «Каспиймунайгаз» и компанией Аджип ККО на данных по 4 скважинам KB-1, KB-2, KB-3, K3-1 и материалов сейсмики ЗД на Восточном и 2Д на Западном Кашагане (протокол № 179-02-П от 23 октября 2002 г.).

По результатам бурения и опробования скважины КВА-05БС1 в 2003 году был составлен отчет по переводу запасов из категории С2 в промышленную категорию С1 по состоянию на 01.11.2002 г. Запасы нефти и растворенного газа были приняты ГКЗ РК (протокол № 210-03-П от 28.02.2003 г.) и поставлены на Государственный баланс.

В 2005 году институтом АО НИПИ «Каспиймунайгаз» составлен и утвержден ГКЗ «Подсчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Кашаган...» по состоянию изученности на 01.07.2005 г (протокол № 454-05-У от 01.11.2005 г). Подсчет запасов был выполнен дифференцированно по подобъектам объекта I (башкирский, серпуховский, окский), ВРП в районе скважины KB-4 и по II объекту по площади нефтеносности выше принятого единого ВНК для всей продуктивной части.

В 2006г компанией-оператором проведена работа по оценке степени риска рабочего персонала и готовности промысловых объектов, в результате чего были сделаны выводы о принятой концепции обустройства, эксплуатации и техобслуживания объектов и необходимости её пересмотра. Результаты этой работы и информация о разработке новой концепции были изложены в отчетах по Авторским надзорам в 2006г и в 2007г (утверждены ЦКР РК, протоколы № 40 от 17.11.06г и №51 от 17.07.08г).

В 2011г.в связи с принятием новой концепции разработки месторождения Кашаган специалистами компании «Аджип ККО» и институтами ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», АО «НИПИнефтегаз» выполнен новый Проект опытно-промышленной разработки (протокол №6 от 18 февраля 2011г) и утвержден Рабочей группой по рассмотрению и утверждению проектных документов Комитета геологии и недропользования МИНТ РК (протокол №118 от 1 апреля 2011г). Согласно данному проекту в пределах Восточного Кашагана был выделен участок ОНР для тестирования технологии обратной закачки попутного газа.

В 2012 г. ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был выполнен Отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Кашаган Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию на 02.01.2012 г.), утвержденный Протоколом ГКЗ РК № 1228-12-У от 19 ноября 2012 г. Новая информация (после подсчета запасов 2005 г) на месторождении была получена на основе результатов пробуренных дополнительно 23 новых скважин с отбором кернового материала и проб пластового флюида, проведенной пилотной сейсмики 3Д4С на Восточном Кашагане, тестирования в 6 новых скважинах с исследованием КВД и PLT, которая вкупе с имеющимися данными позволила уточнить характеристику карбонатного продуктивного резервуара и послужили основанием для пересчета запасов нефти и растворенного газа на базе новой геолого-статической модели дифференцированно для подсчетных объектов I, ВРП и II.

Согласно утвержденному ГКЗ РК Отчету «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Кашаган по состоянию на 02.01.2012г.» категорийность запасов нефти принята в соответствии со степенью изученности каждого из стратиграфических объектов, зон и участков залежи и составляет:

- по промышленной категории С1 (доказанные - разведанные) запасы нефти I объекта составили 1 779,4 млн.т или 40,7 % от запасов, подсчитанных по этому объекту, запасы нефти II объекта составили 5,2 млн.т или 2,3 %, подсчитанных по этому объекту;
- запасы нефти ВРП оценены по категории С2 (предварительно оцененные - неразведанные), и составили 51,8 млн.т;
- в целом по месторождению по категории С1 геологические запасы нефти составили 38,4 % (1 784,6 млн.т) от общих подсчитанных запасов.
- подсчитанные извлекаемые запасы нефти в целом по месторождению составили 2 065,5 млн.т. Почти 98 % из них сосредоточено в I объекте, 66,3 % запасов приурочены к Восточному Кашагану и 33,7 % – к Западному Кашагану.
- запасы растворенного в нефти газа по категории С1 составили 3 058,7 млрд.м3

После утверждения запасов УВ был получен Горный отвод на добычу углеводородного сырья на месторождении Кашаган (площадь горного отвода – 1 623,6 км2, глубина горного отвода – 4570 м), №1Д-УВС от 21.08.2012г, выданный РЦГИ «Казгеоинформ» при КГИН.

По состоянию на 01.09.2018г по данным бурения 50 скважин филиалом ТОО «НИИ ТДБ «КазМунайГаз» «Каспиймунайгаз» в городе Атырау был выполнен отчет «Перевод запасов нефти и растворенного газа из категории С2 в категорию С1 месторождения Кашаган (восточный участок). Результаты всех проведенных работ позволили пересмотреть категорию запасов С2 в окском, серпуховском, башкирском горизонтах на предмет их перевода в промышленную категорию С1. Поскольку основной задачей данного отчета был перевод запасов, геологическая модель на концептуальном уровне изменилась крайне незначительно, по сравнению с 2012 годом. В Табл. 1.3.3.2-1 представлены параметры запасов нефти и растворенного газа с учетом их перевода из категории С2 в категорию С1 в соответствии с Протоколом №2043- 19-У от 10 апреля 2019г..

Таблица 1.3.3.2-1. Запасы нефти и растворенного газа с учетом их перевода из категории С2 в категорию С1 в соответствии с Протоколом №2043- 19-У от 10 апреля 2019г.

Объект	Категория	Нефть, тыс. т		Растворенный газ, млн. м ³	
		геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
I	C1	2220048	1027882	1445997	669497
	C2	2158150	999224	1435237	664516
ВРП	C2	51775	5177	33514	3351
II	C1	5232	785	3386	508
	C2	217585	32638	140843	21126
Итого	C1	2225280	1028667	1449383	670005
	C2	2427510	1037039	1609594	688993

В 2020г на основе фактической истории ОПР месторождения и результатов геолого-промысловых исследований и изучений, проведенных за период с составления ПЗ-2012, Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Кашаган» по состоянию на 02.07.2019г (ПЗ-2020).

По результатам данных, полученных в новых скважинах, геологическая модель месторождения 2012 года пересмотрена с учетом следующих обновлений:

пересмотрены стратиграфические границы последовательности пластов в старых скважинах, что повлияло на перераспределение запасов внутри резервуара и на уточнение структурной модели месторождения в целом;

- потенциал нефтегазоносности ВРП и Объекта II снизился на 22%;
- с учетом бурения новых скважин и пересмотра стратиграфических границ по всем скважинам на месторождении, были скорректированы структурные поверхности.

В соответствии с Протоколом ГКЗ РК от 2020г. были приняты на Государственный баланс запасы нефти и растворенного газа, которые вошли в основу настоящего ПРМ, см. Табл. 1.3.3.2-2.

Таблица 1.3.3.2-2. Запасы нефти и растворенного газа с учетом их перевода из категории С2 в категорию С1 в соответствии с Протоколом ГКЗ от 2020г.

Объект	Категория	Нефть, тыс. т		Растворенный газ, млн. м ³	
		геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
I	C1	2247146	1033662	1464678	673734
	C2	2199048	1011537	1462316	672650
ВРП	C2	50908	3016	32953	1952
II	C1	9523	1879	6164	1216
	C2	154851	30553	100235	19777
Итого	C1	2256669	1035541	1470842	674950
	C2	2404807	1045106	1595503	694379

Кашаган является единым гидродинамическим коллектором, разделенным на два географических района – Кашаган Восточный и Кашаган Западный, соединенные узким участком - Перешейком. Исходя из геологического строения коллектора, свойств пластового флюида и гидродинамических характеристик, выделено два эксплуатационных объекта, которые вместе образуют единый нефтяной коллектор с единым водонефтяным контактом. Данные объекты разделены ВРП, сложенной глинистыми и аргиллитовыми карбонатными породами с плохими коллекторскими свойствами.

Объект I объединяет три подобъекта (башкирский, серпуховской и окский ярусы каменноугольного периода). Окский горизонт включает поздне-визейские отложения Визей А1, Визей А2 и Визей В2, согласно номенклатуре НКОК.

Объект II включает отложения ранне-визейского (тульского) и турнейского ярусов каменноугольного периода (объект II для подсчета). К ранне-визейским отложениям относятся Визей С, Визей D, согласно номенклатуре НКОК.

Высокорadioактивная пачка ВРП, разделяющая данные объекты, включает визейские отложения В1.

Основным по запасам является объект I, получивший развитие по всей площади месторождения. К нему приурочено 95,4% всех геологических запасов нефти месторождения категорий С1+С2. К объекту II приурочено 3,5% геологических запасов нефти, к ВРП – 1,1%.

Коэффициенты извлечения нефти (КИН) по объектам и ВРП составляют:

- по объекту I - 0,460;
- по объекту II - 0,197;
- по ВРП - 0,059.

1.3.3.2.2. Физико-химические свойства нефти и газа, поступающих с промысловой системы сбора на первичную подготовку на Остров D

Данные представлены в Табл. 1.3.3.2.2-1 на основании материально-теплового баланса Морской комплекс KG00-00-000-AK-R-NE-0001-000 Offshore rev.0

Таблица 1.3.3.2.2-1. Физико-химические свойства нефти и газа, общий компонентный состав скважинной продукции, поступающих с промысловой системы сбора на первичную подготовку на Остров D

Наименование	Ед. изм	Лето	Зима
		1D-1D	1D-1D
1	2	3	4
Общий поток		Флюид скважины	Флюид скважины из комплекса D
Содержание потока / Линии		Полный поток	Полный Поток
Конфигурация		1x100%	1x100%
Фракция пара		0,563870891	0,55319948
Температура	С	74,0008969	74,00100713
Давление	бар изб.	97	97
Молярный поток	кгмоль /ч	38550,42658	40381,28431
Массовый поток	кг /ч	1909022,745	2001296336
Молекулярная Масса	г/ моль	49,52014582	49,55999715
Молярная энтальпия	кДж/кмоль	-129519,422	-129608,0548
Тепловой поток	кВт	-4993028906	-5233739633
Массовая плотность	кг /м3	273,918362	277,8018612
Фаза пара			
Фазовый молярный поток	кгмоль /ч	21737,46337	22338,90547
Фазовый Массовый поток	кг /ч	537514,6942	551973,1577
Фазовый стандартный расход газа	Стд._м3/ч при 20°С	522888,5078	537356,0266
Фазовый Действительный расход газа	АСТ_м3/ч	4981,865086	5081,485828
Фазовая Молекулярная Масса		24,72757217	24,70905114
Массовая теплоемкость фазы	кДж/кг-С	2,618192058	2,604402639
Массовая плотность фазы	кг/м3	107,8942695	108,6243623
Фазовый удельный вес по отношению к воздуху (идеальный газ)	rel_to_air	0,853734711	0,853095261
Z- фактор Фазы		0,778256689	0,772446578
Фазовая теплопроводность	Вт/мК	0,042660998	0,042675614
Фазовая Вязкость	сР	0,017186598	0,017227897

Наименование	Ед. изм	Лето	Зима
		1D-1D	1D-1D
1	2	3	4
Фаза Жидкости			
Молярный поток	кгмоль /ч	16530,10356	17743,49073
Массовый поток	кг /ч	1366377,415	1443901,26
Расход жидкости при стандартных условиях	м3/ч	1813,470462	1930,688995
Действительный Объем Потока	м3/ч	1982,166409	2116,97512
Молекулярная Масса		82,65994276	81,37639213
Массовая теплоемкость фазы	кДж/кг-С	2,296480768	2,303421959
Массовая плотность	кг /м3	689,3353698	682,0586817
Теплопроводность	Вт/мК	0,091528275	0,090901079
Поверхностное Напряжение	дин/см	9,886053165	9,671513104
Вязкость	сР	0,343701468	0,333356815
Водная Фаза			
Молярный Поток	кгмоль /ч	282,8596415	298,8881122
Массовый Поток	кг /ч	5130,636625	5421,91834
Расход жидкости при стандартных условиях	м3/ч	5,06108087	5,348500554
Действительный Объем Потока	м3/ч	5,281302141	5,581265483
Молекулярная Масса		18,13845411	18,14029437
Массовая теплоемкость	кДж / кг -С	4,174246555	4,173977869
Молярная Плотность	кгмоль /м3	53,55869328	53,55203279
Теплопроводность	Вт/мК	0,658907866	0,658799841
Поверхностное Напряжение	дин/см	63,00896282	63,00262731
Вязкость	сР	0,395197193	0,39510593
Общая мольная доля компонентов			
(Азот)		0,007969765	0,007965188
(CO ₂)		0,044170113	0,044163801
(H ₂ S)		0,153188434	0,15320763
(Метан)		0,438828808	0,438643681
(Этан)		0,071759159	0,071742877
(Пропан)		0,044738956	0,044733311
(IC4_1*)		0,009868083	0,009867972
(NC4_1*)		0,023353567	0,023354452
(IC5_1*)		0,011511099	0,011513026
(NC5_1*)		0,011837006	0,011838611

Наименование	Ед. изм	Лето	Зима
		1D-1D	1D-1D
1	2	3	4
(C6_1*)		0,022134816	0,022141691
(Бензол)		0,003021406	0,003023414
(C7_1*)		0,02397373	0,023984217
(Толуол)		0,002951845	0,002954398
(C8_1*)		0,018342728	0,018352692
(п- ксилол)		0,003398128	0,003401586
(Е- бензол)		0,000561854	0,000562302
(C9_1*)		0,011275281	0,011283693
(C10_1*)		0,01025536	0,010263978
(C11_1*)		0,010057265	0,010066675
(C12_1*)		0,010549408	0,010560179
(C13_1*)		0,007163916	0,00717171
(C14_1*)		0,006407456	0,006415094
(CN1_2*)		0,021058327	0,021088199
(CN2_2*)		0,015353885	0,01540318
(CN3_1*)		0,002820775	0,002836881
(М- меркаптан)		0,000358094	0,000358517
(Е- меркаптан)		0,000216811	0,000217123
(нПМеркаптан)		0,000148615	0,000148701
(нБМеркаптан)		0,000176477	0,000176587
(ТЭГликоль)			
(H ₂ O)		0,01251696	0,012526752
(CS ₂)		9,11391E-06	9,12282E-06
(KOC)		2,27615E-05	2,27615E-05

1.3.3.2.3. Краткая характеристика сырьевых потоков сырой нефти и газа, поступающих соответственно на комплексную подготовку и частичную переработку на Наземный комплекс, УКПНиГ

Непосредственным сырьем, поступающим на комплексную подготовку с Морского комплекса согласно технологической схеме сбора, подготовки и транспорта добываемой нефти являются:

- Частично стабилизированная нефть, прошедшая трех ступенчатую сепарацию на Установке 200 и направляемая системой транспортировки нефти МК по промысловому трубопроводу сероводородсодержащей нефти, диаметром 700 мм (28") от острова Д (ЭТК-1) на Наземный комплекс для комплексной ее подготовки до товарного качества;
- Осушенный попутный сырой газ после первой ступени сепарации на МК, направляемый по промысловому трубопроводу сероводородсодержащего газа, диаметром 700 мм (28") от острова Д (ЭТК-1) на Наземный комплекс, на УКПНиГ, для окончательной его подготовки и первичной переработки с получением товарной продукции в виде Сухого газа, СУГ, Газового конденсата и элементарной серы (комовой или гранулированной).

Транспортировка нефти на береговой комплекс осуществляется в две ступени, с применением бустерных и магистральных насосов, которые расположены на каждом участке обеспечения технологического процесса МК, Линии 1 и Линии 2., см. ниже Рис. 1.3.3.2.3.-1.

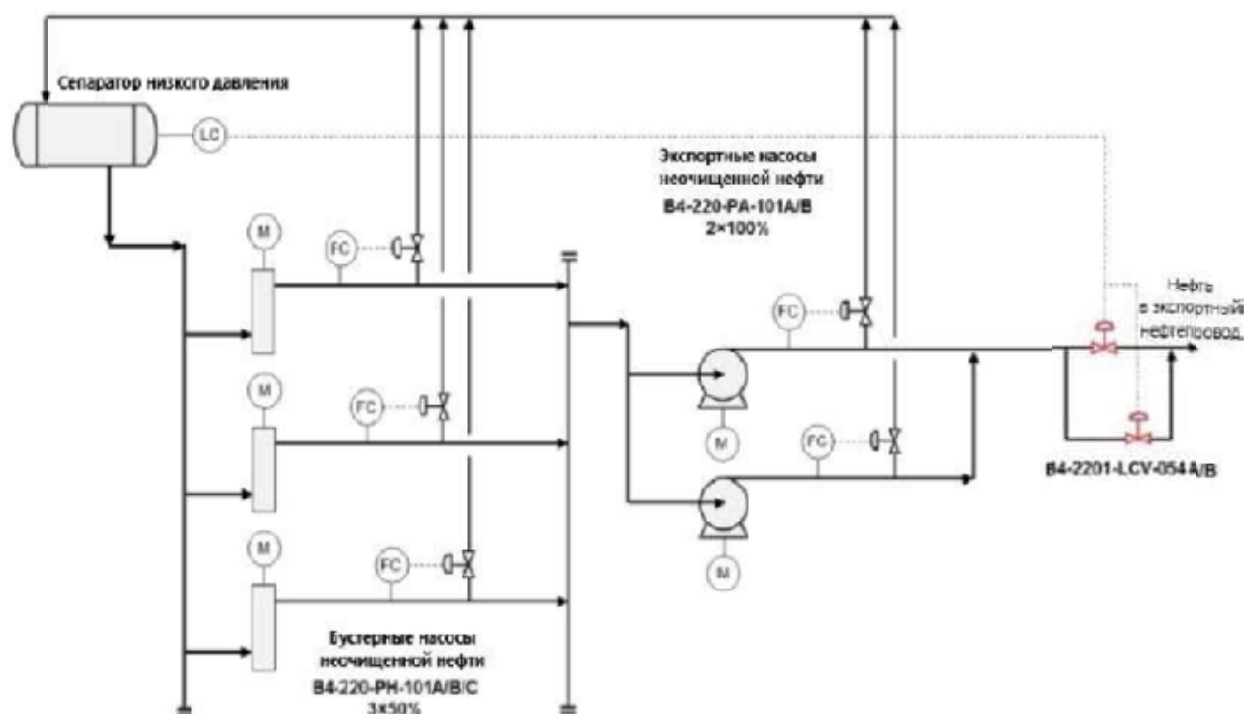


Рис. 1.3.3.2.3-1. Принципиальная аппаратурная схема подачи частично регулируемой добытой нефти с Морского комплекса на УКПНиГ Наземного комплекса

На первой ступени нефть от сепараторов НД бустерными насосами подается на магистральные насосы. Бустерные насосы представляют собой центробежные электроприводные насосы вертикального типа. На второй ступени от магистральных насосов нефть перекачивается на Наземный комплекс. Магистральные насосы представляют собой центробежные электроприводные насосы горизонтального типа.

Ниже на рисунке 1.3.3.2.3.-2 представлена принципиальная технологическая блок-схема получаемой скважинной продукции на МК и перераспределение потока добываемого ПНГ в зависимости их назначения, или газа на ОЗГ, или газ на комплексную подготовку и его первичную переработку на Наземном комплексе.

Принципиальная технологическая схема подготовки газа на Морском комплексе (см. Рис. 1.3.3.1-1), принятая в соответствии технологией разработки месторождения, использующей обратную закачку для повышения нефтеотдачи и поддержания пластового давления, решая экологическую составляющую проекта (сокращение складированной элементарной серы на НК), предусматривает закачку сырого газа с максимально возможным содержанием сероводорода. Решая эту задачу, соответственным образом осуществляется перераспределение отсепарированного газа с сепараторов ВД, СД и НД.

Насыщенные сероводородом газы с сепараторов СД и НД с дополнительно необходимым объемом газа сепаратора ВД направляются на ОЗГ, а наиболее бедный сероводородом газ сепаратора ВД направляется под собственным давлением на его подготовку и первичную переработку на НК.

Ниже в табл. 1.3.3.3.2-1 потоками (см. Рис. 1.3.3.2.3-2) в соответствии с материально-тепловыми балансами Установки 365 показаны:

- 4в - компонентный состав газа, направляемый на Установку 365;
- 6 -компонентный состав газа, нагнетаемого газа в пласт с максимальным серосодержанием. При этом обеспечивается транспорт газа на УКПНиГ (см. поток 5) с минимальным содержанием H₂S.

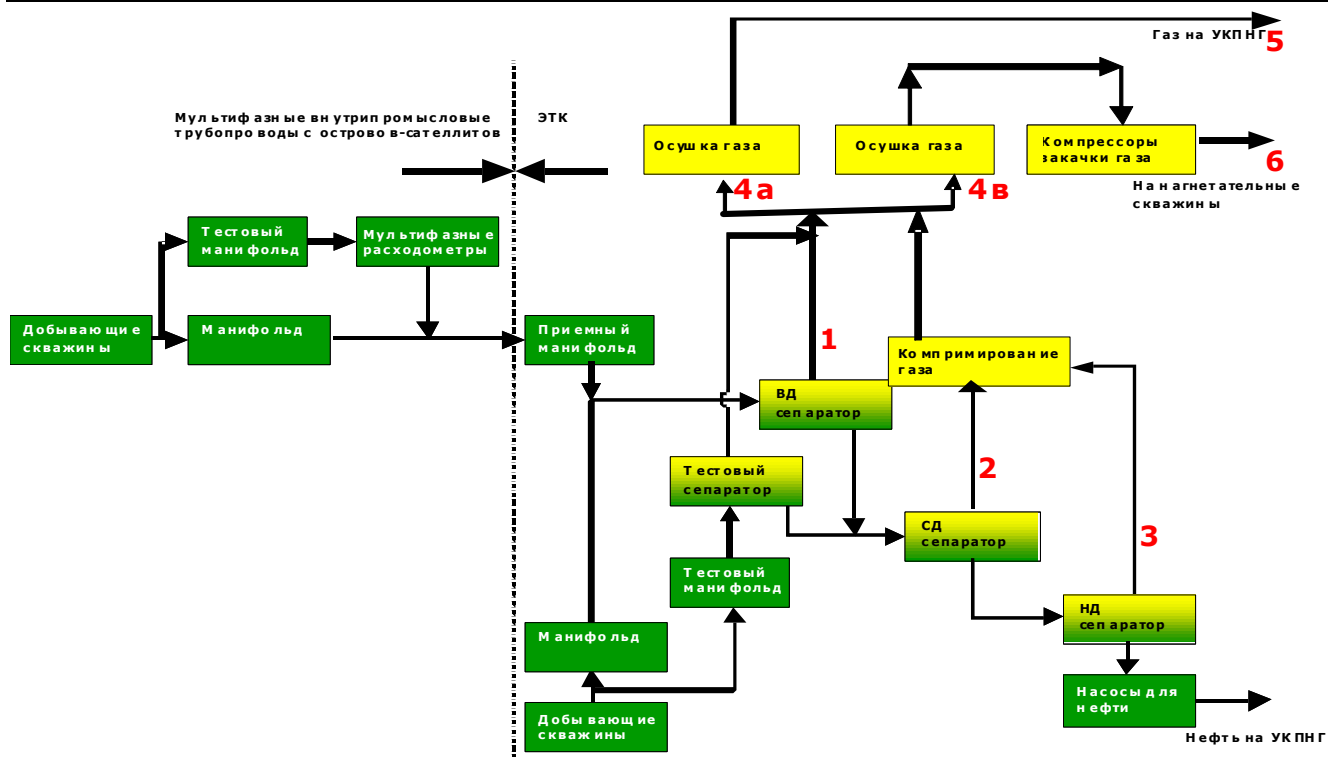


Рис. 1.3.3.1-2. Упрощенная схема основных газовых потоков на объектах Морского комплекса после начала осуществления обратной закачки сырого газа в пласт,

где:

- 1) газ первой ступени сепарации газ ВД;
- 2) газ второй ступени сепарации газ СД;
- 3) газ третьей ступени сепарации газ НД;
- 4) газ, поступающий на установку дегидратации:
 - 4 смесь газа ВД, СД и НД;
 - 4а газ первой ступени сепарации;
 - 4в смесь газа СД и НД.
- 5) газ, подаваемый на УКПНГ:
 - смесь газов всех трех ступеней сепарации (ВД, СД и НД) при уровне добычи нефти 23,0 тыс.т/сут (180 тыс.барр/сут);
 - газ ВД - первой ступени сепарации при уровне добычи нефти 47,1 тыс.т/сут (370 тыс.барр/сут);
- 6) смесь газов всех трех ступеней сепарации (ВД, СД и НД), подаваемая в нагнетательные скважины при уровне добычи нефти 47,1 тыс.т/сут (370 тыс.барр/сут);

Таблица 1.2.3.2.3-1. Принципиальный компонентный состав газа на сооружениях Морского комплекса, в т.ч. потоков направляемых на НК и ОЗГ (поток 5 и поток 6 соответственно)

Поток	Содержание компонентов, %мол.										Молек. масса	Массовая плотность, кг/м ³
	N ₂	CO ₂	H ₂ S	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅ +	Метил-меркаптан	Этил-меркаптан		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
При уровне добычи нефти 47,2 тыс.т/сут (370 тыс.барр/сут)												
1	1,3	4,85	14,3	64,7	7,82	3,52	1,69	1,71	0,0057	0,0048	24,16	101,73

Поток	Содержание компонентов, %мол.										Молек . масса	Массовая плотность , кг/м3
	N2	CO2	H2S	C1	C2	C3	C4	C5+	Метил-меркаптан	Этил-меркаптан		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	3		5	2								
2	0,57	5,60	22,16	51,20	10,77	5,54	2,48	1,66	0,0097	0,0069	26,82	32,00
3	0,12	5,16	34,12	25,94	14,35	11,03	5,68	3,56	0,0240	0,0168	33,16	10,79
4a	1,34	4,86	14,32	64,99	7,82	3,50	1,66	1,51	0,0056	0,0045	23,97	115,62
4в	0,45	5,50	25,38	44,51	11,76	7,01	3,34	2,02	0,0135	0,0094	28,55	175,13
5	1,34	4,86	14,32	64,99	7,82	3,50	1,66	1,51	0,0056	0,0045	23,98	112,62
6	0,87	5,23	20,25	54,33	9,97	5,32	2,47	1,55	0,0094	0,0066	26,21	499,59

1.3.3.2.3.1. Физико-химические свойства нефти и газа, поступающего с МК на НК

Свойства и потоки нефти и газа, поступающие с МК в виде исходного сырья для комплексной подготовки на НК представлены в Табл. 1.3.3.2.3-2

Таблица 1.3.3.2.3-2. Физико-химические свойства, потоки нефти и газа, поступающие на УКПНИГ при уровне добычи 450 тыс. барр. нефти в сутки

Параметр	Летние условия		Зимние условия	
	Газ с морских установок	Нефть с морских установок	Газ с морских установок	Нефть с морских установок
1	2	3	4	5
№ потока по схеме KE01-A1-000-PF-R-HF-250-001-D03	100	170	100	170
Температура, °C	29	47,0	29	47,0
Давление, МПа (изб.)	7,143	1,414	7,143	1,414
Общая производительность, т/час	756,7	2333,7	756,7	2333,7
Производительность по газовой фазе, т/час (млн. ст. м ³ /сут.)	717,65 17,45	-	717,65 17,45	-
Производительность по жидкой фазе, т/час (фактическая м ³ /час)	39,0 67,0	2319,1 2896,2	39,0 67,0	2319,1 2896,2
Плотность газовой фазы, кг/м ³	93,8	-	93,8	-
Плотность жидкой фазы, кг/м ³	581,9	774,7	581,9	774,7
Вязкость газовой фазы, сП	0,015	-	0,015	-

Параметр	Летние условия		Зимние условия	
	Газ с морских установок	Нефть с морских установок	Газ с морских установок	Нефть с морских установок
1	2	3	4	5
Вязкость жидкой фазы, сП	0,148	0,818	0,148	0,818
Производительность по воде, т/час (фактическая, м ³ /час)	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Примечания: Физико-химические свойства исходного сырья представлены на основании данных материального и теплового баланса, документ KG00-00-000-AK-R-HE-0002-000-P01 «Heat and Material Balance: Main Onshore Facilities, Gas and Oil trains, 450 kbod».				

1.3.3.2.3.2. Компонентный состав нефти и попутного нефтяного газа, поступающих с МК (на входе на УКПНИГ)

Компонентный состав нефти и газа, поступающих с МК в виде исходного сырья для комплексной подготовки на НК представлен в Табл. 1.3.3.2.3-3.

Таблица 1.3.3.2.3-3. Компонентный состав нефти и попутного нефтяного газа, поступающего с Морского комплекса на УКПНИГ при уровне добычи 450 тыс. барр. нефти в сутки

Компонент	Летние условия		Зимние условия	
	Газ с морских установок	Нефть с морских установок	Газ с морских установок	Нефть с морских установок
	Мольная доля	Мольная доля	Мольная доля	Мольная доля
1	2	3	4	5
(Nitrogen)	0,012788	0,000013	0,012788	0,000013
(CO2)	0,054730	0,004803	0,054730	0,004803
(H2S)	0,143131	0,079682	0,143131	0,079682
№ потока	100	170	100	170
(Methane)	0,637382	0,007075	0,637382	0,007075
(Ethane)	0,080234	0,018517	0,080234	0,018517
(Propane)	0,036803	0,044489	0,036803	0,044489
(IC4_1*)	0,006052	0,017714	0,006052	0,017714
(NC4_1*)	0,012372	0,049382	0,012372	0,049382
(IC5_1*)	0,003850	0,033695	0,003850	0,033695
(NC5_1*)	0,003910	0,035041	0,003910	0,035041
(C6_1*)	0,003980	0,077553	0,003980	0,077553
(Benzene)	0,000373	0,011049	0,000373	0,011049
(C7_1*)	0,002297	0,090797	0,002297	0,090797
(Toluene)	0,000169	0,011484	0,000169	0,011484
(C8_1*)	0,001002	0,071884	0,001002	0,071884
(p-Xylene)	0,000081	0,013577	0,000081	0,013577
(E-Benzene)	0,000016	0,002237	0,000016	0,002237

Компонент	Летние условия		Зимние условия	
	Газ с морских установок	Нефть с морских установок	Газ с морских установок	Нефть с морских установок
	Мольная доля	Мольная доля	Мольная доля	Мольная доля
(C9_1*)	0,000225	0,045209	0,000225	0,045209
(C10_1*)	0,000143	0,041396	0,000143	0,041396
(C11_1*)	0,000079	0,040727	0,000079	0,040727
(C12_1*)	0,000047	0,042792	0,000047	0,042792
(C13_1*)	0,000019	0,029083	0,000019	0,029083
(C14_1*)	0,000008	0,026029	0,000008	0,026029
(CN1_2*)	0,000006	0,085584	0,000006	0,085584
(CN2_2*)	0,000000	0,062408	0,000000	0,062408
(CN3_1*)	0,000000	0,011465	0,000000	0,011465
(M-Mercaptan)	0,000157	0,000808	0,000157	0,000808
(E-Mercaptan)	0,000061	0,000652	0,000061	0,000652
(nPMercaptan)	0,000020	0,000542	0,000020	0,000542
(nBMercaptan)	0,000013	0,000678	0,000013	0,000678
(TEGlycol)	0,000009	0,000000	0,000009	0,000000
(H2O)	0,000024	0,043583	0,000024	0,043583
(CS2)	0,000003	0,000027	0,000003	0,000027
(COS)	0,000017	0,000024	0,000017	0,000024

Примечания:

Компонентный состав исходного сырья представлен на основании данных материального и теплового баланса, документ KG00-00-000-AK-R-HE-0002-000 «Heat and Material Balance: Main Onshore Facilities, Gas and Oil trains, 450 kbod».

Компонентный состав может меняться в период разработки месторождения, поэтому эти данные не постоянные, а только номинальные

1.3.4. Потребности в энергоресурсах (топливе, воде, тепловой и электроэнергии)

Основными исходными данными по представленным в данном разделе расходным показателям энергоресурсов на объекты промышленной площадки УКПНИГ являются:

- Материально-тепловые балансы технологических процессов и инженерных систем по полкам добычи, 370 и 450 тыс. барр./сут, см. Табл. 1.3.4-1;
- Материально-тепловые балансы инженерных систем по полкам добычи, 370 и 450 тыс. барр./сут, см. Табл. 1.3.4-1.

Таблица 1.3.4-1. Перечень материально-тепловых балансов

№№ п/п	Номер документа	Наименование
1	2	3
1	KG00-00-000-AK-R-HE-0002-000-P01	«Heat and Material Balance: Main Onshore Facilities, Gas and Oil trains, 450 kbod»
2	KG00-00-000-AK-R-HE-000X-000	Баланс инженерных коммуникаций Наземного комплекса

№№ п/п	Номер документа	Наименование
3	KE01-A0-000-AK-R-LS-0001-000	Баланс инженерных коммуникаций Берегового комплекса

Основные расходные показатели энергоресурсов УКПНиГ Наземного комплекса при достижении добычи нефти уровня 450 тыс. барр./сут, а также проектные показатели по установленным расчетным мощностям существующих инженерных установок и систем на комплексе и их степень загрузки на Этапе I представлены ниже в Табл. 1.3.4-2

Таблица 1.3.4.-1. Основные расходные показатели энергоресурсов УКПНиГ при достижении добычи нефти уровня 450 тыс. барр./сут, а также проектные показатели существующих на комплексе инженерных установок и систем

№№ Установок	Наименование установки инженерного сооружения	Наименование энергоресурса	Единица измерения	Обычное использование / Нормальная эксплуатация	Проектная мощность / Расчетная мощность	Использование (загрузка) / Утилизация	Ограничение проектной мощности инженерных сетей / Ограничение расчетной производительности установки
1	2	3	4	5	6	7	8
420	Система топливного газа	Топливный газ ВД с берега, Топливный газ ВД для Морского комплекса,	кг/ч	46 659,80	79 250,00	59%	3610-PCV-005.
		Топливный газ СД	кг/ч	27 605	52 417	53%	
		Топливный газ НД,	кг/ч	7876	15 000	53%	Каплеотбойник 420- VN-002 & 4200-PCV- 004А
		Топливный газ СУГ,	кг/ч	32 942	80 000	41%	Испаритель СУГ
		Система импорта топливного газа	кг/ч	75 000	115 000	65%	Каплеотбойник 420- VN-003. прим.6
430	Система дизельного топлива	Дизель	м³/ч	1,5	11,0	14%	Фильтр-коагулятор (и центрифуга)
460	Установка сжатого воздуха	Общий КИП и технический сухой воздух при нормальных условиях	Нм³/ч	18 600	18 600	100%	Осушитель
		Общий сухой и влажный воздух при нормальных условиях	Нм³/ч	21 000	21 000	100%	Компрессор

Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе

№№ Установок	Наименование установки инженерного сооружения	Наименование энергоресурса	Единица измерения	Обычное использование / Нормальная эксплуатация	Проектная мощность / Расчетная мощность	Использование (загрузка) / Утилизация	Ограничение проектной мощности инженерных сетей / Ограничение расчетной производительности установки
1	2	3	4	5	6	7	8
600	Система получения азота	Азот,	Нм3/ч	2 035	2 100	97%	Комп. установка получения азота Нехватка азота покрывается жидким азотом
470	Электростанция с газотурбинными генераторами	Эл/Мощность,	МВт	207,9	322	65%	Выход на генераторе
500	Система технического водоснабжения	Техническая вода,	,кг/ч	107 360	200 000	54%	Комплексная установка предварительной обработки
520	Система производственного водоснабжения	Сырая вода макс	кг/ч	162 568	210 000	77%	Распределение 520-РА-001А/В
530	Система хозяйственного питьевого водоснабжения	Деионизированная вода	кг/ч	87 450	130 000	67%	Комплексная установка деионизированной воды
		Деминерализованная вода	кг/ч	102 740	146 250	70%	Комплексная установка деминерализованной воды
		Питьевая вода	кг/ч	6 820	8 000	85%	Комплексная установка питьевой воды
560	Система пластовой воды	Отпарка сырой воды,	кг/ч	226 026	226 160	100%	Отпарная колонна & 560-НА-001А-D
570	Система очистки	Обработка отработанного	м³/ч	0,32	0,60	54%	Комп.установка окисления влажного

Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе

№№ Установок	Наименование установки инженерного сооружения	Наименование энергоресурса	Единица измерения	Обычное использование / Нормальная эксплуатация	Проектная мощность / Расчетная мощность	Использование (загрузка) / Утилизация	Ограничение проектной мощности инженерных сетей / Ограничение расчетной производительности установки
1	2	3	4	5	6	7	8
620	сточных вод: - Установка по обработке каустика (узел нейтрализации щелочных стоков); - Установка утилизации отходов	каустика					воздуха (Примечание.2)
		Обработка отходов	кг/ч	220 00	360 00	61%	Очистные сооружения (Примечание.3)
		НД пар	кг/ч	445 500	622 800	72%	2 из 2 паровых турбин. Примечания. 4 и 5
	Паровая котельная ВД	ВД пар	кг/ч	533 500	1 050 000	51%	3 из 3 бойлеров. Примечания.6
		Отвод воды	кг/ч	319 000	338 800	94%	2 из мембранных насосов пруда- испарителя 620-РА- 006А/В/С
Примечания:							
	75 000 кг/ч необходимо для введения в действие УКПНиГ.. Максимальный расход будет меньше во время эксплуатации УКПНиГ. Возможность доставки топливного газа к УКПНиГ зависит от достаточного запаса давления на трубопроводе Макат.						
	Комплексная установка обработки отработанного каустика имеет гидравлическую мощность 0.6 м³/ч и гарантируемую рабочую мощность 0.44 м³/ч						
	Гидравлическая мощность Очистных сооружений - 36 м³/ч и гарантируемая рабочая мощность 12м³/ч						
	Данная система пара НД требуется из Зоны инженерного обеспечения. Это количество уже приписывается к пару НД, произведенному на Установках серы.						

Обустройство месторождения Кашаган. Нарачивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на
Наземном комплексе

№№ Установок	Наименование установки инженерного сооружения	Наименование энергоресурса	Единица измерения	Обычное использование / Нормальная эксплуатация	Проектная мощность / Расчетная мощность	Использование (загрузка) / Утилизация	Ограничение проектной мощности инженерных сетей / Ограничение расчетной производительности установки
1	2	3	4	5	6	7	8
	Резерв ВД для ослабления НД 6200-PCV-042A также имеет мощность 150000 кг/ч						
	Данная система пара ВД требуется из Зоны инженерного обеспечения. Это количество уже приписывается к пару ВД, произведенному на Установках серы.						

1.3.5. Потребность в основных реагентах

Исходными данными по расходным показателям реагентов являются материально-тепловые балансы, указанные выше в разделе 1.3.4, в Табл. 1.3.4-1

Расходные показатели по основным реагентам технологических установок УКПНИГ Наземного комплекса при достижении добычи нефти уровня 450 тыс. барр./сут, на Этапе I представлены ниже в Табл. 1.3.5.1-1 и Табл. 1.3.5.2.-1.

1.3.5.1. Потребление каустической соды

Таблица 1.3.5.1-1. Потребность УКПНИГ в каустической соде (46% масс. NaOH) при уровне добычи 450 тыс. барр. нефти в сутки

№№ п/п	Наименование установок	Ед. изм.	Показатель расхода		Примечания
			Лето	Зима	
1	2	3	4	5	6
	Блок очистки нефти от меркаптанов Установка 210.	кг/сут.	1443	1443	
	Блок очистки СУГ от меркаптанов Установка 321.	кг/сут	193	193	
	Водопоглощающая колонна Установка 332	кг/сут	17	17	
	Объекты модификаций Установок 210 и 560 по «Отделению нефтесодержащей воды из пластовой воды»	кг/сут	*	*	
	Итого:	кг/сут.	1652	1652	
Технологические линии и Установки УКПНИГ, запущенные в эксплуатацию					
	Кол. линий подготовки газа	шт.	2	2	
	Кол. линий подготовки нефти	шт.	3	3	
Примечания: * - показатель находится в разработке технологии у НКОК					

1.3.5.2. Потребление диэтанолamina

Таблица 1.3.2.2-1. Потребность УКПНИГ в диэтанолamine (85% масс.) при уровне добычи 450 тыс. барр. нефти в сутки

№№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Показатель расхода		Примечания
			Лето	Зима	
1	2	3	4	5	6
	Установка 330 - Удаление кислых газов	кг/сут.	941	941	
	Итого:	кг/сут.	941	941	
Технологические линии и Установки УКПНИГ, запущенные в эксплуатацию					
	Кол. линий подготовки газа в работе	шт.	2	2	

1.4 ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ОБЪЕКТАМ ИЗМЕНЕНИЙ И МОДИФИКАЦИЙ (PCN's и EMOC's)

1.4.1. Основные решения и показатели по генеральному плану

1.4.1.1. *Планировочные решения по размещению объектов модификаций по наращиванию добычи*

Проектные объемно-планировочные решения, предусмотренные в разделе «Генеральный план» данного проекта и направленные для достижения общих поставленных задач по наращиванию добычи нефти до 450 тысяч баррелей, связаны с реализацией дополнительных изменений и модернизаций на отдельных объектах УКПНИГ по устранению «узких мест», а также в отдельных случаях предусматривают решения по внедрению лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности. Данные модификации предусматриваются в границах промышленной площадки действующих объектов УКПНИГ.

Места расположения (в условных границах) намечаемых работ на задействованных установках, расположенных в существующей застройке технологической зоны, зоны инженерного обеспечения и складской зоны УКПНИГ, представлено на чертеже U1182981/03-П-А1-000/00000-001-ГП и на Рис. 1.4.1-1.

Задача по наращиванию добычи нефти до 450 тысяч баррелей в сутки на действующих объектах УКПНИГ основывается на заложенных в период реализации ОПР свободных мощностях установок и оборудования обустройства месторождения Кашаган. Однако для достижения устойчивого и безопасного функционирования производства необходимо осуществить по отдельному оборудованию модификации и изменения направленные на снятие гидравлических ограничений для повышения их пропускной способности. Часть таких модификаций предусматривает только замену и установку внутренних устройств установок и аппаратов на более совершенные и эффективные, что не вызывает необходимости в разработке объемно-планировочных решений «Генерального плана».

Однако другая часть существующих объектов модификаций на УКПНИГ касательно debottlenecking (объектов устранения/расшивки узких мест) и размещения дополнительных объектов по внедрению лучших практик нефтегазовой отрасли вызывает необходимость дополнительных объемно-планировочных и строительных решений (устройство новых площадок, фундаментов, опор под оборудование, участки достраиваемых эстакад, отдельных опор для межплощадочных коммуникаций).

Непосредственно в рамках раздела «Генеральный план» были приняты объемно-планировочные решения в соответствии с требованиями норм РК по второй группе объектов по расположению объектов изменений и модификаций с учетом существующего сложившегося зонирования территории УКПНИГ.

1.4.1.1.1. *Технологическая зона*

На территории технологической зоны расположены ниже приведенные объекты модификаций с дополнительными участками застройки.

PR20109. Проект экспорта СУГ (подключение) с задействованием следующих установок:

- Установка 190. Камера пуска скребка

Предусматриваются планировочные решения по прокладке внеплощадочных сетей по подключению камеры пуска скребка А1-190-VL-005 к внешним коммуникациям - факельный трубопровод ВД, азот, топливный газ, воздух КИП/технический воздух, открытые/закрытые дренажи, автоматизации и связи.

Проект экспорта СУГ не включает объем по размещению камеры пуска скребка А1-190-VL-005

- Установка 321. Установка очистки СУГ.

Модификацией предусматривается подача СУГ в Термический окислитель А1-332-FJ-101/201;

- Установка 331. Установка извлечения серы.

Модификацией предусматривается подача воздуха КИПиА в Термический окислитель А1-332-FJ-101/201;

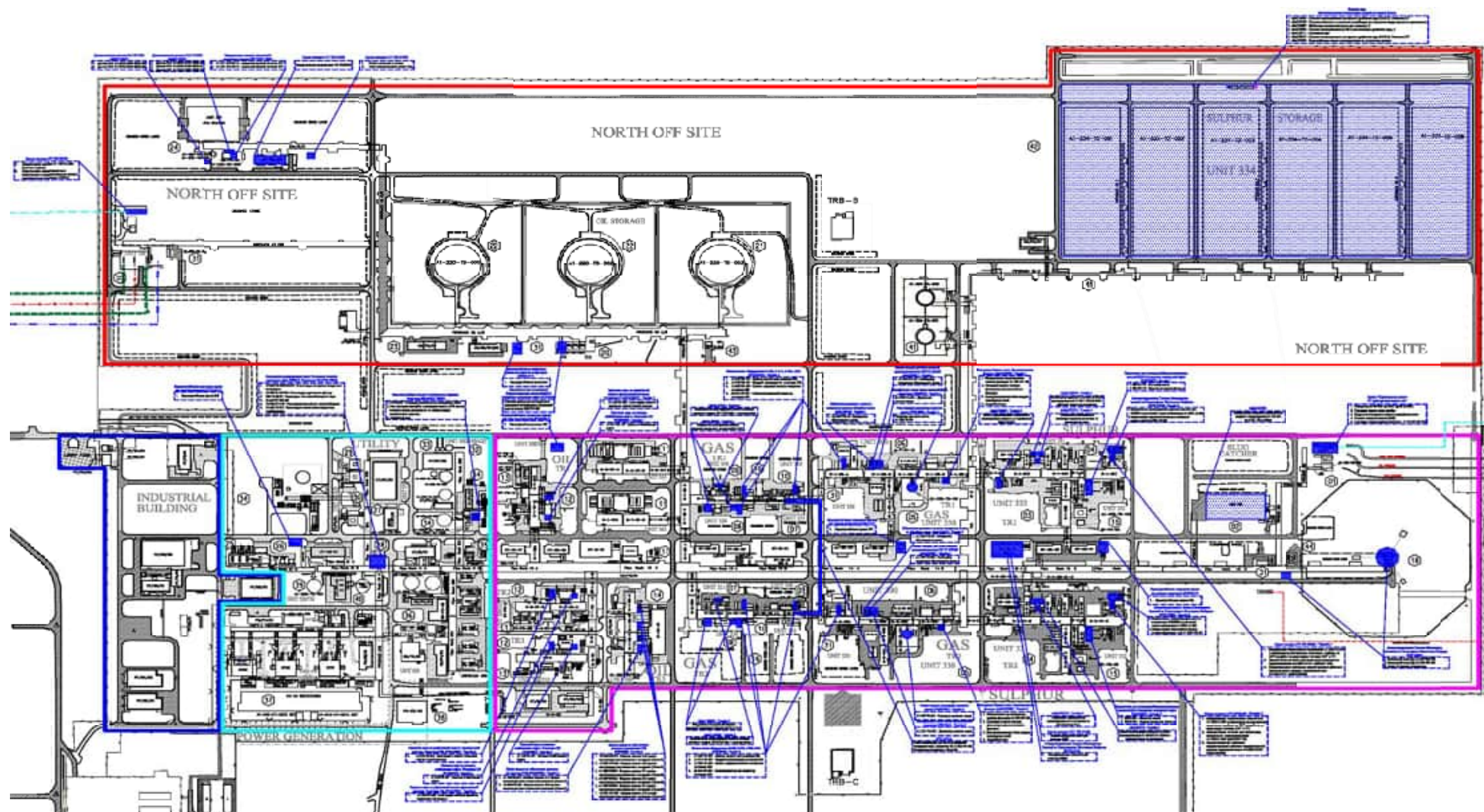


Рисунок 1.4.1-1 Ситуационный план размещения объектов debottlenecking (объектов расшивки узких мест) и модификаций на УКПНИГ, обеспечивающих расширение мощности до 450 тыс. барр. нефти/сут (синяя заливка)

- Установка 332. Установка очистки хвостовых газов (УОХГ);

PCN18027. Удаление воды с рефлюксной емкости 210-VA-101/201/301 фракционной колонны. Установка 210. Установка подготовки сырой нефти. Технологическая линия 1,2,3.

Модификация емкости орошения 210-VA-101/201/301 Установка 210 предусматривается для каждой технологической линии 1, 2, 3 и включает решения по установке новых устройств:

- Новый пакет коагулятора с натяжным кольцом внутри каждой емкости орошения (без применения сварочных работ);
- Два преобразователя уровня интерфейса (2101/2102/2103-LT-019 и 2101/2102/2103-LT-020);
- Клапан аварийного отключения 2101/2102/2103-ESV-011;
- Регулирующий клапан уровня границы раздела фаз 2101/2102/2103-LCV-019;
- Новая точка отбора проб на дренажной линии.

Изменения, дополнения модификаций оборудования PCN18027 затрагивает изменения в существующей трубопроводной обвязки дефлегматора и предусматриваются в границах существующей застройки Установка 210 по нормам технологического проектирования.

Все изменения и дополнения по модификации с указанием детальной привязки к существующим сооружениям (указаны детали проектируемых конструкций (это опоры, балки), предусмотренные на отметках 105075 для технологических линий 1, 2 и 3, выполненные в масштабе 1:50) детально представленные на чертежах марки АС.

Изменения и дополнения по прокладке кабельных каналов, кабелей ЭС и КИПиА предусмотрены по существующим эстакадам или на достраиваемых участках, детально представлены в разделах ЭС и КИПиА. Ситуация мест размещения на территории УКПНиГ, также представлена на чертежах ЭС и КИПиА.

PR15021. Модификации линии амина – каплеотбойные сепараторы. Установка 230. Факельная система

Модификация направлена на предотвращение влияния уносимого амина в факельную систему на технологический процесс подготовки нефти и пластовой воды и предотвращение его попадания в накопительные карты ПРЖТО.

С этой целью модификация предусматривает устройство дополнительного технологического трубопровода, который обеспечивает сброс жидкости, загрязненной амином, из факельных сепараторов в сборники аварийных проливов углеводородов на площадке аминовой очистки.

PCN21025. Автоматизированная Система Мониторинга Эмиссий на Стационарных Источниках Выбросов (AEMS).

В соответствии с требованиями Экологического кодекса РК (ст.418, п.16) крупные предприятия обязаны оснащать источники выбросов автоматизированными системами (АСУ) для непрерывного мониторинга выбросов и дальнейшей онлайн-передачи данных в базу данных государственного мониторинга.

АСУ мониторинга выбросов на УКПНиГ предусматривает измерения содержания загрязняющих веществ в воздухе и физических параметров выхлопных/входящих газов на 2-х факелах (ВД и НД) и 2 –х термоокислительных трубах.(Нитка 1 и нитка 2):

- Установка 230. Факельная система Предусмотрено размещение нового анализаторного здания; Модернизация SIS 4 с размещением панели DAHS.
- Установка 332. Установка очистки хвостовых газов (УОХГ), Предусматривается модернизация существующего анализаторного здания А1-3321/2-JA-002 с установкой нового анализатора и модернизация термоокислительных вытяжных/дымовых труб А1-3321-FK-101/201 с установкой на существующей платформе дополнительного оборудования для измерения расхода, температуры и давления.

Местоположение нового блок-бокса анализатора факельной установки НД и ВД представлено на Рис. 1.4.1.-2

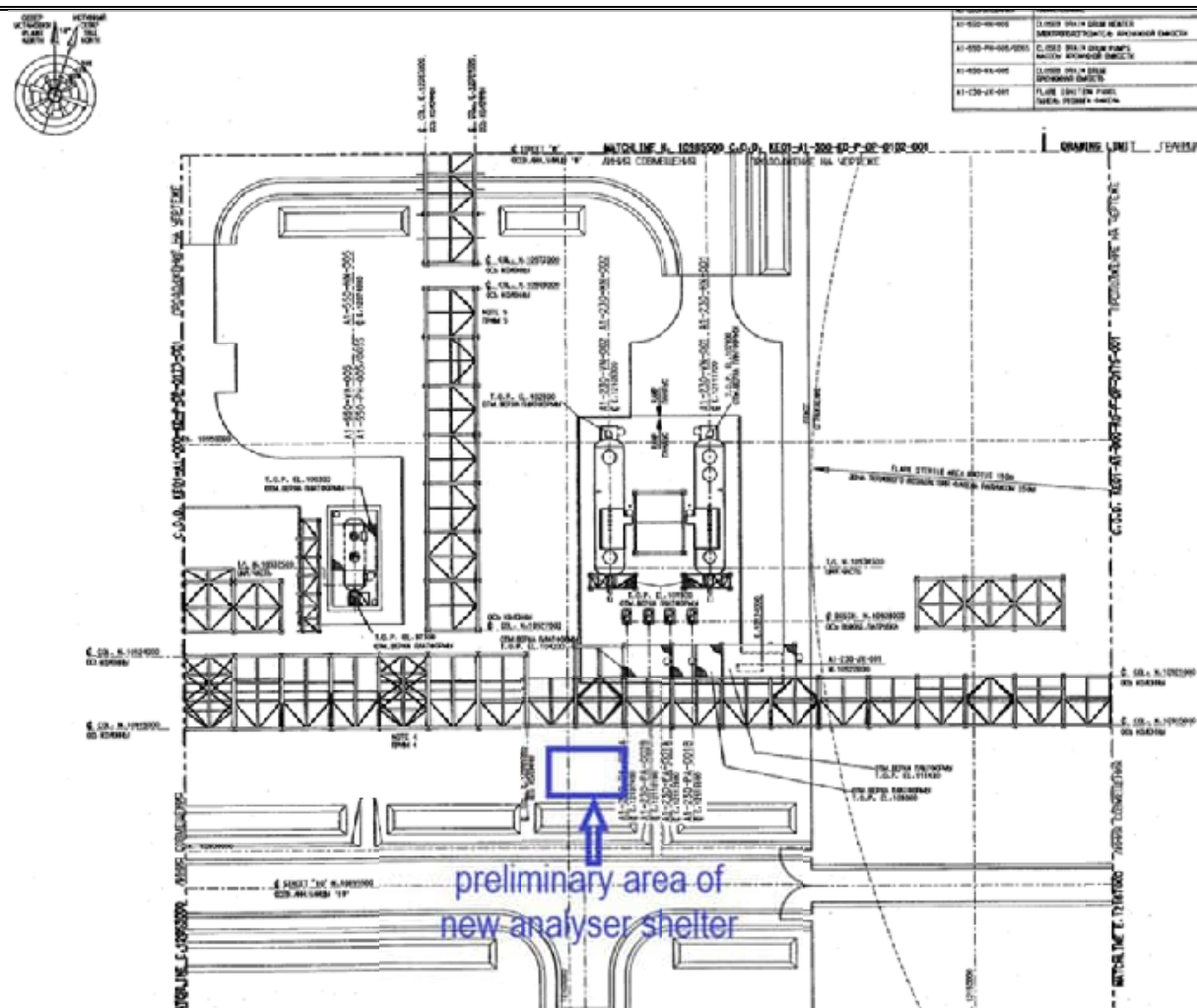


Рисунок 1.4.1-2. Местоположение нового блок-бокса анализатора факельной установки НД и ВД

Существующие модернизируемые блок-боксы A1-3321-JA-002 и A1-3322-JA-002 под установку в них новых анализаторов расположены рядом с вытяжными трубами термоокислительных установок TR1/TR2 на бетонных фундаментах и закреплены к фундаменту болтами. Ориентировочные размеры блок-бокса (ДхШхГ) - 6х3х3 м.

Общий вид и план блок – боксов термических окислителей представлен ниже на Рис. 1.4.1 - 3÷5



Рисунок 1.4.1.-3. Существующий блок-бокс анализатора A1-3321-JA-002 вид спереди



Рисунок 1.4.1.-4. Существующий блок-бокс анализатора А1-3321-JA-002 вид сзади и сбоку

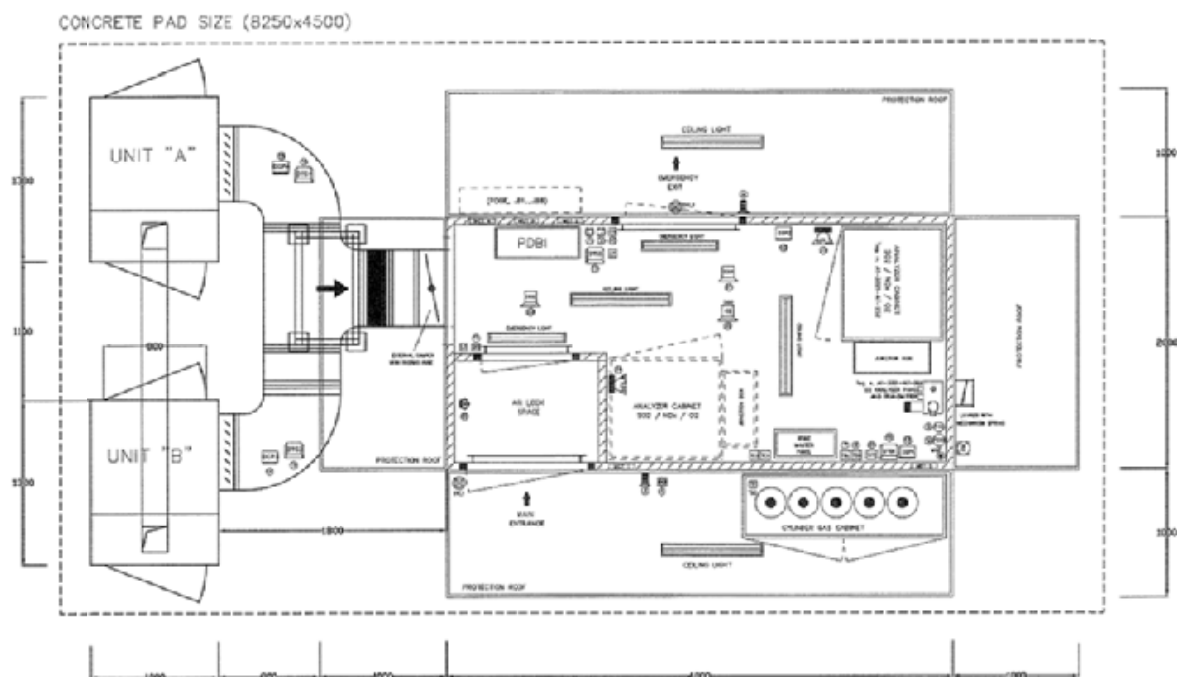


Рисунок 1.4.1-5. Общий план существующих блок – боксов термических окислителей

еМОС26038. Устранение последствий забивки парового конденсата колонн DeC2 и СУГ (Тепловая интеграция между потоками парового конденсата сжиженного нефтяного газа из DeC2 и ребойлеров колонны сжиженного нефтяного газа). Установка 320. Установка извлечения СУГ.

Для предотвращения гидроудара в сборном коллекторе конденсата НД применена установка пластинчатого теплообменника для подогрева переохлажденного конденсата из ребойлера DeC2 и достаточного охлаждения конденсата ребойлера колонны СУГ для предотвращения выделения пара и двухфазного потока д/с LCV-070 за счет выравнивания температур потоков. При этом результирующая температура обоих потоков при номинальном расходе составляет 120°C и 128°C соответственно для конденсата ребойлера DeC2 и конденсата ребойлера СУГ

Место размещение пластинчатого теплообменника представлено на Рис. 1.4.1-6.

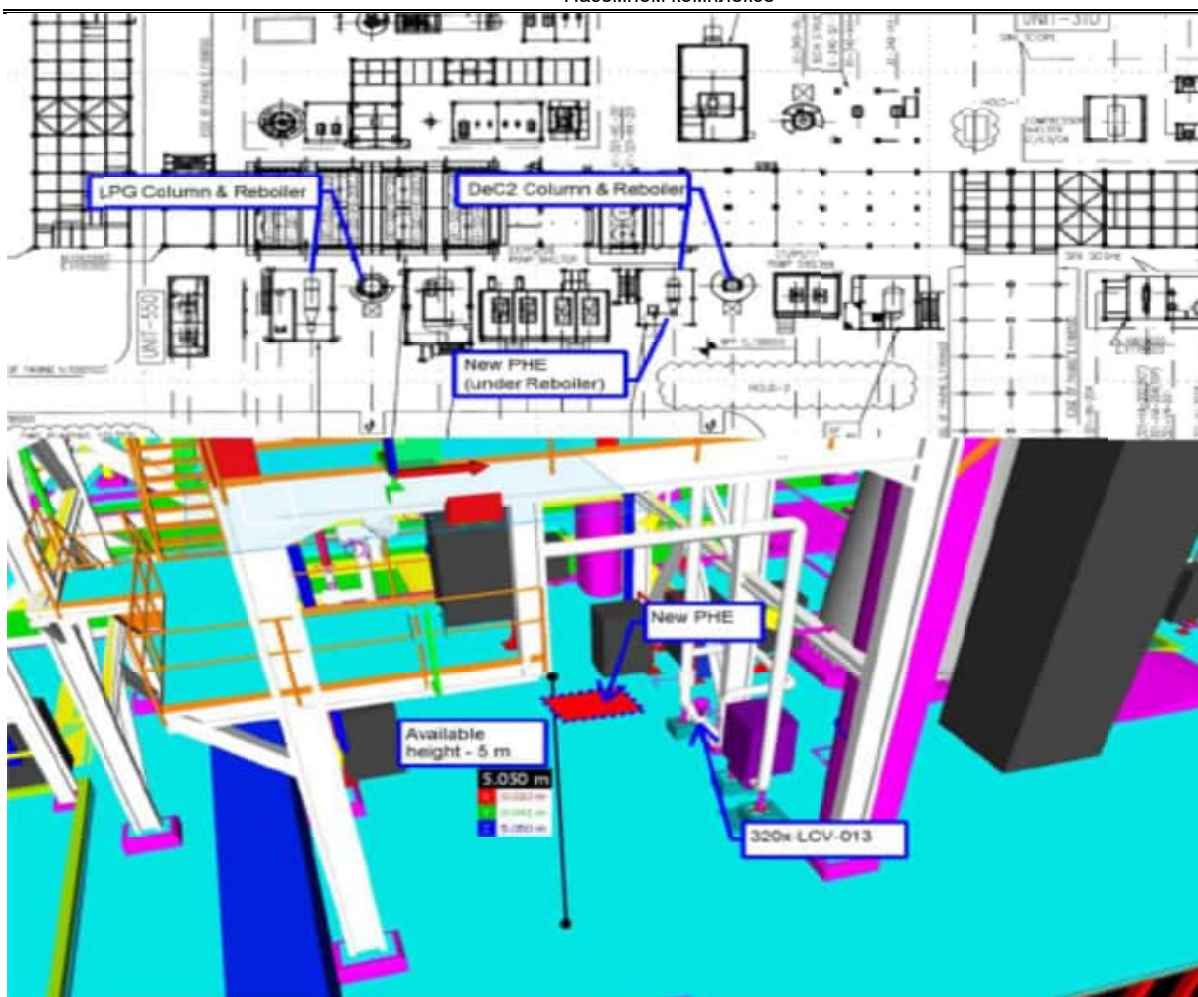


Рисунок 1.4.1-6. Место размещение пластинчатого теплообменника

Предполагаемое место установки нового пластинчатого теплообменника осуществляется под платформой ребойлера DeC2 на минимальном расстоянии от LCV-013, чтобы избежать дополнительных перепадов давления

PCN22014. Линия отводящего газа Мегох и меркаптан отходящего газа. Сепаратор K0 A1-332-VN-102. Обновление материала с CS на SS. Установка 321. Установка очистки СУГ

Модификацией предусмотрена замена материального исполнения:

- межплощадочных трубопроводов: трубопровода A1-3211/2-GA-001-2"-A11-HC, и трубопровода A1-3211/2-GA-001-4"-A11-HC на сталь SS A15;
- и сепаратора A1-332-VN-102 меркаптан отходящих газов на сталь марки SS316L из за сильной коррозии.

еМОС25302/еМОС25300. Фильтрация бедного (ненасыщенного) амина. Дополнительные фильтры. Установка 330. Удаление кислых газов (Повышение эффективности фильтрации ДЭА.

В объемы модификации блока аминовых фильтров включено строительство новой площадки дополнительных фильтров.

На новой площадке предусмотрено размещение следующего оборудования:

- Фильтр предварительной очистки от механических частиц 10 мкм (2х4 мешочных фильтров);
- Фильтр 5 микрон (угольный; 6х4=24 мешочных фильтров);
- Фильтр конечной очистки 1 микрон (картриджные; 6х4=24 мешочных фильтров);
- Коммуникационные блок-модули инженерных сетей (трубная обвязка внеплощадочных технологических трубопроводов, техническая вода, сети ЭС и АК).

Схема расположения и компоновки БКУ дополнительной фильтрации представлена ниже на Рис.1.4.1-7

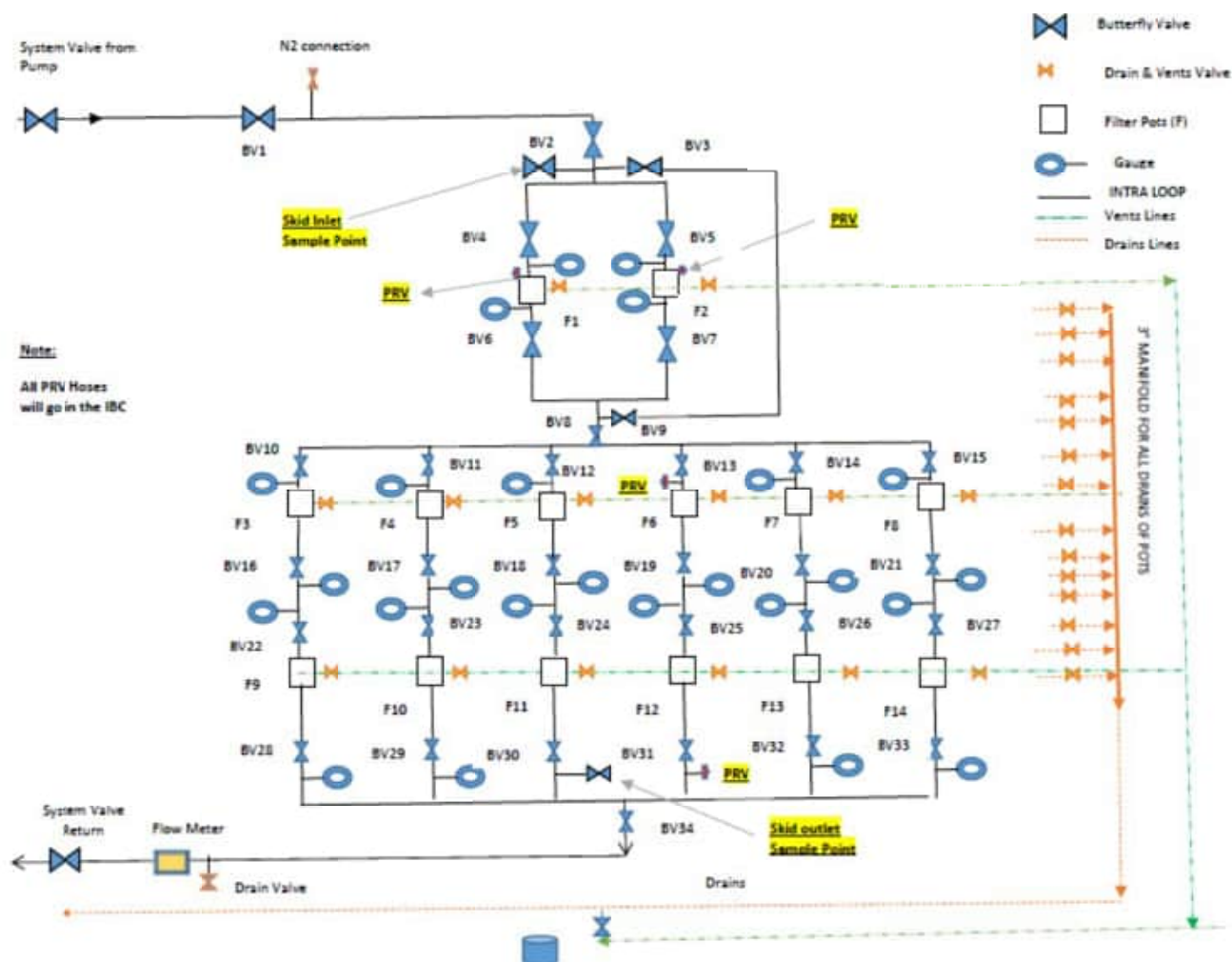


Рисунок 1.4.1-7. Принципиальная схема расположения и компоновки БКУ дополнительной фильтрации

Для обеспечения противопожарных и санитарно-гигиенических норм предусмотрена установка автономного аварийного душа размерами в плане 1,4х1,3м и размещением с восточной стороны от новых площадок дополнительных фильтров, на расстоянии 3,5м.

1.4.1.1.2. Зона инженерного обеспечения

РСН 18032. Постоянная рециркуляция воды Установки очистки хвостовых газов (УОХГ). Установка 332. Установка 520. Система производственного водоснабжения.

Задача модификации - повторное использование воды более чем на 70%, чтобы свести к минимуму забор воды из водовода «Астрахань-Мангышлак» и сокращение сброса воды в ПРЖТО..

Планировочные рращения предусматриваю размещение следующих дополнительных объектов:

- Блок-модуль аппаратов воздушного охлаждения (теплообменник) (A1-520-NC-002A/B/C/D);
- Блок-модуль дуплексных фильтров (A1-520-ZL-001A/B);
- Резервуары технической/пожарной воды (520-TA-001/002);
- Блок КТП 10/0,4кВ;
- Блок распределительного шкафа (A1-920-EH-018);
- Коммуникационный блок-модуль врезки межплощадочных трубопроводов (560-VJ-001).

еМОС25640. Установка нейтрализации отработанного каустика (УНОК). Установка 560.. Система пластовой воды. (Нейтрализация отработанного каустика из системы MEROX.)

Планировочными решениями (см. Рис. 1.4.1-8) предусматривается: новая площадка накопительных резервуаров для осуществления накопления отработанной щелочи с последующей ее операцией нейтрализацией перед сбросом в ПРЖТО и новая площадка узла разгрузки серной кислоты

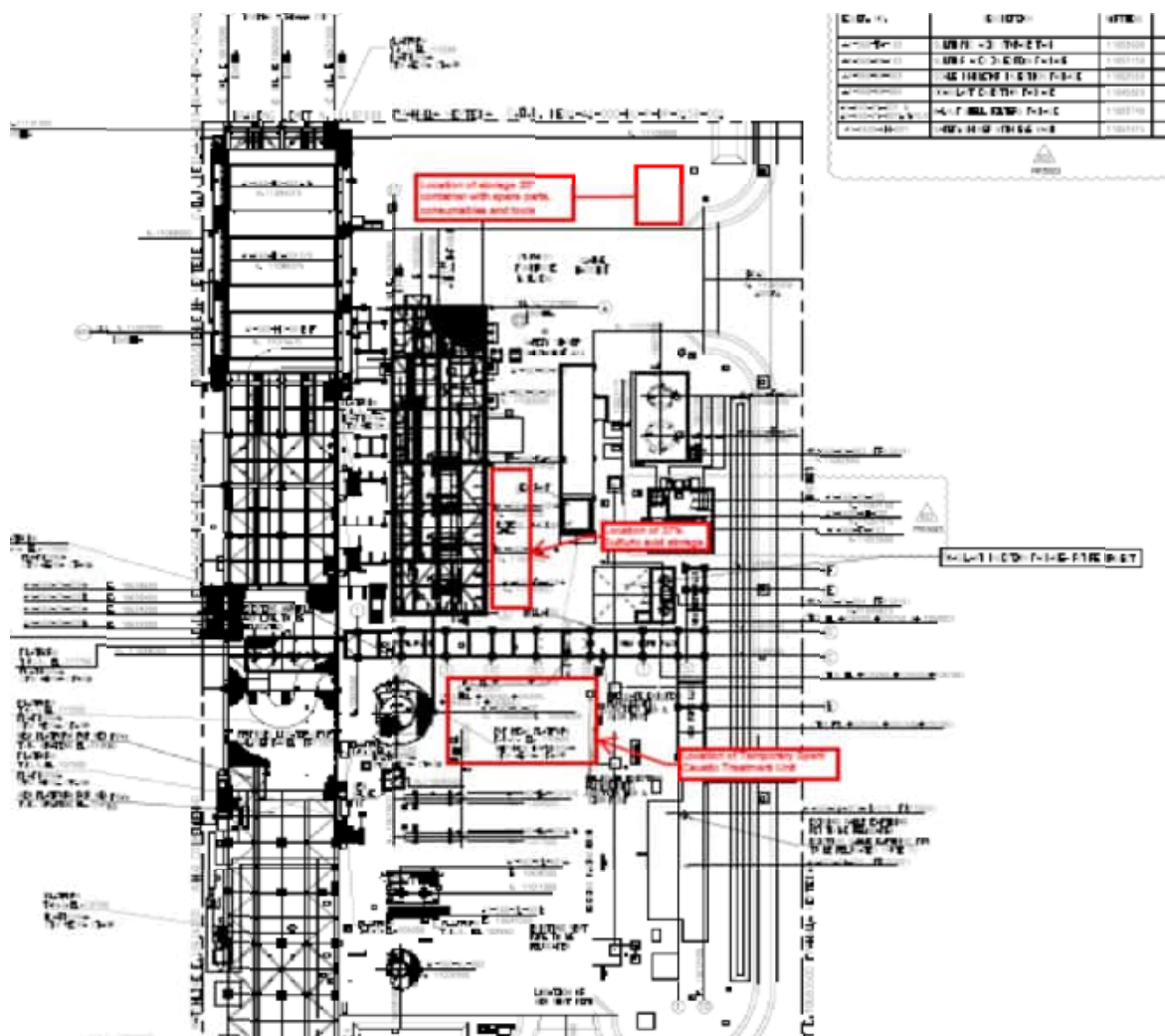


Рисунок 1.4.1-8 Ситуационный план размещения объектов Установка нейтрализации отработанного каустика (УНОК).

1.4.1.1.3. Складская зона

Установка 334. Хранение, формовка и грануляция серы. Механизированная экскаваторная разработка серных блоков

Планируемые модификации на открытом складе серы помимо разработки серных блоков методом плавления с последующей грануляцией жидкой серы предусматривает дополнительный способ - механизированную экскаваторную разработку серных блоков с получением дополнительного вида продукции - комовой серы. Внедрение дополнительного способа разработки серных блоков предусматривается на площадке открытого склада серы, на всех 6-ти серных картах А1-334-TZ-001÷006 размером 300х100х11,5м и емкостью 676 000 тонн каждая.

Механизированная экскаваторная разработка серных блоков предусматривает следующие модификации на территории склада с размещением необходимого оборудования:

- **еМOC24624** «Система пылеподавления для проекта дробления серы (PAD-1) Установка НТ»

Серная карта 334-TZ-001. Узел погрузки дробленой комовой серы (погрузочная рампа) оборудованный стационарной системой пылеподавления (защитный экран и форсуночная система орошения «сухой туман»).

- **еМOC26027**. «Мобильная погрузочная рампа для площадки №2 проекта по дроблению серы»

Мобильная погрузочная рампа для разработки серного блока на карте № 2, оборудованная стационарной системой пылеподавления (установка защитного экрана и форсуночная система орошения «сухой туман»).

Мобильную погрузочную рампу предполагается использовать на других картах при их разработке (серные карты 334-TZ-002 ÷ 006).

- **еМOC25338.** «Установка бытовых и туалетных контейнеров для персонала сероуглеродного производства»

Предусматриваются планировочные решения по размещению:

- кабины обеспыливания одежды персонала;
- аварийного душа с ванночкой для промывки глаз (существующий); в районе существующих бытовых контейнеров
- Автономный туалет (существующий): „СМ 35 “Туалетный модуль тип ЕВРОмодуль – стандарт 4 местный 2 кабины для мужчин + 2 кабины для женщин Размеры: 6058 x 2438 x 3015 мм».
- **еМOC26111.** «Освещение карт» и **еМOC22503** «Водоснабжение систем пылеподавления на отгрузочных рампах». Серные карты 334-TZ-001 ÷ 334-TZ-006.

Планировка предусматривает установку коммуникационных блок-модулей инженерных сетей (внутриплощадочных сетей электроснабжения, водоснабжения, автоматизации).

Решение по размещению приняты с учетом существующего положения сооружения Склада серы, на свободной от застройки территории с северной стороны от складироваемых блоков (карт) серы, вблизи проезда с учетом розы ветров.

PR20109. Проект экспорта СУГ (подключения). Установка 221. Резервуары хранения и насосная СУГ. Установка 190. Экспортный трубопровод СУГ (камера пуска скребка)

В соответствии с ранее утвержденными проектами периода ОНР получаемая на УКПГ смесь пропана и бутана технических (СУГ/СПБТ) частично утилизируется для собственных нужд (термические окислители и паровые котлы), а остальной получаемый объем закачивается в товарный сухой газ практически в соотношении 50% на 50%.

Настоящей модификацией предусматривается получаемую СУГ в виде товарной продукции готовить к выпуску в полном производимом объеме для поставки внешним потребителям, третьей стороне. В связи с этим настоящим проектом планируется получать еще один товарный продукт в виде СПБТ, качество которого регламентируется стандартом на сжиженные газы ГОСТ 21443-75 «Газы углеводородные сжиженные, поставляемые на экспорт». Однако проектом предусматривается использование СУГ в прежнем варианте в случае отсутствия спроса на рынке или внеплановой остановки производства у третьей стороны.

Модификация PR20109 экспорта СУГ планировочными решениями предусматривает размещение на территории складской зоны УКПНиГ следующие основные дополнительные объекты Установки 221, обеспечивающие внешний отпуск продукции со склада СУГ, см. Рис. 1.4.1-9:

- БКУ рабочих/резервных экспортных насосов для СУГ;
- Узл коммерческого учета;
- Подсоединение к нагнетательной линии перекачивающего насоса СУГ,
- Линия товарного СУГ к камере пуска скребка (межплощадочный трубопровод СУГ, 6" труба бесшовная Кл. 80 ASTM A333 GR 6, по эстакадам)
- Межплощадочные инженерные и вспомогательные сети для обеспечения функционирования камеры пуска скребка, А1-190-VL-005, экспортных насосов, узла коммерческого учета и соответственно врезки этих вновь запроектированных коммуникаций в существующие коммуникационные сети систем УКПНиГ (азота/топливного газа/воздуха, КИП/заводской воздух; открытого дренажа/закрытого дренажа; электроснабжения; систем автоматизации и связи; факельных сбросов)

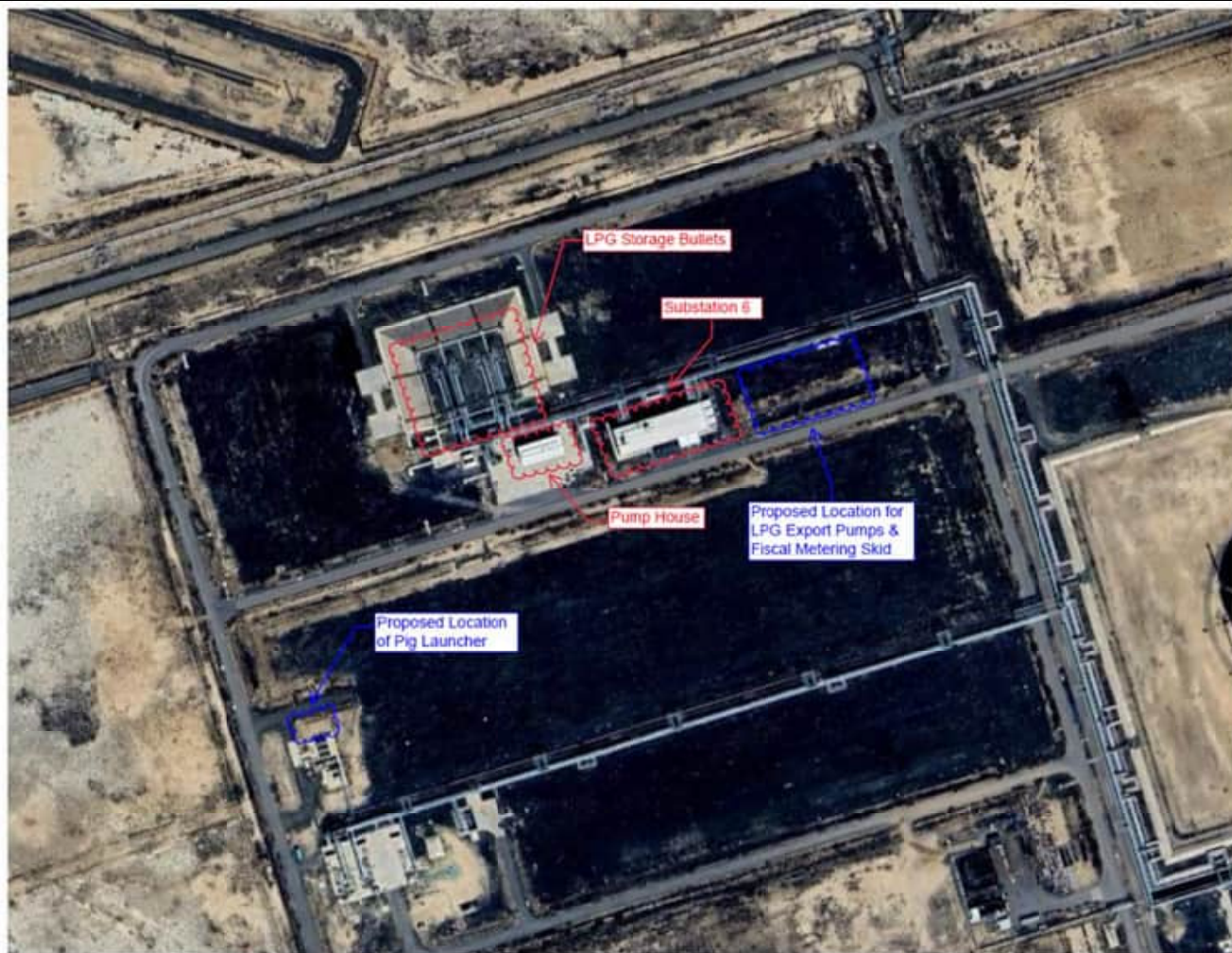


Рисунок 1.4.1-9 Ситуационный план размещения объектов модификации PR20109 экспорта СУГ

е.МОС23247 Зона коллектора для хранения СУГ. Установка в пожарной зоне FZ 6320 5 дополнительных точечных детекторов горючих газов. Установка 221. Резервуары хранения и насосная СУГ

В рамках еМОС2324 модификация Установки 221 включает работы в зоне коллектора для хранения СУГ (FZ 6320), где предусматривается установка 5 дополнительных точечных детекторов горючих газов, см. ниже Рис.1.4.1-10

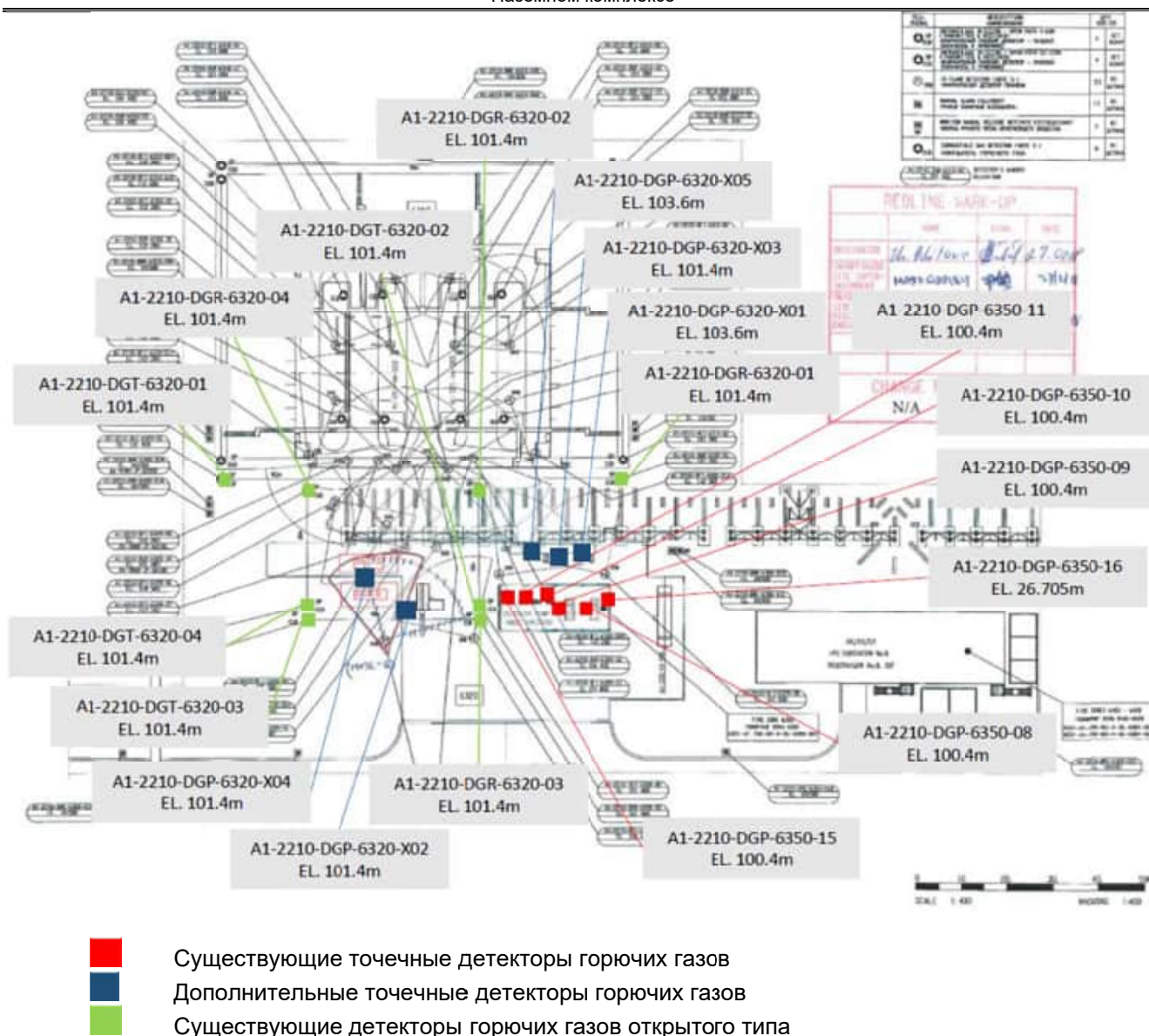


Рисунок 1.4.1-10 Места размещения дополнительных точечных детекторов горючих газов

РСН 23003. Подключения для охлаждения/Водопоглощающая колонна/МДЭА/Охладители экспортной нефти. Установка 220. Резервуары хранения и насосная товарной нефти

Модификация направлена на решение проблемы, заключающаяся в том, что в летний период существующие нефтеохладители из-за ограниченной производительности не обеспечивают договорные параметры экспортной нефти по температуре ниже 50 градусов Цельсия при сдаче ее в систему КТК.

Причиной нарушения конечных спецификаций получателя по экспортной нефти является повышение температуры окружающего воздуха относительно ранее принятой расчетной ($>35^{\circ}\text{C}$), в результате чего температура экспортной нефти в летний период увеличилась до 56°C , что выше нормального предельно заданного значения в 52°C .

Реализация дополнительной системы охлаждения товарной нефти в два этапа. В рамках данной модификации предусматривается первый этап, заключающийся в предварительной установке врезок для последующего размещения охлаждающих сооружений отдельным проектом.

Врезки к существующему нефтепроводу Установки 200 (Технологические линии 1, 2 и 3) УКПНИГ

Состав новых секций трубопроводов сырой нефти по врезке A1-2200-PO-037-24"-A13 (TP 001/002) для подключения нового сооружения по системе охлаждения экспортной нефти:

- Существующий повторно используемый PCV-102;
- Два новых 24-дюймовых шаровых крана RB-119 и RB-120;

- Два сливных крана 3" РБ-204 и РБ-205;
- Две новые линии А1-2200-ПО-114-24"-А13 и А1-2200-ПО-115-24"-А13.

1.4.1.1.4. Территория промышленной площадки УКПНиГ (Технологическая зона, Инженерная зона, Складская зона)

РСN21017. Взрывоустойчивые модульные здания для укрытия операторов

Ряд производственных операционных работ по текущему контролю и наладке оборудования требует периодического присутствия обслуживающего персонала на производственных площадках УКПНиГ.

Кроме того, полевые операторы несут ответственность за заполнение параметров в контрольные листы дважды в смену по предприятию, за подпись нарядов-допусков, согласование с подрядчиками, работы по техническому обслуживанию и другие действия по устранению неисправностей.

Для обеспечения безопасных условий пребывания полевых операторов на территориях площадок предусматривается пять Взрывоустойчивых модульных зданий для укрытия операторов (BRM).

Основная цель BRM - защитить персонал от непогоды. BRM рассчитан на пребывание в среднем четыре часа в день (т.е. 4 часа в сутки) и не предназначен для постоянного пребывания. BRM не может быть предназначен в качестве временного убежища

Взрывоустойчивые модульные здания представляют собой блок-боксы модульного типа (контейнеры) обеспечивающие защиту персонала от воздействия погодных условий при проведении сменных совещаний, ведение/заполнение эксплуатационной документации, коротких перерывов на отдых. Размеры блок-бокса в плане 8,5 x 4,0м, вес 17т. Вокруг каждого блок-бокса предусмотрены возможные эвакуационные пути шириной 1,2 м с выходом на существующие ближайшие пути.

Размещение зданий принято в технологической зоне, в зоне инженерного обеспечения и складской зонах, см. Рис. 1.4.1-11

В технологической зоне предусмотрено размещение BRM №1, BRM №2, BRM №3:

- Здание BRM №1 размещено в центральной части технологической зоны. В квартале действующей Установки подготовки газа (УПГ), в районе Участка объектов электроснабжения и связи, справа от Распределительной подстанции №12 - здания GT/SS/02, вблизи существующих проездов.
- Здание BRM №2 размещено также в центральной части технологической зоны на свободной от застройки территории, в соседнем квартале действующей Установки извлечения серы в районе Участка объектов электроснабжения и связи справа от Распределительная подстанция №24 - здание SP/SS/02, вблизи существующих проездов.
- Здание BRM №3 размещено в северной части технологической зоны, на свободной от застройки территории, в квартале действующей Установки подготовки нефти (УПН) вблизи проезда Улицы 5.

В складской зоне предусмотрено размещение здания BRM №4.

Здание BRM №4 размещено на свободной от застройки территории, в квартале действующей Установки 220 «Резервуары хранения и насосная товарной нефти». В районе Участка объектов электроснабжения и связи справа от Распределительная подстанция - здание OS/SS/01, вблизи существующих проездов.

Здание BRM №5 размещено в зоне инженерного обеспечения на свободной от застройки территории, в квартале действующей Установки 600 «Система получения азота». В районе Участка объектов электроснабжения и связи вблизи существующей эстакады и проездов.

Размещение всех зданий BRM на территории УКПНиГ приняты с учетом требования НТД РК, а также на основании исследования Компании NCOC по количественной оценке риска, что отражено в Отчете по исследованию мест расположения Блок-Боксов Оператора Обходчика, документ KE01-A1-000-C5-A-RE-0003-000-PR21017, выполненный компанией TOO «CASPIAN ENGINEERING & RESEARCH» в 2022г.

Все принятые места размещения Блок-боксов расположены в зонах с уровнем рисков воздействия опасных производственных факторов ниже предельных значений, требующихся по нормам РК.



Рисунок 1.4.1-11 Места размещения BRM

Строительство нового трубопровода сырого газа

Для реализации проекта 1ВСМА по экспорту дополнительно добытого газа на газоперерабатывающий завод третьей стороны мощностью до 1 млрд. м³ /год и тем самым обеспечивая принципиально необходимые условия для наращивания добычи нефти до уровня 450 тыс. барр. нефти в сутки за счет свободных мощностей объектов обустройства ОПР предусмотрено строительство нового газопровода сырого осушенного газа.

Проект «Строительство нового газопровода сырого газа» КТ00-00-362-4U-A-RE-0001-000 разработан компанией ТОО «Caspian Business Support» (CBS).

Прокладка нового трубопровода сырого газа Ду400 (DN16”) от установки комплексной подготовки нефти и газа (УКПНИГ) НКОК Н.В. до УКПГ третьей стороны для транспортировки осушенного неочищенного газа предусмотрена утвержденным проектом «Строительство нового трубопровода сырого газа» (КТ00-00-362-4U-A-RE-0001-000).

Проектируемая трасса имеет протяженность 14,405 км.

Трубопровод выполнен в подземном исполнении. Минимальная глубина залегания: - 1,0 м (до верха трубы) – по всей трассе. 1,5 м минимум (до верха трубы) – в местах пересечений с инженерными коммуникациями.

Маршрут газопровода начинается от точки врезки в существующую трубную обвязку входного газосепаратора (Slugcatcher) на площадке УКПНИГ. Далее трубопровод надземно проходит по существующей трубной эстакаде до площадки камер пуска/приема скребков.

От УКПНИГ газопровод выходит в северо-восточном направлении, в сторону новой Установки комплексной подготовки газа, третьей стороны. Часть объектов начала трассы экспортного газопровода сырого газа находится в границах технологической зоны УКПНИГ, инженерное обеспечение которых обеспечивается существующими на УКПНИГ системами.

В состав трубопровода входят следующие сооружения, находящиеся на площадке :УКПНИГ:

- Площадка камеры пуска скребка 190-VL-004;
- Модульное помещение силовых трансформаторов электроснабжения;
- Площадка электронагревателей газа А-170-НМ-101/102;
- Станция катодной защиты (ЭХЗ) (система N 1 ICCP).

Остальные объекты линейной части газопровода находятся на промышленной территории до границ УКПГ третьей стороны

- Площадка линейного кранового узла-1 на ПК5;
- Площадка линейного кранового узла-2 на ПК10;
- Площадка кранового узла - 3 на входе в УКПГ;
- Площадка камеры приема скребка 190-VR-00X, расположенная на территории УКПГ;

Для линейных объектов газопровода, находящихся на территории УКПНиг, в рамках данного проекта предусмотрены внеплощадочные коммуникации вспомогательных и инженерных систем до точек их подключения к существующим соответствующим ближайшим системам УКПНиг.

1.4.1.2. Организация рельефа и прокладка межплощадочных коммуникаций

Работы по организации рельефа проектом не предусматриваются. Планировочные работы по размещению дополнительного оборудования модификаций осуществляется на существующих действующих объектах и будут выполняться в границах существующей застройки на спланированной территории УКПНиг

Изменения и дополнения по прокладке, замене участков инженерных сетей: кабелей ЭС и КИПиА, а также технологических внеплощадочных и внутриплощадочных трубопроводов, связанных с заменой или установкой нового оборудования, приборов, предусмотрены по существующим эстакадам, в существующих лотках в отдельных случаях с дополнительным наращивание металлоконструкций, добавления опор, участков эстакад, участков лотков, коробов, которые детально представлены в соответствующих разделах ТХ, АС, ЭС, КИПиА.

1.4.1.3. Организация транспорта

Т.к. модификации осуществлены на существующей промышленной площадке УКПНиг, то все планировочные решения были выполнены с учетом действующей организацией транспорта на УКПНиг. Организация транспорта действующего предприятия УКПНиг представлена сетью существующих внутриплощадочных дорог с выездом на подъездные пути предприятия, к объектам инфраструктуры, расположенной за пределами УКПНиг и на дороги общей сети.

Объем работ представленный в разделе данного проекта предусматривает демонтажные и монтажные работы, работы связанные со строительством новых площадок, сооружений, отдельных фундаментов, опор под новое оборудование, где используется строительная техника, механизмы. Перемещение строительной техники и механизмов связанных с вывозом, доставкой грузов, строительных материалов предусматривается по существующим подъездным и внутриплощадочным дорогам УКПНиг. В случае необходимости проезд возможен по спланированной территории.

Строительство новых дорог в проекте не предусматривается. Новые площадки для размещения дополнительного оборудования размещены вблизи существующих проездов

1.4.1.4. Основные показатели по разделу «Генеральный план»

Основные показатели по разделу генеральный план и организация транспорта представлены в таблице 1.4.1.4-1.

Таблица 1.4.1.4-1 Основные показатели по генеральному плану

№№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	Показатели			Примечания
			ОПР (370/220)	ПОМ. Этап I (450/200)	Прирост	
1	2	3	4	5	6	7
1	Предзаводская зона:					
	площадь территории	га	13,0	13,0	-	
	площадь застройки	га	2,60	2,60	-	

№№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	Показатели			Примечания
			ОПР (370/220)	ПОМ. Этап I (450/200)	Прирост	
1	2	3	4	5	6	7
2	Зона инженерного обеспечения:					
	площадь территории	га	28,20	28,20	-	
	площадь застройки	га	9,44	9,49	0,05	
3	Технологическая зона:					
	площадь территории	га	68,63	68,63	-	
	площадь застройки	га	25,05	25,1084	0,0584	
	площадь задействованной территории	га	0.0358	0,41	0,3742	
4	Складская зона:					
	площадь территории	га	113,38	113,38	-	
	площадь застройки	га	43,16	43,1757	0,0157	
	площадь задействованной территории	га	-	18,11	-	Задействован открытый склад серы
5	Факельные установки:					
	площадь территории	га	8,12	8,12	-	
	длина ограждения	м	1039,00	1039,00	-	
6	Общая площадь территории УКПНиГ в границах ограждения	га	317,60	317,60	-	
7	Внутренние автодороги:					
	общая протяженность основных внутренних дорог	м	34580,0	34580,0	-	
	площадь асфальтового покрытия	м2	173494,0	173494,0	-	
	площадь гравийного покрытия	м2	22171,0	22171,13	0,13	
8	Длина ограждения территории по периметру УКПНиГ	м	8942,0	8942,0	-	
9	Количество ворот	шт	19	19	-	
	Итого общий прирост по площади дополнительной застройки:	га			0,2541	

1.4.2. Технологические решения

Проектные решения по технологической части проекта касательно осуществляемых изменений и модификаций (PCN's и eMOC's) на существующих производственных площадях объектов УКПНИГ охватывают все обе задачи проекта, направленные на:

- устранение / расшивку узких мест (УУМ) по пропускной способности на существующих объектах обустройства УКПНИГ м/р Кашагана (debottlenecking объектов / DBN), позволяющее создать условия для дальнейшего наращивания добычи нефти на месторождении Кашаган с 370 тыс. барр. в сутки периода ОПР до 450 тыс.барр. в сутки на Этапе I ПОМ;
- осуществление дополнительных оптимизаций и модернизаций отдельных объектов производственного комплекса по внедрению лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности, обеспечивающих в условия наращивания мощности существующего комплекса, повышения уровня безопасных условий его эксплуатации и функционирования. При этом данные оптимизации также обеспечивают дальнейшие повышения эффективности производств путем внесения точечных модификаций и изменений (PCN's и MoC's) в существующие процессы и оборудование.

Всего в проекте ТПД 450 НК рассмотрено ключевых изменений и модификаций, как выше отмечено, в количестве 30 объектов, в т.ч.:

- по PCN's 15;
- eMOC's 14.

Практически по всему комплексу изменений и модификаций (PCN's и eMOC's) базовыми проектными решениями в основе проекта лежат технологические решения.

В целом Технологические решения по модификациям и изменениям, включая решения по УУМ и по повышению эффективности, приняты по 19-ти установкам из 20-ти (кроме Установки 650. Объекты промышленной архитектуры. BRM):

- Установка 210. Установка подготовки сырой нефти.. (УКПН. Технологические линии 1,2,3);
- Установка 220. Резервуары хранения и насосная товарной нефти (УКПН);
- Установка 360. Установка компримирования газа мгновенного испарения (ГМИ);
- Установка 300. Установки сепарации газа (УКПГ. Технологические линии 1,2);
- Установка 310. Установки осушки газа (УКПГ. Технологические линии 1,2);
- Установка 320. Установки извлечения СУГ (УКПГ. Технологические линии 1,2);
- Установка 340. Установки контроля точки росы. (УКПГ. Технологические линии 1,2);
- Установка 361.Экспортный газопровод сырого газа 1ВСМА (УКПГ);
- Установка 321. Очистка СУГ (УКПГ. Технологические линии 1,2);
- Установка 221. Резервуары хранения и насосная СУГ (УКПГ);
- Установка 190. Экспортный трубопровод СУГ (УКПГ);
- Установка 330. Удаление кислых газов (УКПГ. Технологические линии 1,2);
- Установка 331. Установка извлечения серы. (УКПГ. Технологические линии 1,2);
- Установка 332. Установка очистки хвостовых газов (УОХГ). (УКПГ. Технологические линии 1,2);
- Установка 332. Открытый склад серы. (УКПГ);
- Установка 230. Факельная система;
- Установка 560. Система пластовой воды. Установка нейтрализации отработанного каустика" (УНОК);
- Установка 600. Система получения азота;
- Установка 420. Система топливного газа

На объектах УКПНИГ Наземного комплекса наращивание добычи нефти до уровня 450 тыс. баррелей нефти в сутки обеспечивается за счет:

- существующих резервных мощностей действующего оборудования трех технологических линий по комплексной подготовки нефти (Установка 200. Установка сепарации нефти и Установка 210. Установка подготовки сырой нефти) с проектной производительностью 165 тыс. барр. нефти /сут. на каждой при суммарной производительности трех линий, обеспечивающих полную стабилизацию нефти объемом 495 тыс. барр. нефти /сут., см. выше Табл. 1.3.2.1-1;
- существующих проектных мощностей настоящих объектов инженерного обеспечения, ранее предусмотренными Проектами обустройства в период освоения месторождения Кашаган на этапе Опытно-промышленной разработки (ОПР), когда максимальный уровень добычи предусматривался до 370 тыс. баррелей нефти в сутки и штатный режим инженерных систем, как и технологических установок УКПНИГ, на период ОПР были задействованы их проектные мощности не с полной их загрузкой;
- ввода на Морском комплексе в эксплуатацию двух технологических линий модернизированных компрессоров обратной закачки сырого газа (ЗСГ) по Проекту RGI Upgrade и реализации на Наземном комплексе Проекта 1BCMA по экспорту дополнительно добытого газа на газоперерабатывающий завод третьей стороны мощностью до 1 млрд. м3 /год, снимающие технологические ограничения с последующим задействованием резервных мощностей существующих сооружений ОПР при наращивании добычи нефти.
- осуществления дополнительных изменений и модификаций по УУМ на объектах УКПНИГ, которые и стали предметом рассмотрения в данном проекте.

Состав изменений и модификаций (PCN's и eMOC's) по устранению узких мест и по дополнительным оптимизациям и модернизациям отдельных объектов производственного комплекса по внедрению лучших практик, по которым приняты проектные решения в технологическом разделе, представлен ниже в Табл. 1.4.2-1.

Таблица 1.4.1-1. Состав изменений и модификаций (PCN's и eMOC's) по устранению узких мест и по внедрению лучших практик на Наземного комплекса (УКПНИГ)

№№ п/п	№ PCN/eMoC	Наименование	Примечание
1	2	3	4
Объекты (deboltnecking) (расшивки узких мест) и модификаций на УКПНИГ, обеспечивающие расширение мощности до 450 тыс. барр. н./сутки			
	УКПН. Технологические линии 1,2,3		
1	PCN 18027	Установка 210. Удаление воды с рефлюксной емкости фракционной колонны.	
2	PCN 20037	Установка 210. Колонна стабилизатора сырой нефти / Удаление воды с колонны стабилизации нефти. (Повышение эффективности колонн стабилизации нефти Установки 210)»	
3	PCN 22007	Установка 360. Проект защиты от избыточного давления компрессора ГМИ	
	Системы инженерного обеспечения		
4	PCN 18032	Установка 520. Рециркуляция Воды УОХГ. Долговременное Решение	
	УКПГ. Технологические линии 1,2		
5	PCN 18042 Замена внутренних устройств	Установка 300. Сепараторов A1-300-VN-101/201	
6		Установка 310. Сепараторов A1-310-VN-101/201	
7		Установка 320. Деэтанайзеров A1-320-VA-104/204	
8		Установка 340. Сепаратора A1-340-VN-101/201	
9	eMoC 23951	Установка 330. Замена набивки абсорбера A1-330-VJ-103/203	

№№ п/п	№ PCN/еМоС	Наименование	Примечание
1	2	3	4
10	еМоС 24319	Установка 321. Очистка СУГ. Замена клапанов-регуляторов 3211-FCV-206 и 3212-FCV-206	
11	еМоС 22085	Установка 332. УОХГ. Замена существующего клапана регулирования расхода на более крупный клапан регулирования расхода/	
12	еМоС 22371	Установка 331 Извлечение серы. Замена регулирующего клапана А1-3311/2-FCV-013А/В на более производительный с обратной связью по положению	
13	PR 20108	Установка 361. Экспортный газопровод сырого газа 1ВСМА КР-2022 (подключения)	
Объекты внедрения лучших практик (дополнительных оптимизаций и модернизаций, непосредственно не связанных с повышением производительности до 450 тыс. барр./сутки)			
	УКПГ. Технологические линии 1, 2		
14	PCN 17011	Установка 330. Реконструкция установки фильтрации амина. Дополнительные фильтры. (повышение эффективности ДЭА)	
15	еМоС 26126	Установка 330. Избыточное давление в емкости испарителя амина из абсорбера амина линии 1. Постоянное решение.	
16	еМоС 26137	Установка 330. Избыточное давление в емкости испарителя амина из абсорбера амина линии 2. Постоянное решение.	
17	еМОС 24624 / 25338 / 26027 / 26094 / 26111 / 2636	Открытый склад серы. Комовая сера. Механизированная экскаваторная разработка серных блоков	
	Проект экспорта СУГ		
18	PR 20109	Проект экспорта СУГ (подключения)	
19	еМоС 23247	Система ПИГ 5 новых дополнительных детекторов ПИГ. Северная внеплощадочная зона. Участок СУГ	
20	PR 20109	Модификации термического окислителя с переводом существующих установок с работы на СУГ на работу на двух видах топлива (СУГ и ТГ):	
21	еМоС 20099	Модификации термического окислителя, А1-332-FJ-101/201 Предотвращение вибрации корректировкой рабочего температурного режима	
22	PCN 23003	Установка 332. Подключения для охлаждения водопоглощающая колонна А1-332-VE-101/201 и контактора МДЭА А1-332-VJ-101/201	
23	PCN 22014	Замена линии отходящего газа установки Мерох и КО сепаратора меркаптанов из углеродистой стали на КСС	
24	еМоС 26038	Установка 320. Установка пластинчатого теплообменника выравнивания температур парового конденсата с ребойлеров деэтанизатора и СУГ – А1-320-VN-101 и А1-320-VN-104.	Марка ОВ и К
	УКПНИГ		

№№ п/п	№ PCN/еМоС	Наименование	Примечание
1	2	3	4
		УКПН. Технологические линии 1, 2	
25	еМоС 25640	Установка 560. Установка нейтрализации отработанного каустика (УНОК)	
26	PR15021	Установка 230 Факельная система. Модификация линии амина - каплеотбойные сепараторы в рамках кластера пластовых вод	
27	PCN 23003	Установка 220 Подключения для охлаждения товарной нефти	
28	PCN 21025	Установка 230. Внедрение АEMS. Установка АНАЛИЗАТОРА на Факеле	
		Установка 332.. Внедрение АEMS. Установка АНАЛИЗАТОРА на термическом окислителе	
29	еМоС 25599	Эксплуатация УКПНиг без входного газосепаратора, но с ОЗГ 1 и 2.	
30	PCN 21017	Взрывоустойчивые модульные здания для укрытия операторов (BRM)	

Ниже представлены принципиальные технологические проектные решения по основным значимым изменениям и модификациям (PCN's и еМОС's). Более детальное описание технологических решений по модификация и в полном их составе представлены в Разделе ТХ.

1.4.2.1. Проектные решения по PCN 18027. Установки 210. Удаление воды с рефлюксной емкости фракционной колонны

Существующая проблема заключается в том, что во время эксплуатации ручная система слива не работала должным образом из-за отсутствия эффективного разделения воды в дефлегматорах и не надлежащего контроля межфазного уровня во время операции слива. Периодическое ручное дренирование приводило к попаданию легкой нефти в систему коллектора факела НД через закрытую дренажную систему. Это вызывало выброс дыма черного цвета на факеле.

Также было выявлено, что на установках Мегох образуется избыток отработанного каустика даже при низкой производительности, что приводит к перегрузке существующей установки обработки отработанного каустика и препятствует наращиванию добычи нефти. В ходе определения первопричины было обнаружено, что основными источниками избыточного отработанного каустика являются вода и H_2S , уносимые нефтью из емкостей орошения нафтаотгонной колонны на установку Мегох.

Целью модификации PCN 18027 для емкости орошения 210-VA-101/201/301 является разработка эффективного средства отделения воды от углеводородов и автоматического слива ее в закрытую дренажную систему. Это уменьшит количество отработанного каустика, полученного из воды, уносимой в нафта-продукте, в установках Мегох, а также вероятность неожиданного отключения установок Мегох, что приведет к значительным потерям линии добычи нефти из-за блокировки в установках Мегох.

Растворенная вода в кубовом остатке колонны стабилизации сырой нефти становится свободной и растворенной водой в нефти в емкости орошения 210-VA-101/201/301. Чтобы устранить присутствие свободной воды в нефти, ее отделяют от нефти, пропуская через новый пакет коагулятора с натяжным кольцом в емкости орошения 210-VA-101/201/301. После того, как свободная вода будет слита из флегмового барабана, поток нефти поступающий в установку Мегох. Слив осуществляется автоматически, без ручного вмешательства.

Принятая в модификации PCN 18027 система автоматического контроля межфазного уровня в дефлегматоре в режиме включения/выключения с помощью нового регулирующего клапана для поддержания уровня накапливаемой свободной воды между высоким уровнем границы раздела жидких фаз и низким уровнем границы раздела жидких фаз максимально и надежно обеспечивает предотвращение проникновения свободной воды в низ по потоку нефти для дальнейшей ее демеркаптанзации, что снимает значительные технологические издержки на данной операции.

Принципиальная аппаратурная схема модификации по удалению воды с рефлюксной емкости фракционной колонны представлена на Рис. 1.4.2-1.

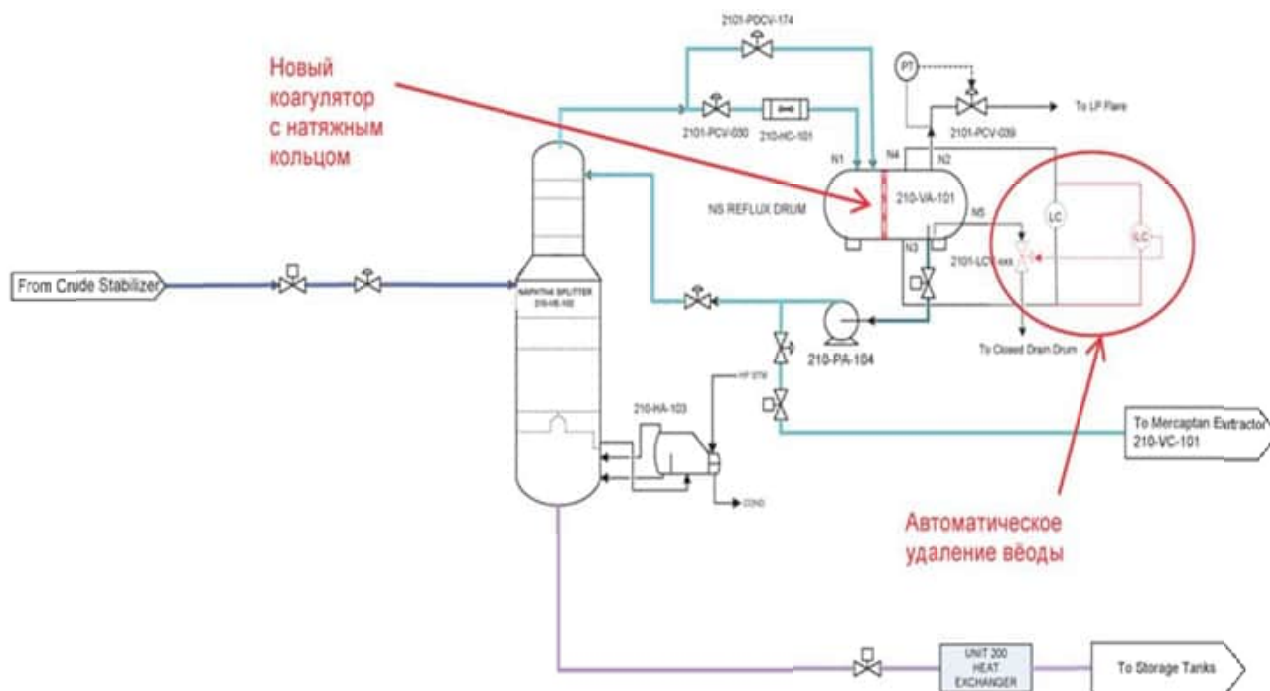


Рисунок 1.4.2-1 Принципиальная аппаратурная схема модификации по удалению воды с рефлюксной емкости фракционной колонны

Согласно паспорту процесса KE01-A1-210-PO-R-TD-0026-000-PR18027 ожидаемый расход воды составляет 626 кг/ч при 156 584 кг/ч или 500 тыс. баррелей нефти в сутки.

По итогу модификации общее количество воды, унесенной с кубовым потоком нефти колонны стабилизации 210-VE-101/201/301 в нафтаотгонную колонну 210-VE-102/202/302, будет выходить из нафтаотгонной колонны с перераспределением по следующим потокам:

- с кубовым остатком нафтаотгонной колонны в виде растворенной воды (в допустимых пределах для товарной нефти);
- с нефтью, при нарушении режима, в виде растворенной и свободной воды из емкости орошения на установку Мerox;
- свободная вода при регламентном режиме работы из емкости орошения будет сливаться в емкость закрытой дренажной системы в автоматическом режиме под управлением датчика раздела уровня фаз 2101/2102/2103-LT-019. По сигналу верхнего уровня датчика контроля уровня раздела фаз клапан контроля уровня воды 2101/2102/2103-LCV-019 будет открываться для слива воды, а по сигналу нижнего уровня – закрываться.

1.4.2.2. PCN 20037. Повышение эффективности колонн стабилизации нефти Установки 210. Замена внутренних компонентов из углеродистой стали на КСС

Изменения и модификации, PCN 20037 «Удаление воды с колонны стабилизации нефти Установки 210 (Повышение эффективности колонн стабилизации нефти Установки 210)», относится к модификациям, где проектные решения направлены на улучшение технологического процесса стабилизации нефти путем замены внутренних устройств колонн стабилизации с учетом одновременного увеличения добычи нефти на м/р Кашаган до номинального показателя 495 тыс. барр нефти/сут, т.е. до максимального расчетного показателя производительности трех технологических линий (3х165 тыс. барр./сут.) по подготовке нефти, заложенному ранее в утвержденные проекты на период ОПР.

Необходимость осуществления модификации вызвана возникновением следующей проблемы. Не смотря на проектную производительность технологических линий по подготовке нефти, каждая из которых рассчитана на 165 тыс. барр./сут., согласно данным [11] при достижении расходов выше 140 тыс. баррелей в сутки наблюдается унос жидкости в головной погон и скапливание ее во всасывающем патрубке барабанов компрессоров мгновенного испарения. Также наблюдается плохая эффективность отпарки H₂S (низкая эффективность отпарной тарелки), что, как следствие, приводит к прорыву H₂S в

разделитель нефти с соответствующими проблемами целостности оборудования ниже по потоку, а также к увеличению расхода щелочи на MEROX. Более детально эти проблемы заключаются в следующем:

- Перенос избыточной жидкости с потоком верхнего погона колонны стабилизации (признаки затопления и/или уноса) ниже по потоку, во входной газосепаратор компрессора газа мгновенного испарения, что приводит к отключению компрессора при уровне жидкости аварийно высокому уровню. Это несмотря на то, что дизайн ниже накладные расходы. И это несмотря на более низкие, чем проектные входные потоки нефти в колонны стабилизации.
- Содержание H_2S в кубовом погоне колонн стабилизации значительно превышает расчетное значение. Расчетное содержание H_2S составляет 1 ч./млн., фактическое - до 50 ч./млн. Расчетное содержание свободной воды принято 5 частей на миллион по массе, фактическое содержание от 50 до 300 частей на миллион по массе.
- Низкий показатель упругости паров нефти по Рейду (RVP) в кубовом продукте (унос C_5+ с газом верхнего погона) и соответствующее высокое содержание СУГ/меркаптанов поступает на установку MEROX на очистку СУГ от меркаптанов.
- Несмотря на то, что проектная производительность может быть достигнута, степень разделения при этом снижается, что приводит к более высокому проскоку H_2S и коррозии в верхнем погоне нафтаотгонной колонне, а высокое содержание солей приводит к коррозии и повышенному расходу щелочи на установке MEROX.

Принципиальная аппаратурная схема блока стабилизации сырой нефти представлена ниже на Рис. 1.4.2-2

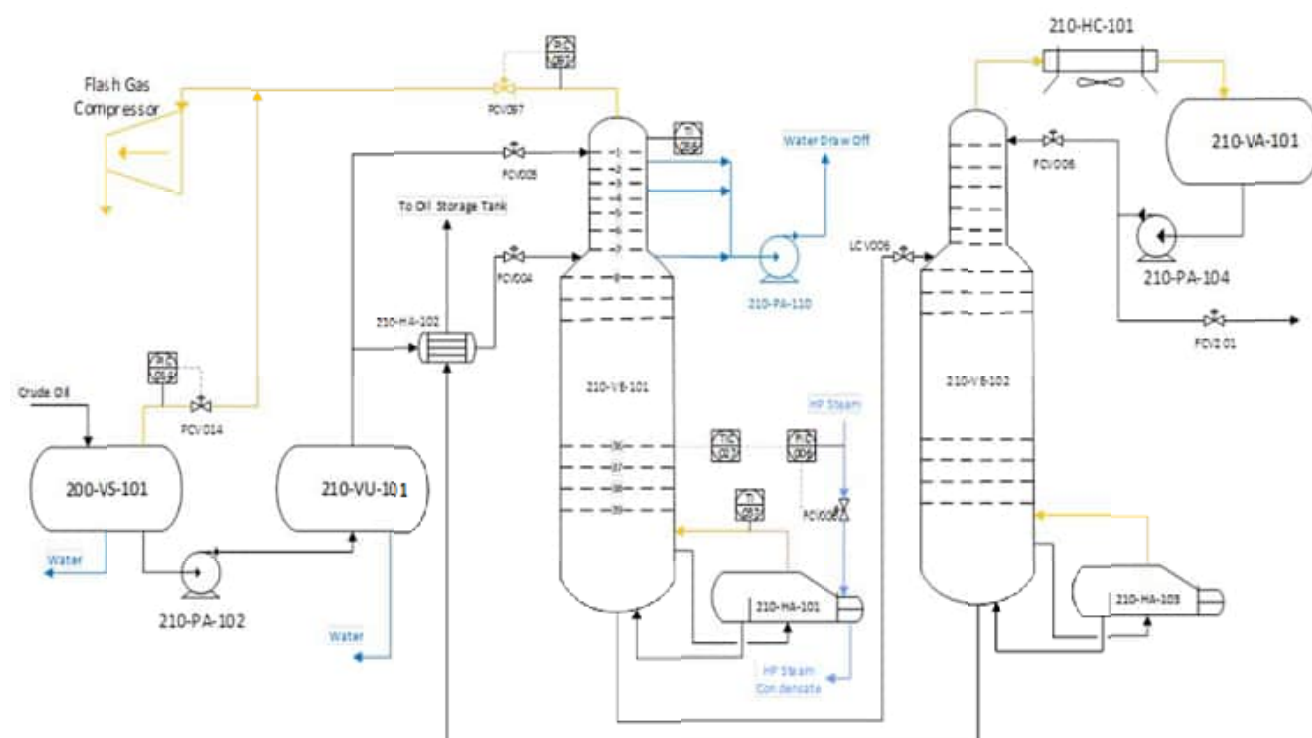


Рисунок 1.4.2-2. Принципиальная аппаратурная схема блока стабилизации сырой нефти

Отвод воды из колонны стабилизации осуществляется из верхней ее секции, через существующие водоразборные лотки, расположенные под тарелками 1, 3 и 7, как показано ниже на Рис. 1.4.2-3. Новые водоразборные тарелки должны отводить более 90 % свободной воды, присутствующей в верхней секции колонны грубого стабилизатора.

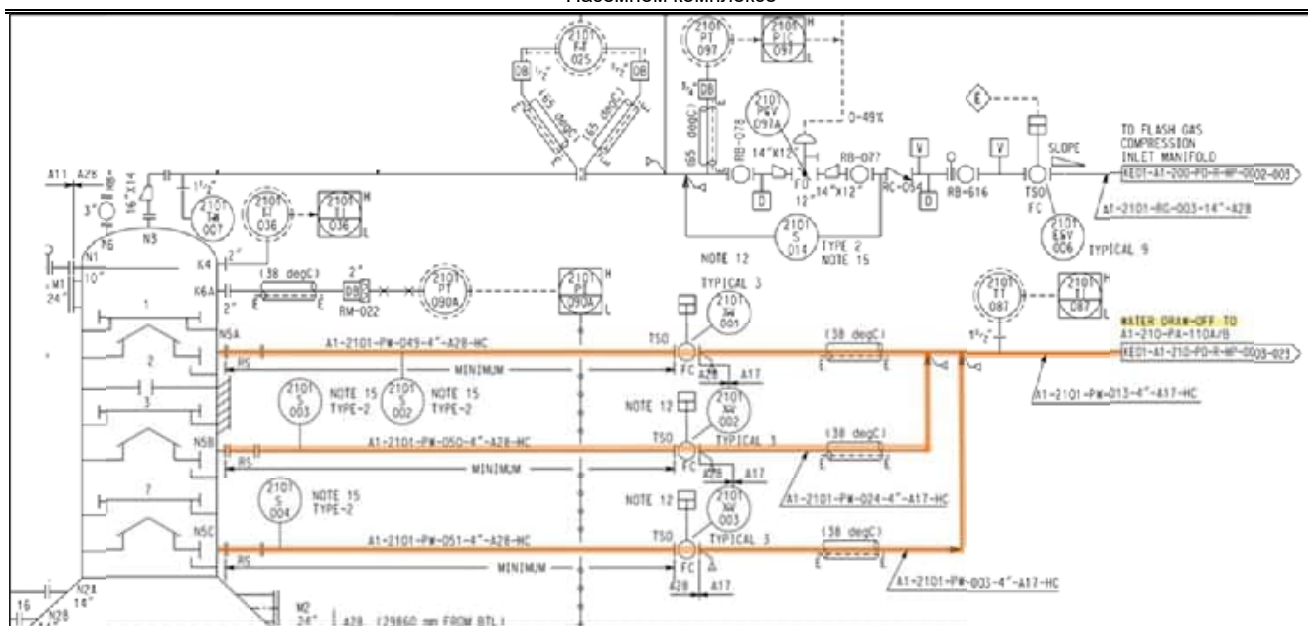


Рисунок 1.4.2-3. Места забора воды в верхней секции колонны стабилизации

Одновременной целью модификации PCN 20037 также является достижение гарантированной проектной производительности УКПН в устойчивом режиме с показателем 450 тысяч баррелей товарной нефти в сутки при неперменном выдерживании следующих режимных параметров на колонне:

- Низкое содержание H₂S и свободной воды в кубовом продукте <1 ч./млн. по массе и <5 ч./млн. по массе, соответственно;
- Давление насыщенных паров нефти по Рейду - от 45 до 48 кПа;
- Снижение риска коррозии в ребойлере стабилизатора сырой нефти, в верхней системе нафтаотгонной колонны и в оборудовании установки MEROX - очистки нафты от меркаптанов;
- Наличие H₂S и содержания воды в соответствии с проектом, чтобы снизить расход щелочи на установке MEROX и OPEX.

Для предотвращения выше отмеченных проблем и выхода на стабильную повышенную производительность с заданными проектными качественными показателями модификацией PCN 20037 предусматривается полная замена существующих внутренних/внутрекорпусных устройств стабилизационных колонн, ранее изготовленных и поставленных совместно с самими колоннами Компанией «KNM PROCESS SYSTEM SDN BHD» (Малайзия) [57] на промышленную площадку УКПНИГ в 2006 году.

Компания разработчик и поставщик вновь устанавливаемых в колонны внутренних устройств – Компания «Koch-Glitsch» (Италия).

Состав вновь устанавливаемых внутренних устройств представлен ниже в таблице.

Таблица 1.4 2-2. Состав вновь устанавливаемых внутренних устройств Компании «Koch-Glitsch»

№№ п/п	Название внутреннего устройства, принимаемое на замену	Кол- во	Примечания
1	3	4	5
	Туманоуловитель FLEXICHEVRON	1x3	
	Корпус туманоуловителя	1x3	
	Труба подающая N1 (верхняя секция)	1x3	
	2-х поточные клапанные тарелки компании Koch-Glitsch (Италия) - SUPERFRAC®, высокоэффективные с высокой производительностью (верхняя секция), где:	7x3	
	тарелки №№ 1-7 оснащены клапанами семейства клапанов MINIVALVE® в фиксированном исполнении направленного		

№№ п/п	Название внутреннего устройства, принимаемое на замену	Кол- во	Примечания
1	3	4	5
	действия, тапа VG-0		
	Коллектор газа	3х3	
	Труба питающая N2A-B (секция питания / эвапорационное пространство)	2х3	
	4-х поточные клапанные тарелки компании Koch-Glitsch (Италия) - Клапанные тарелки FLEXITRAY® (нижняя секция), где:	32х3	
	тарелки №№ 8-33 оснащены полноразмерными цельными клапанами, тапа А		
	тарелки №№ 34-39 оснащены клапанами семейства клапанов MINIVALVE® в фиксированном исполнении направленного действия, тапа VG-0		

1.4.2.2.1. Требования к режимным показателям процесса стабилизации по результатам реализации модификации

Требования к показателям продукта кубового продукта колонны (стабилизированная нефть) и верхнего погона (ГМИ) для всех рассматриваемых случаев должны быть не ниже, приведенных ниже в таблицах 1.4.2.-3 и 1.4.2-4

Таблица 1.4.2.-3. Требования к показателям стабилизированной нефти

Показатель	Мин.	Макс
1	2	3
Давление насыщенных паров стабилизированной нефти по Рейду, кПа	45	48
Содержание свободной воды, ч./млн. масс.	-	<1
Содержание H ₂ S, ч/млн. масс.	-	<1

Таблица 1.4.2.-4. Требования к показателям Газа Мгновенного Испарения колонны стабилизации нефти

Показатель	Мин.	Макс
1	2	3
Эффективность удаления жидкости, %	Прим. 1	-
Верхняя температура на выходе, °С	57	67
C5+ в верхнем погоне колонны, мольн. %	-	7.7
Примечание: 1. Поставщик должен продемонстрировать, что содержание жидкости в верхнем выпускном потоке соответствует отраслевой практике		

Материал конструкций новых внутренних устройств колонн стабилизации должен быть устойчивым в коррозионных средах, обеспечивающим требуемый срок службы в 30 лет. Материал конструкций новых внутренних устройств должен отвечать требованиям СТ РК ИСО 15156-1-2011 «Промышленность нефтяная и газовая. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при нефте- и газодобыче. Часть 1. Общие принципы выбора трещиностойких материалов» и стандарту NACE MR0175 «Стандартные технические требования к материалам. Устойчивые к растрескиванию под действием напряжений в сульфидсодержащей среде металлические материалы, предназначенные для нефтепромыслового оборудования».

Замена внутренних устройств в колоннах стабилизации нефти должна выполняться без сварочных работ внутри колонн. Новые внутренние устройства должны монтироваться на болтовых соединениях и с использованием существующих опорных конструкций для внутренних устройств.

Поставщик внутренних устройств колонн стабилизации нефти должен выполнить технологические и прочностные расчеты выбранных типов устройств (входные распределители потока, тарелки и т.д.) для 13 вариантов загрузки колонн с параметрами следующих показателей: объем входного потока, соотношение холодного и горячего входных потоков, варианты зима/лето, температура входного потока. Варианты приведены в таблицах 4 ÷ 16 документа KE01-A1-220-AK-R-RB-0001-000-PR20037.

Детальные технические характеристики вновь устанавливаемых внутренних устройств колонны стабилизации с их сопоставительным анализом современных устройств прославлены в Отчете «Анализа существующей документации по произведенным изменениям PCN 20037. Удаление воды из колонны стабилизации нефти. Установка 210 (Повышение эффективности колонн стабилизации нефти Установки 210)» (KE01-A1-210-C5-A-RE-0001-000-PR20037), выполненному ТОО «CASPIAN ENGINEERING & RESEARCH» согласно контракту № UI 165076 / 75 от 30.12.2022г.

1.4.2.3. PCN 22007. Установка 360. Проект защиты от избыточного давления компрессора ГМИ

Установка 360 «Компримирования газа мгновенного испарения» (ГМИ) наземного комплекса УКПНиГ предназначена для компримирования газа, поступающего с Установок 200/210, а также компримирования небольшого потока газа, поступающего из десорбера насыщенного амина 330-VJ-103/203/303 до давления, позволяющего подать его на входные сооружения Установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

Установка состоит из четырех линий компримирования, из которых три в работе и одна в резерве. Состав каждой линии компримирования одинаков

Каждая линия компримирования ГМИ подает газ под давлением около 68 бар изб. в сборный коллектор. Максимальная производительность составляет около 60 000 см³/ч.

На рисунке 1.4.2.-4 приведена существующая схема линии 1 установки ГМИ.

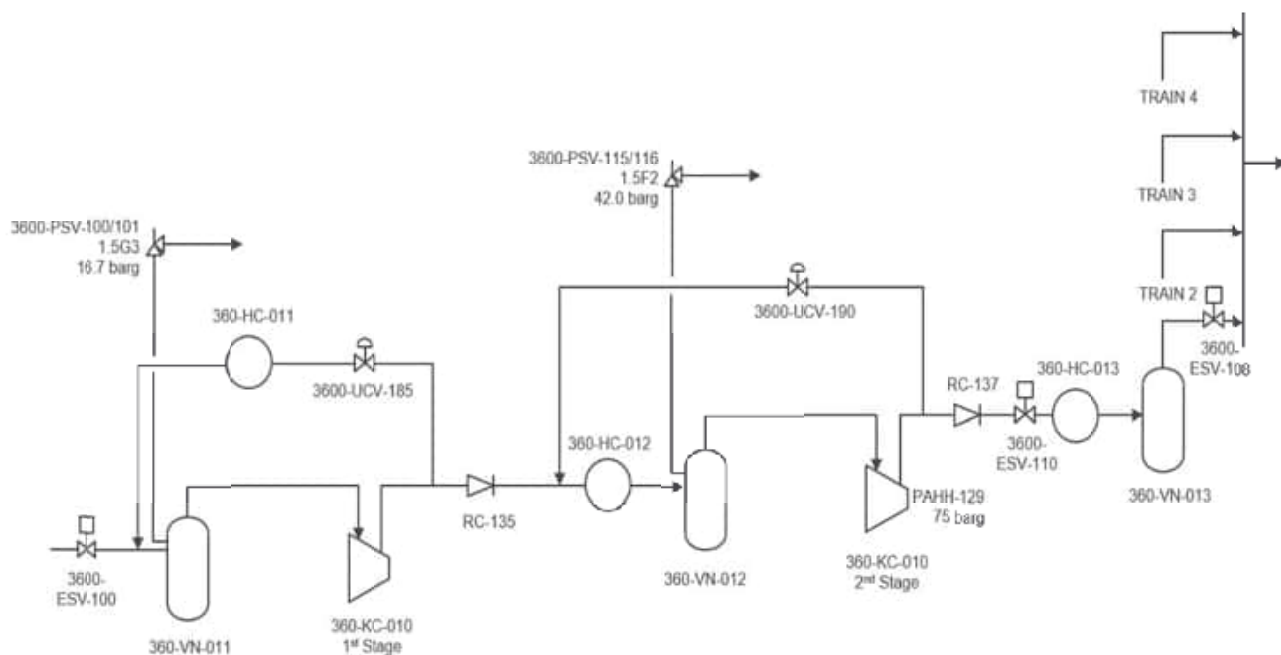


Рисунок 1.4.2-4. Существующая схема линии 1 Установки 360 ГМИ

Опыт эксплуатации периода ОНР и проведенные дополнительные исследования компаниями TKJV, Atkins, а также динамические исследования Shell в условиях наращивания добычи нефти до 450 тыс. барр. нефти в сутки и с соответствующим увеличением объема сырого газа, поступающего на компрессора ГМИ, выявили следующие проблемные вопросы и риски:

- Технико-экономическое обоснование в компании NCOC определили, что обратный поток из нагнетательного коллектора во время остановки компрессора является вероятным сценарием возникновения избыточного давления. При этом в результате дополнительно выяснилось, что PSV 1-й и 2-й ступеней на сепараторах ГМИ имеют недостаточный размер;

- Динамические исследования также показали, что если на нагнетании компрессора не установлен дополнительный обратный клапан, то возникает вероятность риска обратного потока в результате чего общее давление сжатия может превысить расчетное давление всасывающего бака 1-й ступени на 12% и 20% при нормальных и максимальных условиях, соответственно, если не установлен дополнительный межступенчатый обратный клапан отличного от существующего типа;
- Исследование ТКJV выявило, что существующий входной трубопровод PSV недостаточного размера, который необходимо заменить на трубопровод большего размера;
- Наконец, было выявлено отсутствие запорных клапанов для обслуживания выпускных клапанов ESD (360-ESV-X08), что в результате вызвало в рамках данного проекта установить дополнительные ручные запорные клапаны.

Для устранения выше отмеченных выявленных недостатков модификацией PCN 22007 предусмотрен следующий объем проектных решений:

- В качестве дополнительных барьеров безопасности от превышения давления во входных сепараторах по сценарию обратного потока из общего нагнетательного коллектора в отключенную компрессорную линию принято:
 - Установка дополнительного, нового 12-дюймового обратного клапана (NRV) типа, отличного от существующего обратного клапана, из углеродистой стали (малые перепады давления) B11 на трубопроводе нагнетания 1-й ступени компримирования;
 - Установка дополнительного, нового 8-дюймового обратного клапана (NRV) типа, отличного от существующего обратного клапана, из углеродистой стали (низкие перепады давления), из материала класса C11 на нагнетательном трубопроводе 2-й ступени компримирования;
- На входном газосепараторе первой ступени 360-VN-011/021/031/041 заменены существующие предохранительные клапаны 3600-PSV-100/101/200/201/300/301/400/401 на клапан большего размера – 1,5G3 на 4L6. Тип PSV должен быть со сбалансированным сильфоном.
- Разрывные мембраны 3600-PSE-130/131, 3600-PSE-230/231, 3600-PSE-330/331, 3600-PSE-430/431, установленные перед предохранительными клапанами сепараторов первой ступени компримирования, заменены на разрывные мембраны большего размера, с 1,5" на 4", материал мембран – класс A11;
- Входные трубопроводы на предохранительные клапаны сепараторов 360-VN-011/021/031/041 1-й ступени компримирования заменены на трубопроводы большего размера с 3" и 1,5" на 6" и 4", материал трубопроводов класса A11;
- На входном газосепараторе второй ступени 360-VN-012/022/032/042 заменены существующие предохранительные клапаны 3600-PSV-115/116/215/216/315/316/415/416 на клапан большего размера – 1,5F2 на 2H3. Тип PSV должен быть со сбалансированным сильфоном.
- Разрывные мембраны 3600-PSE-138/139, 3600-PSE-238/239, 3600-PSE-380/339, 3600-PSE-438/439, установленные перед предохранительными клапанами сепараторов второй ступени компримирования, заменены на разрывные мембраны большего размера - с 1,5" на 2", материал мембран – класс A11;
- Входные трубопроводы на предохранительные клапаны сепараторов 360-VN-012/022/032/042 2-й ступени компримирования заменены на трубопроводы большего размера с 1,5" и 2" на 2" и 3" соответственно. Материал трубопроводов - класс A11;
- При остановке на техническое обслуживание одной из линий компримирования отсутствует возможность обслуживания 10" клапанов аварийного останова 3600-ESV-108/208/308/408. Для устранения этого недостатка клапаны аварийного останова демонтируются и переносятся в новое положение - выше по потоку за существующий запорный клапан RB-161/165/167/784. На нагнетательных линиях компрессоров перед врезкой в сборный коллектор компримированного ГМИ устанавливается дополнительный запорный клапан RB-1001/1004/1007/1010. Таким образом, организован двойной блок запорной арматуры, являющийся дополнительным барьером безопасности.

Принципиальная схема линии компрессоров ГМИ с выполненными модификациями представлена ниже на Рис. 1.4.2-5.

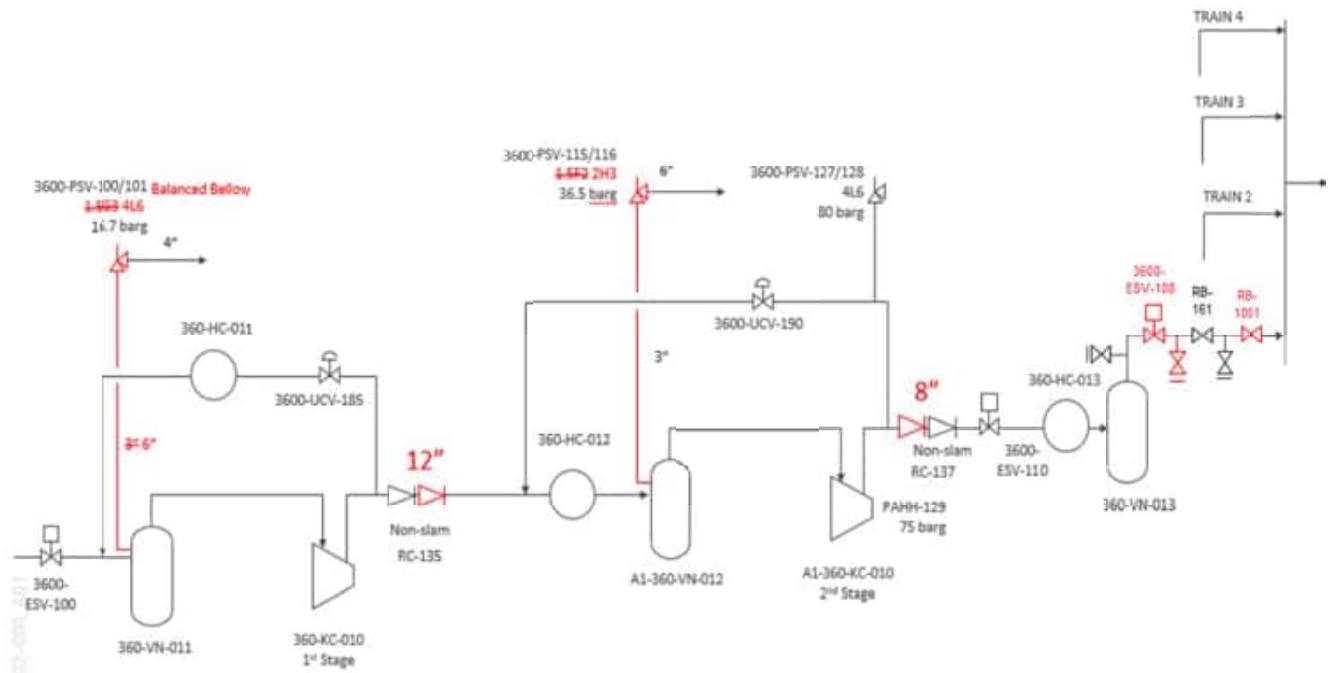


Рисунок 1.4.2-5. Схема модернизации линии 1 установки ГМИ.

1.4.2.4. PCN 18032. Постоянная рециркуляция воды Установки очистки хвостовых газов (УОХГ) Установки 332

Целью для модификации PCN 18032 данного проекта является повторное использования кислой воды, получаемой с Установки очистки хвостовых газов (УОХГ), более чем на 70% воды, чтобы свести к минимуму забор воды из трубопровода «Астрахань» и сократить объем сброса воды в пруд-испаритель (ПРЖТО), но только на постоянной и долгосрочной основе, когда оборудование схемы рециркуляции является активом НКОК.

Реализация настоящего PCN 18032 осуществляется взамен ранее запроектированного объекта в составе проекта, «Проект обустройства объектов опытно-промышленной разработки м/р Кашаган. Наземный комплекс. УКПНИГ. Модернизация» (Заключение ГЭ_№ 01-0007-21 от 12.01.2021г), где согласно модификации PR15025 перевод воды установки очистки хвостовых газов в техническую воду решался в рамках проекта «кластера пластовых вод» с размещением блок-модулей дуплексных фильтров, АВО и КТП 10/0,4кВ Установки 520 по временной схеме.

Утилизация воды установки очистки хвостовых газов (УОХГ) в техническую воду по временной схеме представлена также ниже на Рис. 142-7 (линии выделены синим цветом). Вода из УОХГ поступала в резервуар 560-ТА-002, откуда насосом откачивалась в отпарную колонну 560-VJ-001. Отпаренная от сероводорода вода насосом 560-РА-004А/В подавалась через теплообменник 560-НА-001 и далее по временной схеме через двойные фильтры 520-ZL-001А/В и воздушный охладитель 520-НС-001А/В/С/Д и конечном итоге, в резервуар пожарной технической воды 520-ТА-0001.

Настоящим проектом предусматривается аналогичные проектные решения как и по временной схеме утилизации воды установки очистки хвостовых газов (УОХГ) в техническую воду, но только по схеме постоянной рециркуляции воды Установки очистки хвостовых газов, приведенной на рисунке 1.4 2-7 (линии выделены красным цветом). Аппаратурные решения по данной модификации приняты аналогичными ранее реализованными.

Вода с УОХГ (Установка 332) представляет собой относительно чистую кислую воду, незначительно загрязненную легкими углеводородами, H_2S и другими компонентами.

Технология ее подготовки для дальнейшего использования заключается в ниже приведенном процессе.

Вода из УОХГ через дегазатор кислой воды 333-VN-101 собирается в резервуаре питательной воды 560-ТА-002, откуда направляется в отпарную колонну отпарки кислой воды 560-VJ-001 для удаления H_2S и CO_2 . Испарение газа осуществляется за счет разницы температур между верхом и низом колонны. Кислая вода нагревается до $124^{\circ}C$ в результате теплообмена с отходящим горячим потоком отпаренной воды с низа колонны в теплообменниках 560-НА-001А/В/С/Д, а затем в ОККВ при взаимодействии с паром НД. На выходе из колонны содержание сероводорода в воде установки очистки хвостовых газов

составляет менее 5 частей на миллион по массе при pH от 9 до 10. Отпарная колонна кислой воды, как правило, работает при давлении 1,7 бар изб.

Кислый газ отводится из верхней части колонны и направляется в установку извлечения серы для дальнейшей очистки.

Отпаренная вода установки очистки хвостовых газов с температурой около 124°C из нижней части колонны откачивается насосом 560-PA-004A/B через теплообменники кислой воды/отпаренной воды 560-NA-001A/B/C/D. В результате теплообмена с сырьевой водой установки очистки хвостовых газов, поступающей в отпарную колонну кислой воды, отпаренная вода установки очистки хвостовых газов охлаждается примерно до температуры 80°C. По технологическому потоку, после теплообменников, pH воды установки очистки хвостовых газов корректируется для поддержания в интервале от 6,5 до 8,5 с помощью установки дозированной подачи 10% (масс.) серной кислоты.

Вода с УОХГ может содержать некоторые твердые вещества из водопоглощающей колонны, которые могут попасть в отпарную колонну серосодержащей воды. Отпарная колонна кислой воды оборудована фильтрами 560-ZL-001A/B для улавливания большей части твердых частиц. Но некоторые из мелких твердых частиц, в основном, мелкая элементная сера, будут проходить через фильтры.

Для извлечения из воды мелких 5-микронных твердых частиц, после корректировки pH, перед АВО 520-НС-002A/B/C/D будет установлен дуплексный фильтр тонкой очистки 520-ZL-002A/ аналогичный временному двухкамерному фильтру, что был введен в эксплуатацию ранее по временной схеме.

Фильтр имеет в своем составе две фильтрующие емкости, предназначенные для удаления твердых частиц, одна из которых находится в рабочем, а другая в резервном состоянии. Каждая емкость содержит 50 съемных картриджей. Имеется возможность замены картриджей в одной емкости в то время, когда вторая находится в работе.

Schematic Drawing for PCN Permanent TGTU Water Recycle

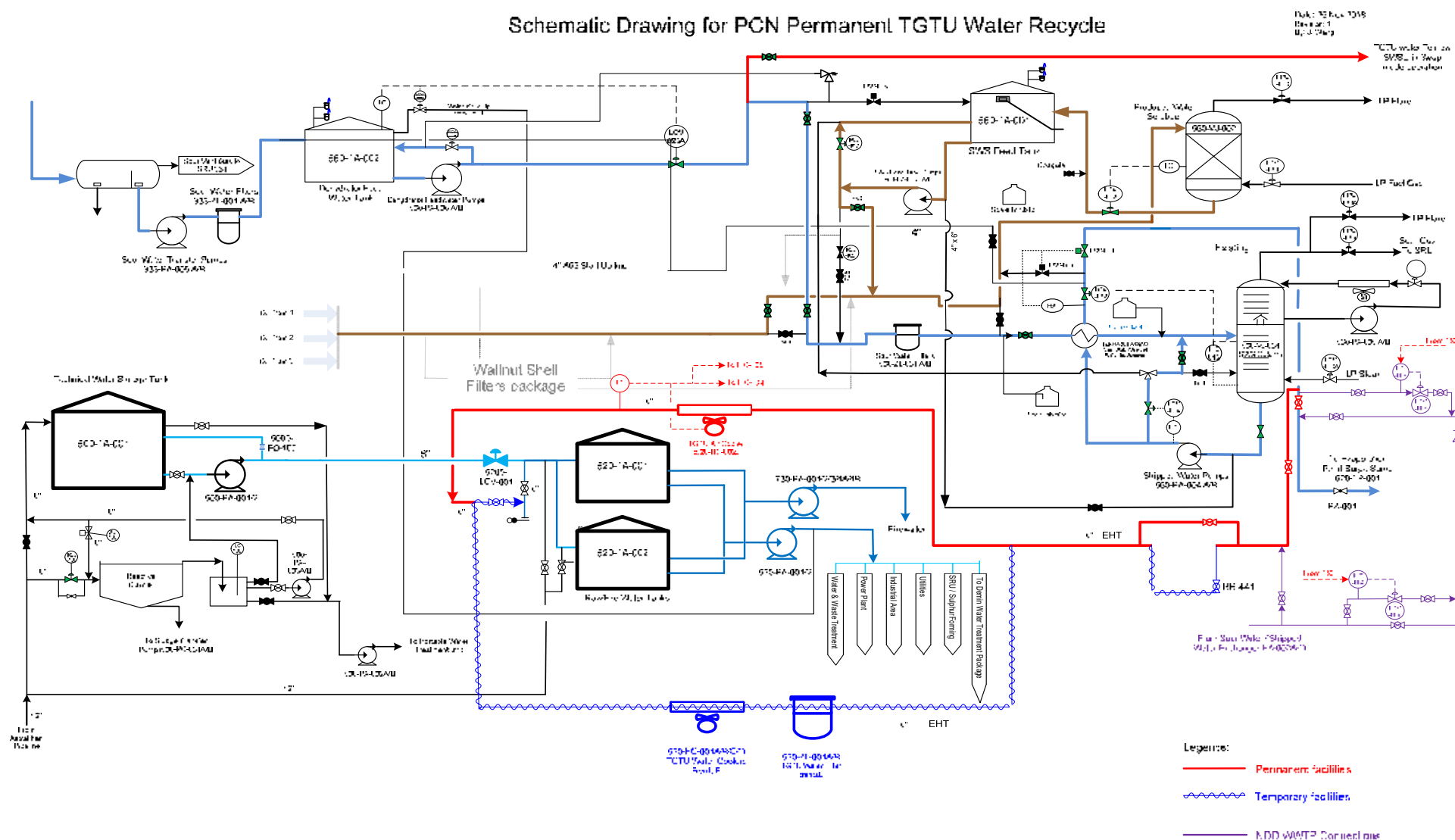


Рисунок 1.4.2.-7. Схема рециркуляции воды УОХГ с утилизацией в техническую воду

После фильтрации, вода установки очистки хвостовых газов проходит через аппараты воздушного охлаждения (АВО) воды 520-НС-002А/В/С/Д, которые представляют собой ребристые вентиляторные воздушные охладители. Новая установка АВО рассчитана на прием очищенной вода УОХГ с температурой 95°С. Таким образом, максимальная температура 95°С будет применяться при проектировании нового воздушного охладителя при эксплуатации в летний сезон.

Вода после охлаждения смешивается с очищенной водой из Установки 500 и поступает в резервуары технической/пожарной воды 520-ТА-001/2.

Расходные и качественные показатели баланса водоснабжения с использованием циркуляционной кислой воды с установки УОХГ детально представлены в разделе 1.4.7 «Водоснабжение и канализация».

1.4.2.5. PCN 18042. Механическое оборудование. U 300, U310, U320. U340. Замена внутренних устройств

Проектными изменениями и модификациями PCN 18042 «Механическое оборудование. U 300, U310, U320. U340» представлены унифицированные однотипные проектные решения по модернизации внутренних устройств с заменой существующих на более совершенные и эффективные в следующих газосепараторах:

- A1-300-VN-101/201 – Емкость кислого газа установки 300 «Установки сепарации газа»;
- A1-310-VN-101/201 – Входной газосепаратор установки 310 «Установки осушки газа»;
- A1-320-VA-104/204 – Емкость предварительного испарения установки 320 «Установки извлечения СУГ»;
- A1-340-VN-101/201 – Низкотемпературный сепаратор установки 340 «Установки контроля точки росы».

Модернизируемое оборудование является вертикальным газосепаратором сетчатого типа. Как показывает практика, основной проблемой при эксплуатации газосепараторов является унос избыточной жидкости газовой фазой в выходном потоке в оборудование ниже по потоку. Однако, как правило, эта проблема связана с режимными параметрами установок (давлением, расходом, составом газа) и их оптимизацией. Эта проблема может возникать при любом уровне добычи нефти и производительности газовых линий. Одной из типовых причин модернизаций газосепараторов, встречающихся в практике, является их недостаточная функциональная эффективность в разделении газа и сопутствующей влаги.

Перед данной модификацией ставится локальная задача - задача по повышению эффективности собственно работы газосепараторов с повышением качественных показателей разделяемых сред и тем самым устраняющая выявленные недостатки в процессе их эксплуатации в период ОНР.

Рассматриваемая модификация направлена на повышение эффективности процесса сепарации с отделением жидкой фазы, находящейся в потоке подготавливаемого и перерабатываемого попутного нефтяного газа, за счет установки следующих современных типов внутренних устройств:

- входных распределительных устройств лопастного типа;
- специальных туманоуловителей VICO-Tex (агломераторов), изготовленных из слоев металлической сетки, поставляемых фирмой «COSTACURTA S.p.A»;
- выходных коллекторов конденсата в виде профилированной опорной решетки (SSG) фирмы «Johnson Screens».

Данная комбинация модернизированных внутренних устройств, обладая высокой производительностью разделения при высокой скорости, благодаря устройствам, задействующих весь объем аппарата, и эффекту коалесценции, обеспечиваемому туманоуловителем (агломератором), и в целом, за счет синергии совместного их воздействия на операции сепарации газа, повышающей производительность собственно газосепараторов, закладывает потенциал в повышение производительности всей соответствующей установки.

Частные более детальные технические решения по каждому из модернизируемых газосепараторов установок U 300, U310, U320. U340, которые приняты в проектной документации по PCN 18042, укрупненно представлены ниже,

1.4.2.5.1. A1-300-VN-101/201. Емкость кислого газа Установки 300

Модификация емкостей кислого газа A1-300-VN-101/201 установки 300 технологических линий 100 и 200 соответственно представлена на чертежах:

- KE01-A1-P3JM01A-F01-0001-000-PR18042 - Vessels Internals Modifications. TA 2019. Vane Feed Inlet Device A1-300-VN-101 / Модификации внутренних устройств сосудов. TA 2019. Лопастное питающее устройство A1-300-VN-101;
- KE01-A1-P3JM01A-F01-0002-000-PR18042 - Vessels Internals Modifications. TA 2019. Vane Feed Inlet Device A1-300-VN-101 / Модификации внутренних устройств сосудов. TA 2019. Лопастное питающее устройство A1-300-VN-201;
- KE01-A1-P3LM01A-B01-0001-000-PR18042 - General Arrangement Drawings. Supply of Vessels Internals – Shaped Support Grids for Gas Plant Debottlenecking Project / Чертежи общего вида. Поставка внутрикорпусных устройств – профилированные опорные решетки для проекта «Расширение узких мест ГПЗ»

Модификация емкостей кислого газа заключается в демонтаже существующего внутреннего устройства распределения входного потока кислого газа и замене его на новое устройство лопатного питающего типа, а также установку «Профилированной опорной решетки» на днище емкостей кислого газа A1-300-VN-101/201.

Устройства распределения входного потока лопатного типа и «Профилированная опорная решетка» должны способствовать повышению эффективности отделения жидкости из входного потока газа.

Фрагмент чертежа конструкции питающего устройства лопатного типа емкостей кислого газа A1-300-VN-101/201 показан на рисунках 1.4.2.-8 и 1.4.2.-9.

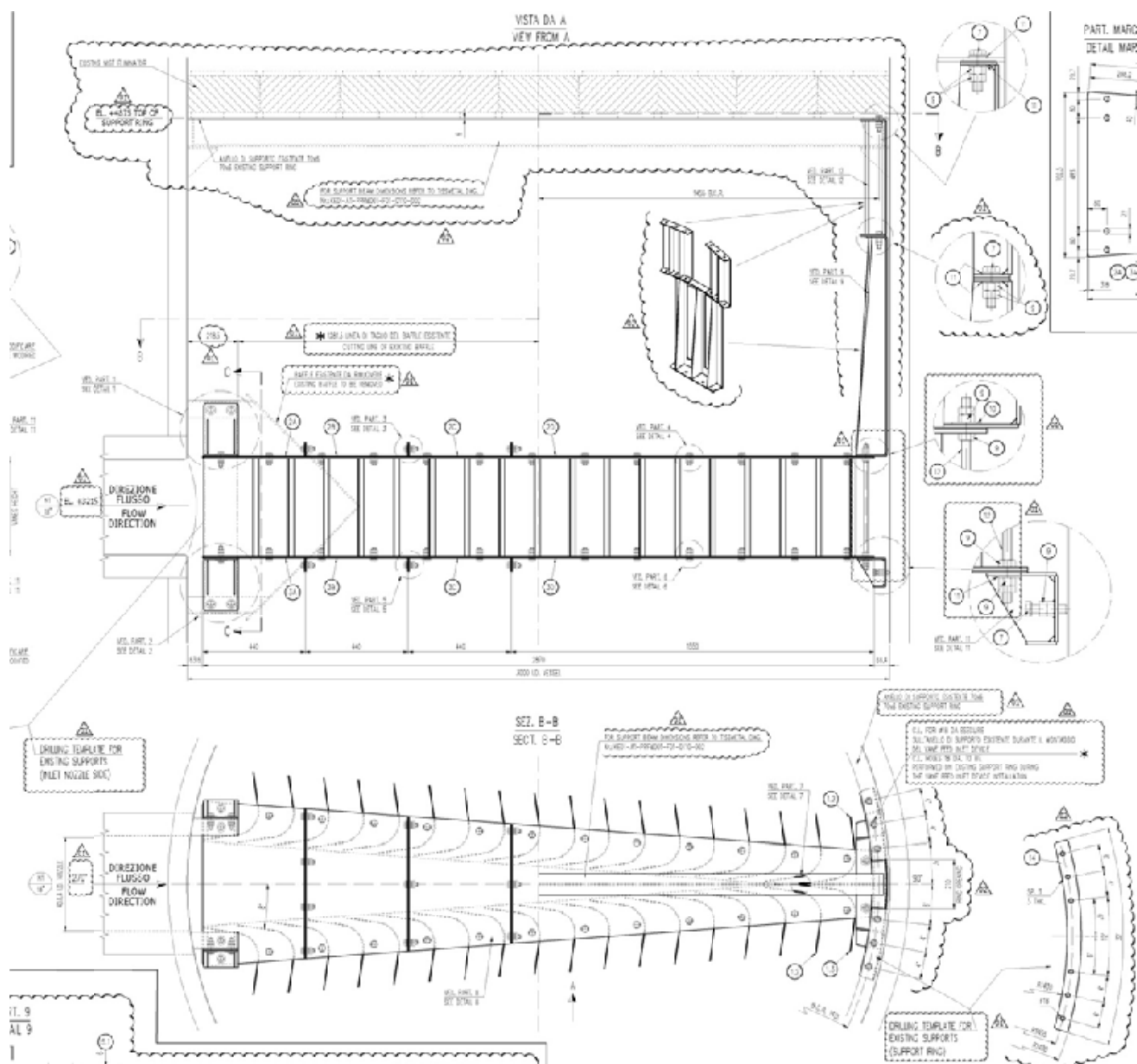


Рисунок 1.4.2.-8. Питающее устройство лопастного типа. Фрагмент чертежа KE01-A1-P3JM01A-F01-0001-000-PR18042.

Питающее устройство лопастного типа представляет собой полый короб с лопастями, установленными вместо боковых граней. Лопасты распределяют входной поток газа, рассекая на отдельные струи и меняя их направление. Это приводит к образованию крупных капель жидкости и более эффективному отделению жидкости.

Материал всех деталей конструкции питающего устройства – высоко коррозионностойкая сталь Инколой 825.

Демонтаж существующего устройства и монтаж нового выполняется на болтовых соединениях без применения огневой резки и сварки деталей.

Новая конструкция питающего устройства крепится к существующим опорным устройствам на болтовых соединениях.

Профилированная опорная решетка компании «Johnson Screens» (Shaped Support Grids - SSG) предназначена для установки в нижнюю часть резервуаров для гидрообработки или осушки газа, что обеспечивает лучший поток жидкости и газа, использование слоя, распределение и в целом более эффективный процесс [42].

Фрагмент чертежа конструкции Johnson Screens SSG для емкостей кислого газа A1-300-VN-101/201 показан на рисунке 1.4.2.-9

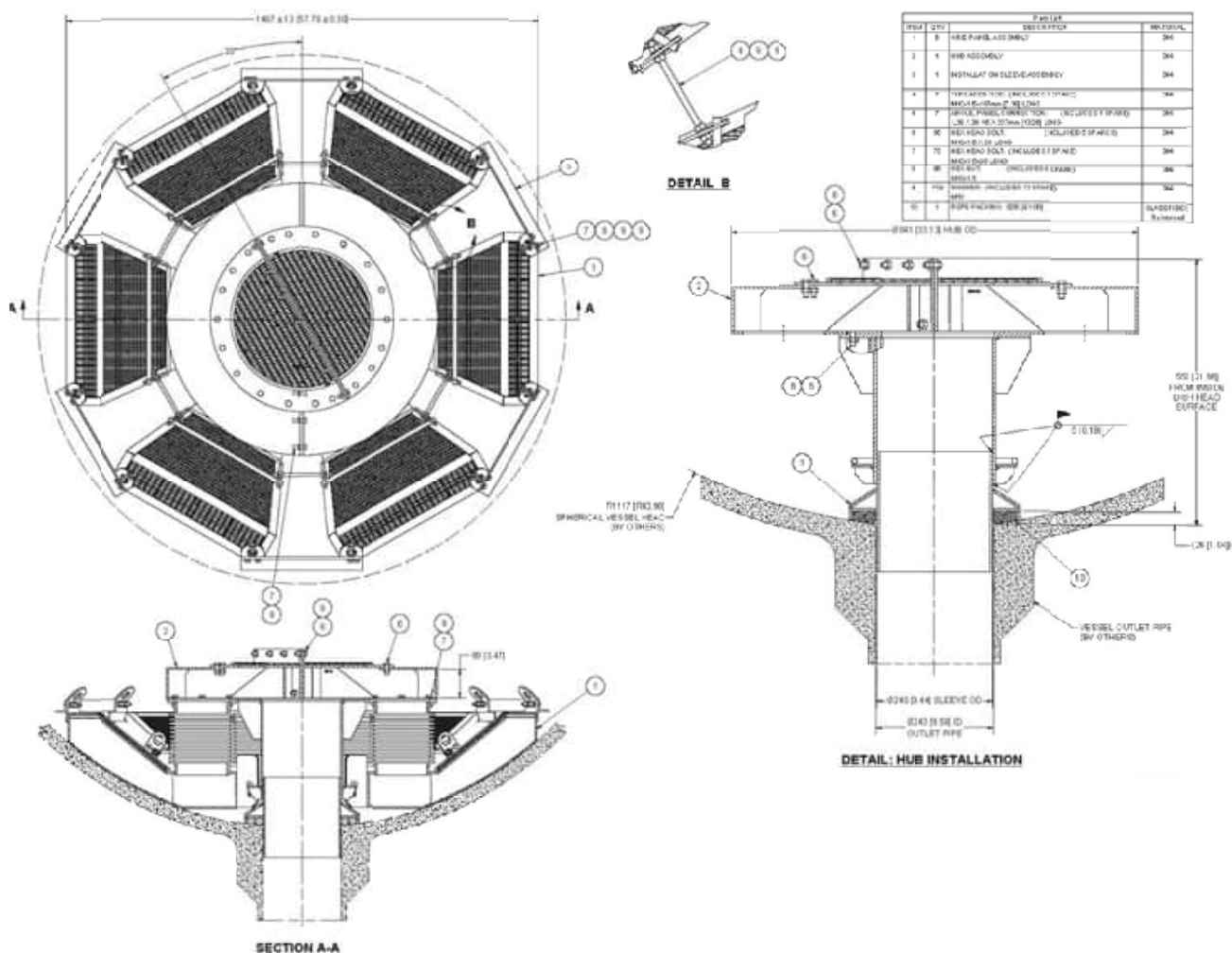


Рисунок 1.4.2.-9. Фрагмент чертежа конструкции Johnson Screens SSG для емкостей кислого газа A1-300-VN-101/201

Конструкция SSG работает лучше, чем традиционные решетчатые сборки с плоской поверхностью, расположенные вблизи линии сварного шва эллиптического днища и корпуса. В традиционных конструкциях решеток с плоской поверхностью весь объем днища представляет собой мертвую зону, в которой не происходит реакции или адсорбции при осушке. SSG Johnson Screens располагается непосредственно на поверхности днища, что позволяет заполнить весь объем средой. Увеличенный объем слоя позволяет переоборудовать существующие емкости для достижения более высокой технологической производительности, а также строить новые емкости с меньшей длиной корпуса.

Каждая панель решетки Johnson Screens SSG представляет собой полностью закрытый элемент с болтовым и герметичным соединением с центральной ступицей. Закрытая конструкция позволяет SSG расширяться и сжиматься под слоем без ущерба для уплотнения по внешнему периметру, что может произойти при циклической осушке газа.

Типоразмер и диаметр выходного патрубка подбирается для каждого конкретного аппарата.

Материал всех деталей конструкции питающего устройства – высоко коррозионностойкая сталь Инколой 825.

Сборка профилированной опорной решетки Johnson Screens SSG выполняется на болтовых соединениях без применения огневой резки и сварки деталей.

Внешний фактический вид профилированной опорной решетки Johnson Screens SSG в собранном виде представлен ниже на Рис. 1.4.2.-10.



Рисунок 1.4.2.-10. Внешний фактический вид профилированной опорной решетки Johnson Screens SSG в собранном виде [42]

1.4.2.5.2. A1-310-VN-101/201. Входной газосепаратор установки 310 «Осушки газа» технологической линии 100/200;

Модификация входных газосепараторов A1-310-VN-101/201 установки 310 технологических линий 100 и 200 соответственно представлена на чертежах:

- KE01-A1-P3JM01A-F01-0003-000-PR18042 - Vessels Internals Modifications. TA 2019. Vane Feed Inlet Device A1-310-VN-101 / Модификации внутренних устройств сосудов. TA 2019 Лопастное питающее устройство A1-310-VN-101;
- KE01-A1-P3JM01A-F01-0004-000-PR18042 - Vessels Internals Modifications. TA 2019. Vane Feed Inlet Device A1-310-VN-101 / Модификации внутренних устройств сосудов. TA 2019 Лопастное питающее устройство A1-310-VN-201;
- KE01-A1-P3JM01A-F01-0005-000-PR18042 - Vessels Internals Modifications. TA 2019. VICO-Tex Mist Eliminator A1-310-VN-101 / Модификации внутренних устройств сосудов. TA 2019 VICO-Tex Туманоуловитель A1-310-VN-101;
- KE01-A1-P3JM01A-F01-0006-000-PR18042 - Vessels Internals Modifications. TA 2019. VICO-Tex Mist Eliminator A1-310-VN-201 / Модификации внутренних устройств сосудов. TA 2019 VICO-Tex Туманоуловитель A1-310-VN-201\$
- KE01-A1-P3LM01A-B01-0001-000-PR18042 - General Arrangement Drawings. Supply of Vessels Internals – Shaped Support Grids for Gas Plant Debottlenecking Project / Чертежи общего вида. Поставка внутрикорпусных устройств – профилированные опорные решетки для проекта «Расширение узких мест ГПЗ»/

Модификация входных газосепараторов установки 310 заключается в демонтаже существующих внутренних устройств и монтаже новых:

- Устройства распределения входного потока газа на осушку;
- Туманоуловителя;
- а также в установке «Профилированной опорной решетки» Johnson Screens SSG на днище входных газосепараторов A1-310-VN-101/201

Устройства распределения входного потока лопастного типа, и «Профилированная опорная решетка» Johnson Screens SSG при совместном действии должно способствовать повышению эффективности отделения жидкости из входного потока газа.

Конструктивно питающее устройство лопастного типа для газосепараторов A1-310-VN-101/201 выполнено аналогично устройству, показанному на рисунке 1.4.2-8.

Туманоуловитель нового типа «VICO-Tex» должны способствовать снижению уноса жидкости с потоком газа в колонны осушки газа, расположенные ниже по потоку.

Фрагмент чертежа KE01-A1-P3JM01A-F01-0006-000-PR18042 конструкции туманоуловителя нового типа «VICO-Tex» для газосепараторов A1-310-VN-101/201 показан на рисунке 1.4.2-9.

Питающее устройство лопастного типа представляет собой полый короб с лопастями, установленными вместо боковых граней (см. ниже Рис. 1.4.2-11). Лопасты распределяют входной поток газа, рассекая на отдельные струи и меняя их направление. Это приводит к образованию крупных капель жидкости и более эффективному отделению жидкости.

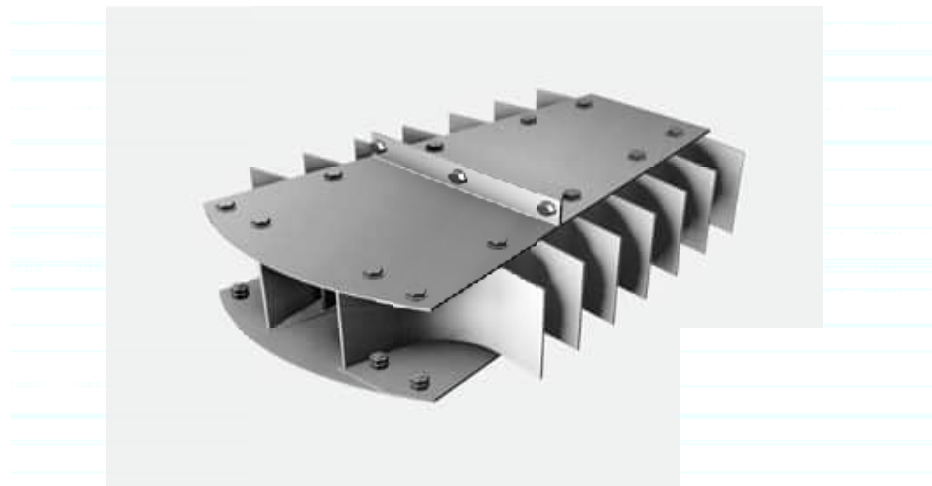


Рисунок 1.4.2.-11. Принципиальная конструкция лопастного питающего устройства [38].

Туманоуловитель нового типа «VICO-Tex» (см. Рис. 1.4.2-12) конструктивно представляет собой два диска решетчатой конструкции, расстояние между которыми 150 мм, диаметром на 40 мм меньше внутреннего диаметра аппарата. Полость между верхним и нижним диском заполнена специальной металлической сеткой.

VICO-Tex - это специальные туманоуловители, изготовленные из слоев сетки, расположенных таким образом, чтобы получить ячеистую структуру. Капли удаляются благодаря механизмам инерционного уплотнения и прямого перехвата. VICO-Tex удаляют капли в процессах, связанных с газожидкостными потоками [38].

Материал всех деталей конструкции питающего устройства – высоко коррозионностойкая сталь Инколой 825.

Материал металлических деталей решетчатой конструкции туманоуловителя – устойчивая к коррозии в агрессивных средах сталь 316L.

Демонтаж существующих внутренних устройств газосепаратора и монтаж новых выполняется на болтовых соединениях без применения огневой резки и сварки деталей.

Новая конструкция питающего устройства крепится к существующим опорным устройствам на корпусе газосепаратора на болтовых соединениях.

Профилированная опорная решетка Johnson Screens (Shaped Support Grids - SSG) предназначена для установки в нижнюю часть резервуаров для гидрообработки или осушки газа, что обеспечивает лучший поток жидкости и газа, использование слоя, распределение и в целом более эффективный процесс.

Фрагмент чертежа конструкции Johnson Screens SSG для газосепараторов A1-310-VN-101/201 показан выше на рисунке 1.4.2.-9..

Типоразмер и диаметр выходного патрубка подбирается для каждого конкретного аппарата.

Материал всех деталей конструкции питающего устройства – высоко коррозионностойкая сталь Инколой 825.

Сборка профилированной опорной решетки Johnson Screens SSG выполняется на болтовых соединениях без применения огневой резки и сварки деталей.

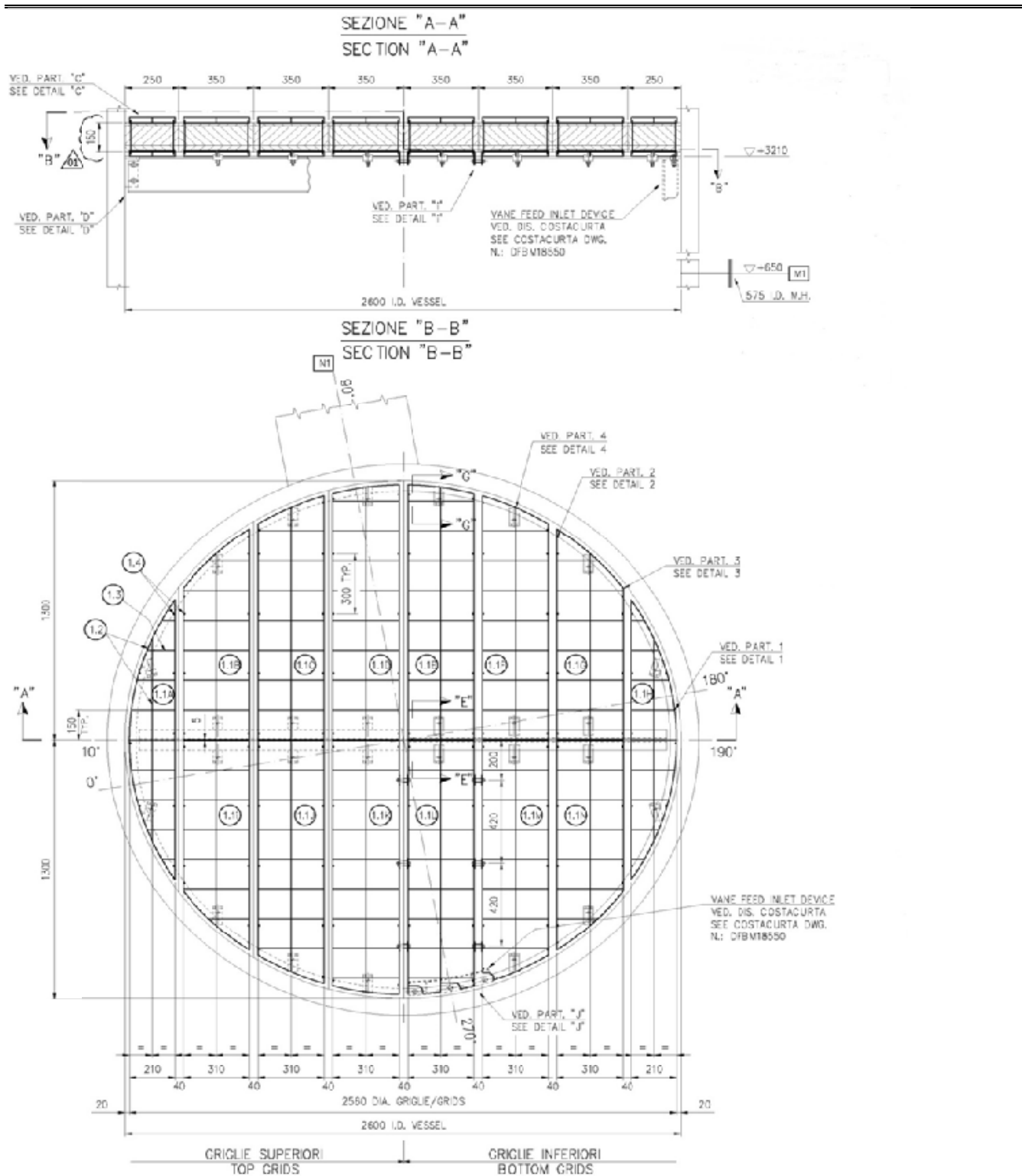


Рисунок 1.4.2.-12. .Фрагмент чертежа KE01-A1-P3JM01A-F01-0006-000-PR18042 туманоловителя

1.4.2.5.3. A1-320-VA-104/204. Емкость предварительного испарения Установки 320 «Извлечение сжиженных углеводородов»

Модификация емкостей предварительного испарения СУГ установки 320 технологических линий 100 и 200 соответственно представлена на чертежах:

- KE01-A1-P3JM01A-F01-0007-000-PR18042 - Vessels Internals Modifications. TA 2019. Vane Feed Inlet Device A1-320-VA-104 / Модификации внутренних устройств сосудов. ТА 2019 Лопастное питающее устройство A1-320-VA-104;

[illegible]

Модификация емкостей предварительного испарения СУГ установки 320 заключается в демонтаже существующих внутренних устройств и монтаже новых:

- Устройства распределения входного потока газа на осушку;
- Туманоуловителя;
- а также в установке «Профилированной опорной решетки» Johnson Screens SSG на днище емкостей предварительного испарения СУГ А1-320-VA-104/204.

Устройства распределения входного потока лопатного типа, туманоуловитель при совместной работе с «Профилированной опорной решеткой» Johnson Screens SSG будут способствовать повышению эффективности отделения жидкости из входного потока газа.

Конструктивно питающее устройство лопатного типа для емкостей предварительного испарения СУГ А1-320-VA-104/204 выполнено аналогично устройству, показанному выше на рисунке 1.4.2.-8..

Туманоуловитель нового типа «VICO-Tex» будет способствовать снижению уноса жидкости с потоком газа в деэтанайзеры А1-320-VE-101/201, расположенные ниже по потоку.

Конструкции туманоуловителей нового типа «VICO-Tex» для емкостей предварительного испарения СУГ А1-320-VA-104/204 аналогичны показанным выше на рисунке 1.4.2.-12.

Питающее устройство лопатного типа представляет собой полый короб с лопастями, установленными вместо боковых граней. Лопасты распределяют входной поток газа, рассекая на отдельные струи и меняя их направление. Это приводит к образованию крупных капель жидкости и более эффективному отделению жидкости.

Туманоуловитель нового типа «VICO-Tex» конструктивно представляет собой два диска решетчатой конструкции, расстояние между которыми 150 мм, диаметром на 40 мм меньше внутреннего диаметра аппарата. Полость между верхним и нижним дисками заполнена специальной трикотажной сеткой.

Материал всех деталей конструкции питающего устройства – высоко коррозионностойкая сталь Инколой 825.

Материал металлических деталей решетчатой конструкции туманоуловителя – устойчивая к коррозии в агрессивных средах сталь 316L.

Демонтаж существующих внутренних устройств газосепаратора и монтаж новых выполняется на болтовых соединениях без применения огневой резки и сварки деталей.

Новая конструкция питающего устройства крепится к существующим опорным устройствам на корпусе газосепаратора на болтовых соединениях.

Профилированная опорная решетка Johnson Screens (Shaped Support Grids - SSG) предназначена для установки в нижнюю часть резервуаров для гидрообработки или осушки газа, что обеспечивает лучший поток жидкости и газа, использование слоя, распределение и в целом более эффективный процесс.

Фрагмент чертежа конструкции Johnson Screens SSG для емкостей предварительного испарения СУГ А1-320-VA-104/204 показан выше на рисунке 1.4.2.-9.

Типоразмер и диаметр выходного патрубка подбирается для каждого конкретного аппарата.

Материал всех деталей конструкции питающего устройства – высоко коррозионностойкая сталь Инколой 825.

Сборка профилированной опорной решетки Johnson Screens SSG выполняется на болтовых соединениях без применения огневой резки и сварки деталей.

1.4.2.5.4. А1-340-VN-101/201. Низкотемпературный сепаратор Установки 340 «Контроль точки росы»

Модификация Низкотемпературных сепараторов 340-VN-101/201 установки 340 - Установки контроля точки росы технологических линий 100 и 200 соответственно представлена на чертежах:

- KE01-A1-P3JM01A-F01-0011-000-PR18042 - Vessels Internals Modifications. TA 2019. Vane Feed Inlet Device A1-340-VN-101 / Модификации внутренних устройств сосудов. TA 2019 Лопатное питающее устройство А1-340-VN-101;
- KE01-A1-P3JM01A-F01-0012-000-PR18042 - Vessels Internals Modifications. TA 2019. Vane Feed Inlet Device A1-340-VN-201 / Модификации внутренних устройств сосудов. TA 2019 Лопатное питающее устройство А1-340-VN-201;
- KE01-A1-P3JM01A-F01-0013-000-PR18042 - Vessels Internals Modifications. TA 2019. VICO-Tex Mist Eliminator A1-340-VN-101 / Модификации внутренних устройств сосудов. TA 2019 VICO-Tex Туманоуловитель А1-340-VN-101;
- KE01-A1-P3JM01A-F01-0014-000-PR18042 - Vessels Internals Modifications. TA 2019. VICO-Tex Mist Eliminator A1-340-VN-201 / Модификации внутренних устройств сосудов. TA 2019 VICO-Tex Туманоуловитель А1-340-VN-201;

- KE01-A1-P3LM01A-B01-0001-000-PR18042 - General Arrangement Drawings. Supply of Vessels Internals – Shaped Support Grids for Gas Plant Debottlenecking Project / Чертежи общего вида. Поставка внутрикорпусных устройств – профилированные опорные решетки для проекта «Расширение узких мест ГПЗ».

Фрагмент аппаратурно поточной технологической схемы HTC 340-VN-101 Установки 340 наземного Комплекса м/р Кашаган технологической линии 1 приведен на рисунке 1.4.2-14.

Модификация низкотемпературных сепараторов установки 340 заключается в демонтаже существующих внутренних устройств и монтаже новых:

- Устройства распределения входного потока газа на осушку;
- Туманоуловителя;
- а также в установке «Профилированной опорной решетки» Johnson Screens SSG на днище низкотемпературных газосепараторов A1-340-VN-101/201.

Устройства распределения входного потока лопатного типа, туманоуловитель при совместной работе с «Профилированной опорной решеткой» Johnson Screens SSG будут способствовать повышению эффективности отделения жидкости из входного потока газа

Конструктивно питающее устройство лопатного типа для низкотемпературных сепараторов A1-340-VN-104/204 выполнено аналогично устройству, показанному выше на рисунке 1.4.2.-8.

Туманоуловитель нового типа «VICO-Тех» будет способствовать снижению уноса жидкости с потоком газа в турбодетандеры A1-340-MX-101/201, расположенные ниже по потоку.

Конструкции туманоуловителей нового типа «VICO-Тех» для низкотемпературных сепараторов 340-VN-104/204 аналогичны показанным выше на рисунке 1.4.2.-12.

Питающее устройство лопатного типа представляет собой полый короб с лопастями, установленными вместо боковых граней. Лопасты распределяют входной поток газа, рассекая на отдельные струи и меняя их направление. Это приводит к образованию крупных капель жидкости и более эффективному отделению жидкости.

Туманоуловитель нового типа «VICO-Тех» конструктивно представляет собой два диска решетчатой конструкции, расстояние между которыми 300 мм, диаметром на 40 мм меньше внутреннего диаметра аппарата. Полость между верхним и нижним дисками заполнена специальной трикотажной сеткой.

Материал всех деталей конструкции питающего устройства – высоко коррозионностойкая сталь Инколой 825.

Материал металлических деталей решетчатой конструкции туманоуловителя – устойчивая к коррозии в агрессивных средах сталь 316L.

Демонтаж существующих внутренних устройств газосепаратора и монтаж новых выполняется на болтовых соединениях без применения огневой резки и сварки деталей.

Новая конструкция питающего устройства крепится к существующим опорным устройствам на корпусе газосепаратора на болтовых соединениях.

Профилированная опорная решетка Johnson Screens (Shaped Support Grids - SSG) предназначена для установки в нижнюю часть резервуаров для гидрообработки или осушки газа, что обеспечивает лучший поток жидкости и газа, использование слоя, распределение и в целом более эффективный процесс.

Фрагмент чертежа конструкции Johnson Screens SSG для низкотемпературных сепараторов A1-340-VN-101/201 показан выше на рисунке 1.4.2.-9.

Типоразмер и диаметр выходного патрубка подбирается для каждого конкретного аппарата.

Материал всех деталей конструкции питающего устройства – высоко коррозионностойкая сталь Инколой 825.

Сборка профилированной опорной решетки Johnson Screens SSG выполняется на болтовых соединениях без применения огневой резки и сварки деталей.

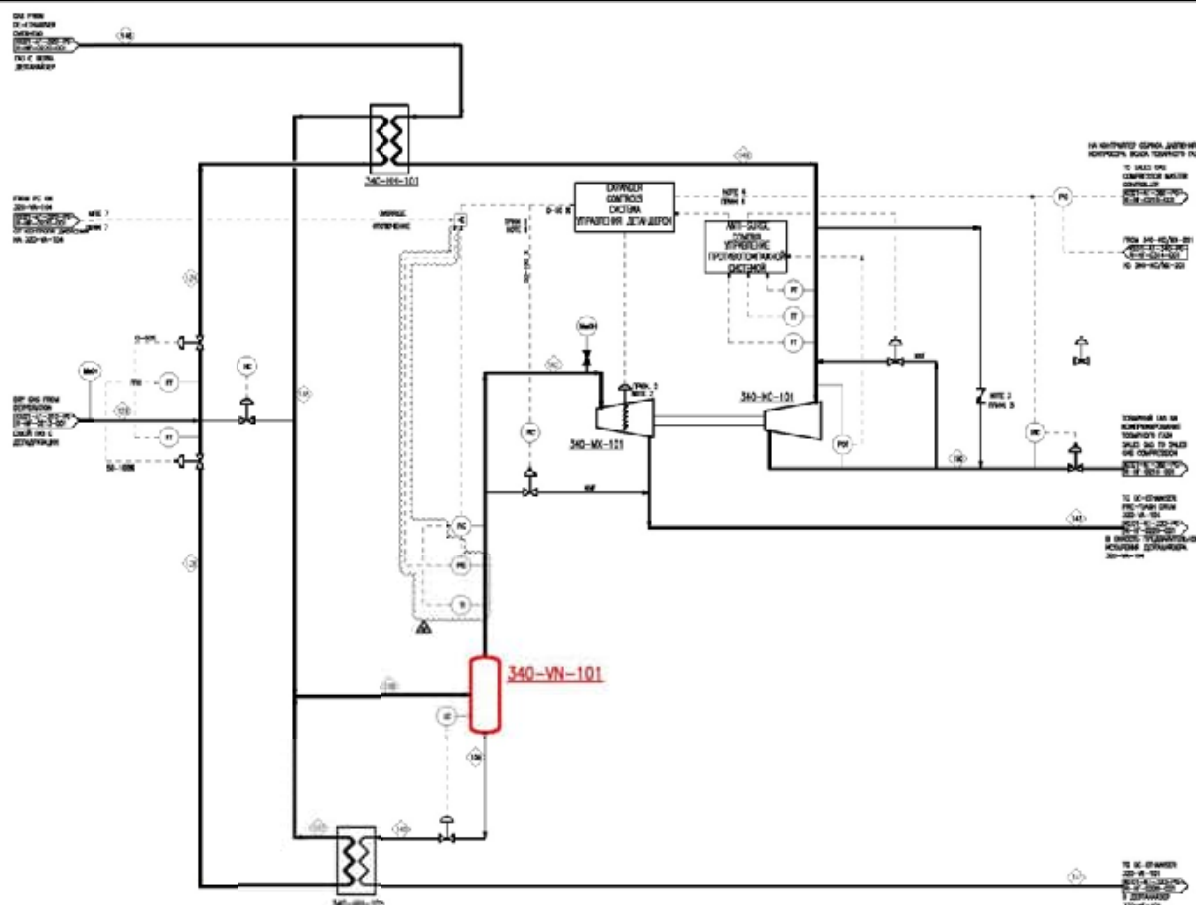


Рисунок 1.4.2-14. Фрагмент аппаратурно поточной технологической схемы HTC 340-VN-101

1.4.2.5.5. Основные нормативные требования и рекомендации по реализации модификации PCN 18042 связанной с заменой внутренних устройств существующих газосепараторов установок U 300, U310, U320, U340.

При реализации модификации PCN 18042 необходимо выполнять следующие нормативные требования и рекомендации, представленные ниже:

1. Работы по демонтажу существующих и монтажу новых внутренних устройств оборудования:
 - A1-300-VN-101/201 установки 300;
 - A1-310-VN-101/201 установки 310;
 - A1-320-VA-104/204 установки 320;
 - A1-340-VN-101/201 установки 340,

необходимо выполнять с соблюдением требований главы 7 «Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением», утв. Приказом министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30.12.2014 № 358 с изменениями от 06.05.2022 [31];

2. Последовательность работ по монтажу/демонтажу внутренних устройств необходимо выполнять в соответствии с рекомендациями документов поставщика внутренних устройств оборудования:
 - KE01-A1-P3JM01A-P05- 0001-000-PR18042 - Модификации внутренних устройств сосудов. ТА 2019. Предлагаемая процедура установки A1-300-VN- 101/201 / Vessels Internals Modifications. TA 2019. Proposed Installation Procedure A1-300-VN- 101/201;
 - KE01-A1-P3JM01A-P05- 0002-000-PR18042 - Модификации внутренних устройств сосудов. ТА 2019. Предлагаемая процедура установки A1-310-VN- 101/201 / Vessels Internals Modifications. TA 2019. Proposed Installation Procedure A1-310-VN- 101/201;

- KE01-A1-P3JM01A-P05- 0003-000-PR18042 - Модификации внутренних устройств сосудов. ТА 2019. Предлагаемая процедура установки A1-320-VA-104/204 / Vessels Internals Modifications. TA 2019. Proposed Installation Procedure A1-320-VA-104/204;
 - KE01-A1-P3JM01A-P05- 0002-000-PR18042 - Модификации внутренних устройств сосудов. ТА 2019. Предлагаемая процедура установки A1-340-VN- 101/201 / Vessels Internals Modifications. TA 2019. Proposed Installation Procedure A1-340-VN- 101/201.
3. Учитывая замену внутрикорпусных устройств газосепараторов, возникает потенциальный риск превышения проектного веса аппарата. В связи с этой вероятностью при внесении соответствующих изменений в конструкцию газосепараторов и при разработке необходимой проектно-конструкторской документации должны быть проведены проверочные прочностные расчеты как самого газосепаратора с анализом напряжений от локальных нагрузок на корпус аппарата, так и на существующие его опоры и фундаменты под газосепаратор;
4. Работы по рассматриваемому PCN 18042 должны быть выполнены с соблюдением требований стандартов РК, действующих на территории РК межгосударственных стандартов и международных как приоритетных:
- ГОСТ 34347-2017 «Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия»;
 - ГОСТ Р 52630-2012 «Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия»;
 - ОСТ 26-02-2059-79 «Газосепараторы сетчатые. Технические условия»;
 - ГОСТ 34233.10 – 2017. Межгосударственный стандарт. «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Сосуды и аппараты, работающие с сероводородными средами»;
 - ГОСТ 34233.1 – 2017. Межгосударственный стандарт. «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Общие требования»;
 - ГОСТ 34283-2017 «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность при ветровых, сейсмических и других внешних нагрузках»;
 - Программа «ПАССАТ». Версия 3.3. Руководство пользователя. Расчет на прочность сосудов и аппаратов;
 - СТ РК ИСО 15156-1-2011 «Промышленность нефтяная и газовая. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при нефте- и газодобыче. Часть 1. Общие принципы выбора трещиностойких материалов»;
 - NACE MR0175 «Стандартные технические требования к материалам. Устойчивые к растрескиванию под действием напряжений в сульфидосодержащей среде металлические материалы, предназначенные для нефтепромыслового оборудования»;
 - международных, региональных стандартов и стандартов иностранных государств и стандартов НКОК, принятых к применению на территории РК в порядке, установленном СТ РК 1.9 [29].
5. При внесении модификаций в оборудование сепарации газа рекомендуется учитывать существующую положительную практику по следованию общепринятым типовым техническим требованиям к технологическому газосепарационному оборудованию [45] при разработке проектов обустройства и реконструкции объектов подготовки и переработки газа м/р Кашаган:
- Процесс сепарации газа должен обеспечивать отделение от газа сконденсированной жидкой фазы, твердых включений или механических примесей. Эффективность процесса сепарации должна быть достаточной для качественной дальнейшей подготовки товарного газа, повышения надежности и срока службы основных аппаратов установки подготовки и переработки газа;
 - В качестве эффективности сепарации φ_c целесообразно применять традиционно используемый в фильтрационной технике показатель – отношение, выраженное в процентах, концентрации в газе отсепарированной жидкости k_{oc} (т.е. отношение массы отсепарированной жидкости к объему газовой фазы) к концентрации жидкости в газовом потоке, входящем в сепаратор $k_{вх}$, равной сумме концентраций отсепарированной жидкости k_{oc} и жидкости в выходящем из сепаратора газовом потоке (уносе относительно) $k_{вых}$:

$$\varphi_c = 100 \frac{k_{oc}}{k_{вх}} = 100 \frac{k_{oc}}{k_{oc} + k_{вых}}.$$

Размерность концентраций жидкости в газовом потоке для сепарационного оборудования целесообразно выражать в мг/ст. м³, или г/ст. тыс. м³;

- Кроме эффективности сепарации Φ_c процесс сепарации также должен оцениваться уносом относительным – концентрацией жидкости в выходящем из сепаратора газовом потоке **кввых**;
- Для газовых сепараторов на установках подготовки газа к транспорту эффективность сепарации Φ_c должна быть не ниже 98,5 %, а концентрация жидкости в выходящем из сепаратора газовом потоке (унос относительный) **кввых** не должна превышать 5 г/тыс. м³;

Для обеспечения указанных выше показателей эффективности газовых сепараторов концентрация жидкости в газовом потоке, входящем в сепараторы, не должна превышать **квх** ≤ 200 г/тыс. м³;

- Для оценки энергетической эффективности процесса сепарации должна использоваться и регламентироваться номинальная величина потери давления газового потока (перепада давления) в сепараторе Δp , МПа, при штатных условиях его эксплуатации (номинальном расходе и давлении газового потока). Как альтернатива допускается указывать безразмерный коэффициент гидравлического сопротивления ζ , используемый при гидравлическом или аэродинамическом расчете потери давления на сепараторе, отнесенный к штатным условиям эксплуатации сепаратора;
- Эффективность фильтрации механических примесей из потока газа, определяемая аналогично эффективности сепарации сконденсированной жидкости, должна составлять:
 - для твердых частиц размерами более 10 мкм эффективность сепарации (фильтрации) $\Phi_{ст}$ должна быть 100 % (наличие механических примесей указанной фракции в выходящем из сепаратора газовом потоке не допускается);
 - твердых частиц размерами более 0,30 мкм эффективность сепарации $\Phi_{ст}$ должна быть не менее 99,99 % (концентрация мехпримесей указанной фракции в выходящем из сепаратора газовом потоке **кввых.т** не должна превышать 1г/тыс. м³);
- Газовые сепараторы должны иметь диапазон технологического регулирования (по расходу, входному давлению, перепаду давлений на аппарате, диапазону температур на входе и выходе) по потоку газа, а также по потоку отсепарированной жидкости, превышающий (не менее чем на 10 %) проектный диапазон параметров эксплуатации аппарата, входящего в состав установки подготовки газа (с учетом возможного перераспределения потока сепарируемого газа на действующие аппараты, при выводе одного из сепараторов в ремонт);
- Газовые сепараторы должны иметь высокую надежность, технически и экономически достижимую на современном этапе развития техники. Газовые сепараторы должны обеспечивать безотказную годовую наработку не менее 8500 ч. Срок службы должен составлять (включая вспомогательное оборудование) не менее срока эксплуатации установки подготовки газа или не менее 30 лет, если в проект не определен иной срок службы установки;
- К внутренним устройствам газовых сепараторов должен быть обеспечен доступ для проведения необходимых ремонтных и профилактических работ;
- Газовые сепараторы должны комплектоваться исполнительными механизмами (запорной и регулирующей арматурой), контрольно-измерительными приборами и пробоотборными устройствами, подключаемыми к САУ (АСУ ТП установки подготовки газа либо локальной САУ цеха сепарации);

САУ установки в части, относящейся к газовым сепараторам, должна иметь обязательные минимальные функции и возможности, перечисленные ниже в таблице 1.4.2.- 5, и обеспечивать поддержание на основе оптимального алгоритма управления заданных значений показателей технологической эффективности, и показателей надежности.

САУ установки должна обеспечивать:

- управление газовыми сепараторами в автоматическом режиме;
- передачу информации о состоянии газовых сепараторов и параметров технологического процесса на уровень диспетчерского управления;
- дистанционное управление технологическими параметрами газовых сепараторов с диспетчерского уровня управления;
- управление технологическими параметрами газовых сепараторов с панели локальной САУ и сигнализацию параметров их работы на панели САУ;

- блокировку пуска в работу газовых сепараторов при загазованности в укрытии выше 20% НКПВ;
- защиту (отключение) газовых сепараторов при аварийных параметрах их работы;
- оповещение персонала о загазованности/пожаре и управление эвакуацией;
- аварийный останов при обнаружении аварий, включая пожар, своими средствами или средствами системы противоаварийной защиты.

Таблица 1.4.2.- 5 . Основные параметры контроля и управления и функции системы автоматизированного управления установки (сепарации или подготовки/переработки газа) в части относящейся к газовым сепараторам [45]

Наименование параметра	Управление, регулирование	Контроль по месту	Сигнализация по месту	Блоки- ровка		Сигнализация в операторной				Аварийная защита	Измерение и регистрация
				макс.	мин.	состояния	аварий- ная				
							откр. (вкл.), закр. (откл.), промежуточ- ное, %	макс.	мин.		
1 Входное давление газа, подаваемого на сепарацию		+		+	+		+	+		+	+
2 Давление отсепарированного газа на выходе газового сепаратора		+		+	+		+	+		+	+
3 Перепад давления газа в газовом сепараторе (в его фильтрующей поверхности)		+					+				+
4 Температура газа в сепараторе		+					+	+			+
5 Технологический расход газа, подаваемого через газовый сепаратор	+	+					+	+			+
6 Уровень жидкой фазы в сепараторе	+	+	+				+	+	+	+	+
7 Технологический расход отсепарированной жидкости		+									+
8 Концентрация жидкости в выходящем из сепаратора газовом потоке (унос жидкости)		+	+				+				+
9 Давление отсепарированной жидкости на выходе из арматурного блока сепаратора	+	+			+		+	+	+	+	+
10 Давление в выходной газовой линии за предохранительными клапанами сепаратора		+					+				+
11 Положение регулирующих клапанов газового сепаратора: - на потоке газа; - потоке жидкости	+	+					+	+			+
12 Состояние запорной арматуры: - на входе и выходе потока газа; - байпасе; - потоке жидкости	+	+	+				+			+	+
13 Контроль загазованности в укрытии (зоне размещения) блока сепаратора, арматурного блока		+	+	+			+			+	
14 Температура воздуха в укрытии газового сепаратора и арматурного блока	+	+	+				+	+			+
15 Состояние привода вентиляторов приточной и вытяжной вентиляции укрытий сепаратора и арматуры	+	+	+				+			+	+
16 Обнаружение пожара		+	+	+			+			+	+

1.4.2.6. eMOC 23951. Установка 330 «Удаление кислых газов». Замена насадки реабсорбера испарителя обогащенного амина А1-330-VJ-103/203

Абсорбер (реабсорбер) 330-VJ-103/203 предназначен для улавливание H_2S , высвобождаемого в экспанайзере (испарительном барабане) амина 330-VH-101/201, орошением бедным амином сверху. Затем богатый амин из реабсорбера смешивается с богатым амином из абсорбера 330-VJ-101/201 и направляется в регенератор амина 330-VJ-102/202, где удаляются H_2S и CO_2 . Полученный кислый газ затем направляется на установку извлечения серы.

Технологическая схема существующего узла реабсорбера и испарителя богатого амина Установки 330 представлена ниже на Рис. 1.4.2.- 15.

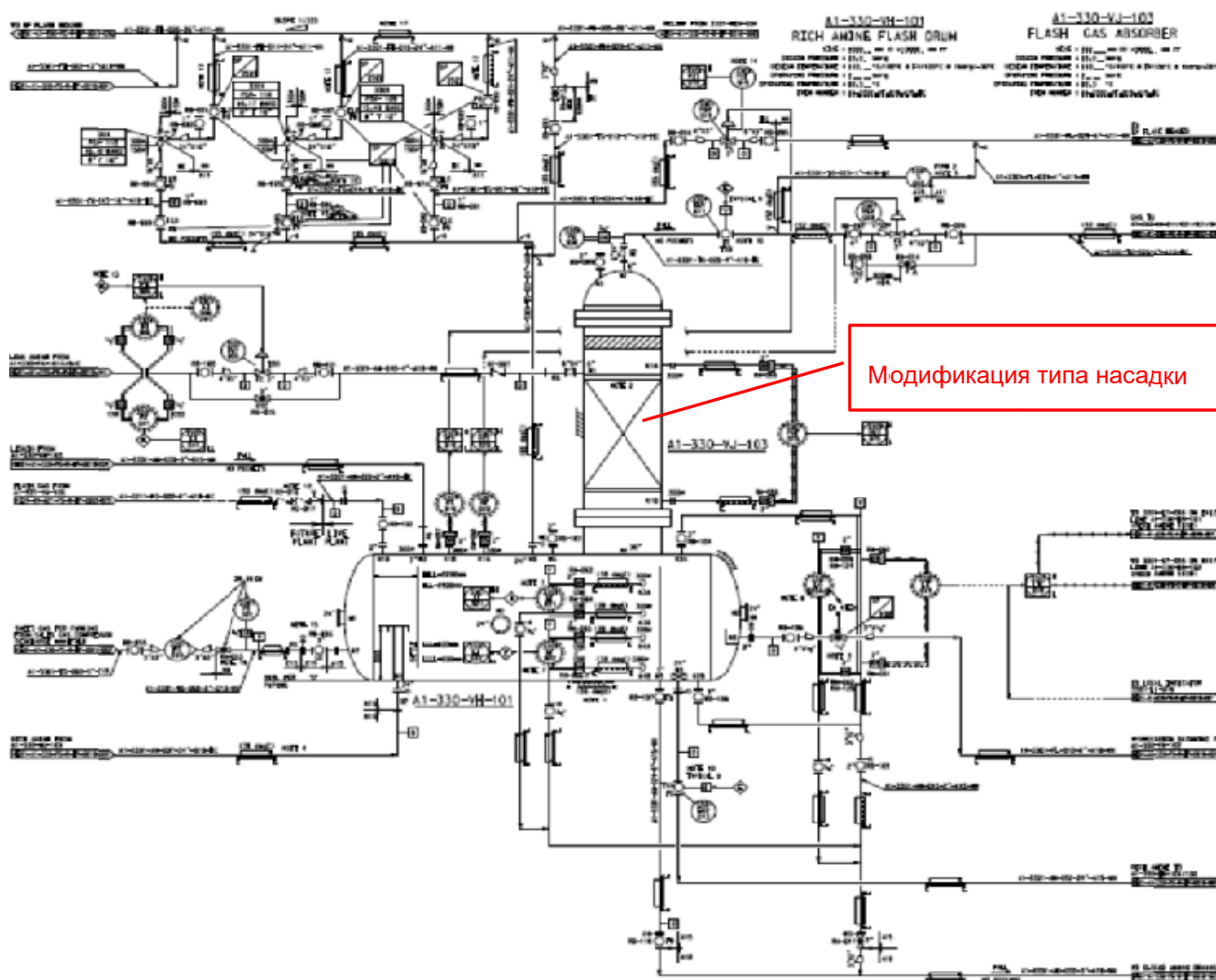


Рисунок 1.4.2-15. Технологическая схема существующего узла реабсорбера и испарителя богатого амина

Цель данной модификации является снятие гидравлических ограничений для работы реабсорбера испарителя обогащенного амина. 330-VJ-103/203.

При этом модификация реабсорбера испарителей исходила из принятия общего расход газа, поступающего в аминный абсорбер в качестве исходного номинального уровня - 382 тыс. м³/ч (ст. условия при 1 атм и 20°С) и с учетом максимального расхода 400 тыс. м³/ч для будущего увеличения пропускной способности по газу с некоторым эксплуатационным запасом по гидравлическому ограничению.

На основании проведенных работ по гидравлической оценке существующей насадки реабсорбера испарителей (330-VJ-103/203) в целях обеспечения работы установки. при более высоком расходе и наличия разумного запаса при текущих условиях эксплуатации и в случае сбоя модификация предусматривает замену существующей насадки на насадку Sulzer S-Ring 2, Raschig Super Ring 2 или эквивалентную.

Эффективность новой насадки (S – образное кольцо) в условиях даже повышения потока газа по показателю снижения гидравлического сопротивления в сопоставлении с существующей насадкой (Баретти МБРП 25) представлена ниже в Табл. 1.4.2.-6.

Таблица 1.4.2.-6. Результаты исследования гидравлических характеристик существующей насадки и альтернативы

Случай	Общий поток Амину поглотитель (см ³ /ч)	Упаковка	Раздел	Емкость в норме Поток	Вместимость @ 400 ксм ³ /ч	Падение давления
				(%)	(%)	(мбар)
Текущий	365	Баретти МБРП 25	Вершина	67		32,0
			Нижний	113		
Будущее с настоящим Упаковка	365	Баретти МБРП 25	Вершина	81	85	> 100
			Нижний	144	151	
Макс. изменение упаковки Вариант потока 1	382	S-образное кольцо 1.5	Вершина	49	51	8,6
			Нижний	96	100	
Макс. изменение упаковки Альтернатива потока 2	382	S-образное кольцо 2	Вершина	44	46	4,0
			Нижний	85	90	

Данная насадка в случае увеличения склонности к пенообразованию предотвращает потерю амина и как следствие приводит к снижению риска коррозии на выходе трубопровода и влияния на производительность газовой установки в результате чрезмерной рециркуляции газа.

Модификация предусматривает увеличение потока амина в испарителе до > 60 м.3/ч, чтобы поглотить разумное количество H₂S. В противном случае поток рециркуляции к компрессору газа испарения может начать использовать мощность газовой установки. Предполагается, что поток рециркулируемого газа увеличится до 2 000 ст.м.3/ч если количества амина недостаточно для захвата H₂S за один проход, что незначительно повлияет на мощность газовых установок.

1.4.2.7. eMOC 24319. Установка 321. Очистка СУГ. Модернизация регулирующих клапанов 3211-FCV-206 и 3212-FCV-206

Опыт эксплуатации установки MEROX показал, что узким местом при эксплуатации на предельной нагрузке оказалась пропускная способность (Cv) регулирующих клапанов 3211/2-FCV-206 по расходу воздуха.

При достижении добычи 370 тыс. барр/сут. открытие существующих клапанов управления потоком влажного воздуха (3211/3212-FCV-206) Установки 321 стабильно составляет 87%. Этого оказалось недостаточным для обработки и окисления высокого содержания RSH в потоке СУГ на входе Merox.

В текущей ситуации для устранения этого узкого места в систему подается дополнительный воздух через бак для добавления катализатора (321-VN-102/202), чтобы способствовать окислению RSH и поддерживать качество отработанного каустика. Однако поток через бак для впрыска катализатора невозможно контролировать, что потенциально может привести к попаданию воздуха в линии DSO и уравнительные линии, что вызовет коррозию этих линий, а также магистрали (горизонтального участка) DSS

Модификация eMOC 24319 заключается в:

- Замене существующих клапанов 3211/2-FCV-206 компании производителя Dresser masoneilan на клапана с увеличенной пропускной способностью;
- Замене существующего специального обратного клапана с Ду 3/8 дюйма на 1/2 дюйма,, установленного ниже по потоку от 3211/2-FCV-206.

Схема замены клапанов регуляторов расхода 3211/3212-FCV-206 и специальных обратных клапанов SP-8051 приведена на Рис. 1.4.2.- 16.

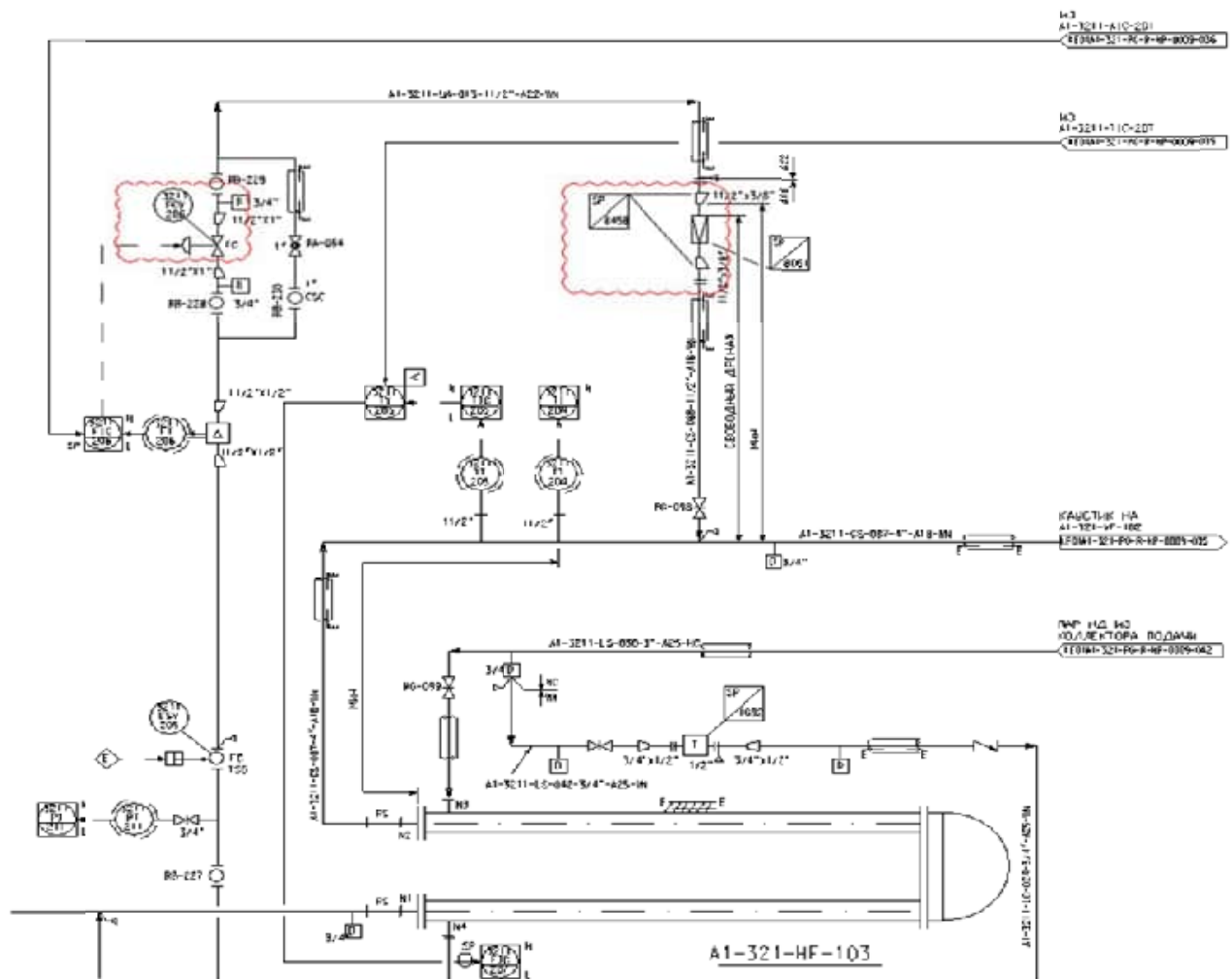


Рисунок 1.4.2.- 16. Схема замены клапанов регуляторов расхода 3211/3212-FCV-206 и специальных обратных клапанов SP-8051

1.4.2.8. еМоС 22085. Установка 332. Установка очистки хвостовых газов (УОХГ). Технологическая линия сброса кислой воды с насосов А1-332-РА-202А/В водопоглощающей колонны в емкость дегазации кислой воды, А1-333-VN-001. Замена клапана регулирования расхода 3322-FCV-020

Как показал опыт эксплуатации, проблема существующего гидравлического ограничения линии сброса кислой воды вызвана большой ее длиной и структурной компоновкой линии, а также недостаточной пропускной способностью регулирующего клапана, 3322-FCV-020, в условиях предельных нагрузок на Установке 332.

Гидравлическая оценка HYSYS и оптимизации по безопасной эксплуатации дегазатора А1-333-VN-001 предлагают к реализации следующие модификации:

- Замену существующего 2-дюймового регулирующего клапана 3322-FCV-020 на 4-дюймовый клапан имеющий Cv 195. Таким образом, гидравлическое ограничение регулирующего клапана устраняется и ограничением будет только сопротивление трубопровода, см. Рис. 1.4.2.-17;
- Добавление срабатывания (закрытие) клапана аварийного останова 3330-ESV-002 по дополнительному сигналу НН от 3330-LT-001, установленному на отметке 2800 мм.

Риск переполнения дегазатора (из-за отказа LC на водной стороне или отключения насоса) считается относительно низким. Таким образом, принято решение добавить датчику уровня 3330-LT-001 функцию отключения НН для отключения клапана аварийного останова 3330-ESV-002 на входной линии кислой воды в дегазатор, что считается приемлемым барьером;

- На предохранительных клапанах 3330-PSV-033 и 3330-PSV -040 емкости дегазации 333-VH-001 изменяется уставка с 4,0 бар изб. на 2,9 бар изб, а также заменить предохранительные разрывные мембраны перед этими клапанами на мембраны с давлением срабатывания 2,9 бар изб

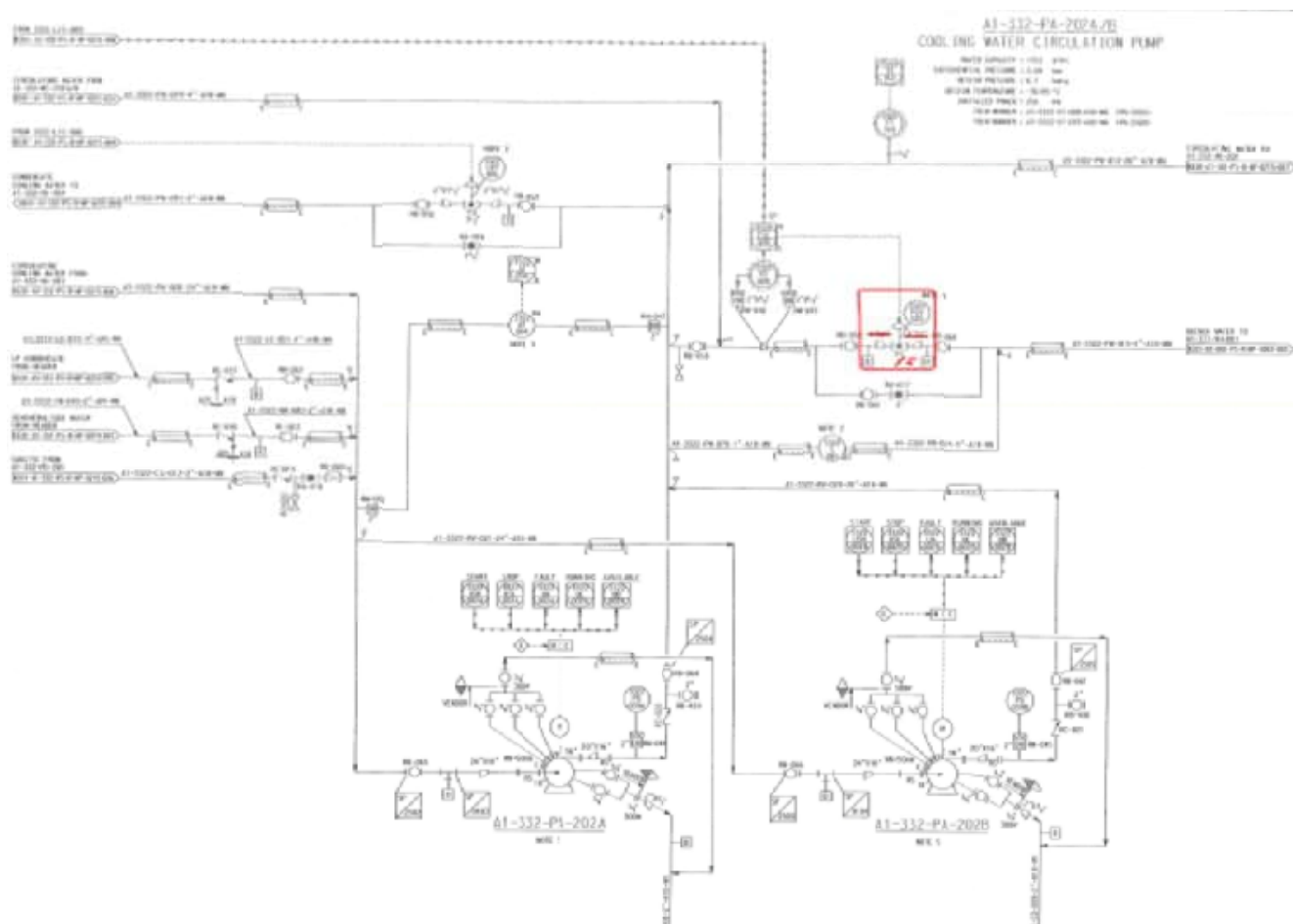


Рисунок 1.4.2.- 17. Схема замены регулирующего клапана 3322-FCV-020

1.4.2.9. еМоС 22371. Установка 331 - Установка извлечения серы. Повышение максимальной производительности по производству серы

В условиях увеличении добычи до 450 тыс. барр/сут нефти и дополнительного объема сырого газа до 1 млрд. м³/год, который предназначен для передачи на переработку третьей стороне (QG), предусматривается возможность повышения производства серы на УКПНИГ НКОК с 3800 т/сутки до 4200 т/сутки в случае отсутствия синхронизации выхода ГПЗ третьей стороны на КР (остановки экспортного газопровода сырого газа 1BCMA) с целью предотвращения снижения уровня добычи на м/р Кашаган.

Повышение производительности Установка 331 допустимо при условии выполнения нормативных требований:

- ОНТП 1-86 касательно обновленного показателя номинальной производительности Установка производства серы должна обеспечить гарантированное количество серы с сохранением нормального действия всего оборудования и автоматики при увеличении до 115 % по отношению к номинальной производительности;
- предотвращения вибраций коммуникаций и оборудования установки сверх допустимых в соответствии с нормативами требованиями:
 - Межгосударственного стандарта ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия»;
 - СА 03-003-07 «Расчеты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов»;

- РТМ 38.001-94 «Руководящий технический материал. Указания по расчету на прочность и вибрацию технологических стальных трубопроводов».

Что касается предотвращения вибрации, то для максимального снижения вибрации обеспечивается одновременно условий прочности трубопровода, а также выполнение требований по допускаемым нагрузкам на штуцеры оборудования в соответствии со следующими мероприятиями (<https://chemtech.ru/vibracija-trudoprovodov-prichiny-i-ustranenie/>) :

- Осуществляется выбор трассировки трубопровода. Гипотетически идеальная конфигурация такого трубопровода – прямая линия с компенсатором (линзовым, сильфонным и т.п.) для компенсации температурного удлинения трубы. Такая конфигурация практически полностью должна исключить сверхнормативную вибрацию независимо от характера потока (кольцевой, снарядный, турбулентный).

При выборе трассы предусматривают следующее:

- по возможности минимизируются число поворотов трубопровода;
- радиусы отводов предусматриваются не менее 3 DN;
- по возможности исключаются применение запорной арматуры, обратных клапанов на данном трубопроводе;
- максимально используется для трубопроводов большого диаметра усиленные тугоподвижные хомутовые опоры.
- С учётом предварительно разработанной конфигурации трубопровода определяются нагрузки от него на штуцеры технологических аппаратов, возникающие при выходе технологической установки на регламентный температурный режим;
- Преследуя выше отмеченную цель по снижению этих нагрузок, необходимо оптимально подходить к принятию дополнительных изменений конфигурации трубопровода: избегать лишние повороты, различные трубные компенсаторы, применение пружинных опор и т.п. При снижении такими методами нагрузок на штуцеры аппаратов увеличивается вероятность сверхнормативной вибрации;
- Выполнение теплогидравлического расчёта трубопровода с целью определения оптимального диаметра, который должен обеспечивать скорость потока не более 0,8 М на всех участках трубы. Это обеспечивает дисперсно-кольцевой режим движения двухфазного потока внутри трубопровода. Необходимо избегать снарядного режима потока с целью минимизации вибрации трубопровода;
- По выполнению расчёта на прочность трубопровода по определению толщины его элементов, уточнению конфигурации участков трубопровода, при которой нагрузки на штуцеры аппаратов не превышают допустимые значения.

В случае изменения конфигурации трубопровода по результатам расчёта на прочность, повторно производится поверочный теплогидравлический расчёт.

1.4.2.10. еМоС 22974. Установка 331 Установка извлечения серы. Замена регулирующего клапана А1-3311-FCV-013А/В и А1-3312-FCV-013А/В на более производительный с обратной связью по положению

Объектом модификации являются регулирующие клапана А1-3311/2-FCV-013А/В, установленные на линии подачи кислого газа Установки 330 с А1-VN-101/201 в печи сжигания газа первой термической ступени конверсии А1-331-FF-101А/В и А1-331-FF-201А/В, см. ниже Рис. 1.4.2-18.

При предельных нагрузках на Установке 331 регулирующие клапана становятся гидравлическими ограничителями потока. Для увеличения пропускной способности потока газа на термический реактор предусматривается замена 18 дюймовых клапанов регуляторов расхода 3311/2-FCV-013А/В на линиях 1 и 2 извлечения серы на 20 дюймовые с обратной связью по положению, см. рисунок 3.8.19-1.

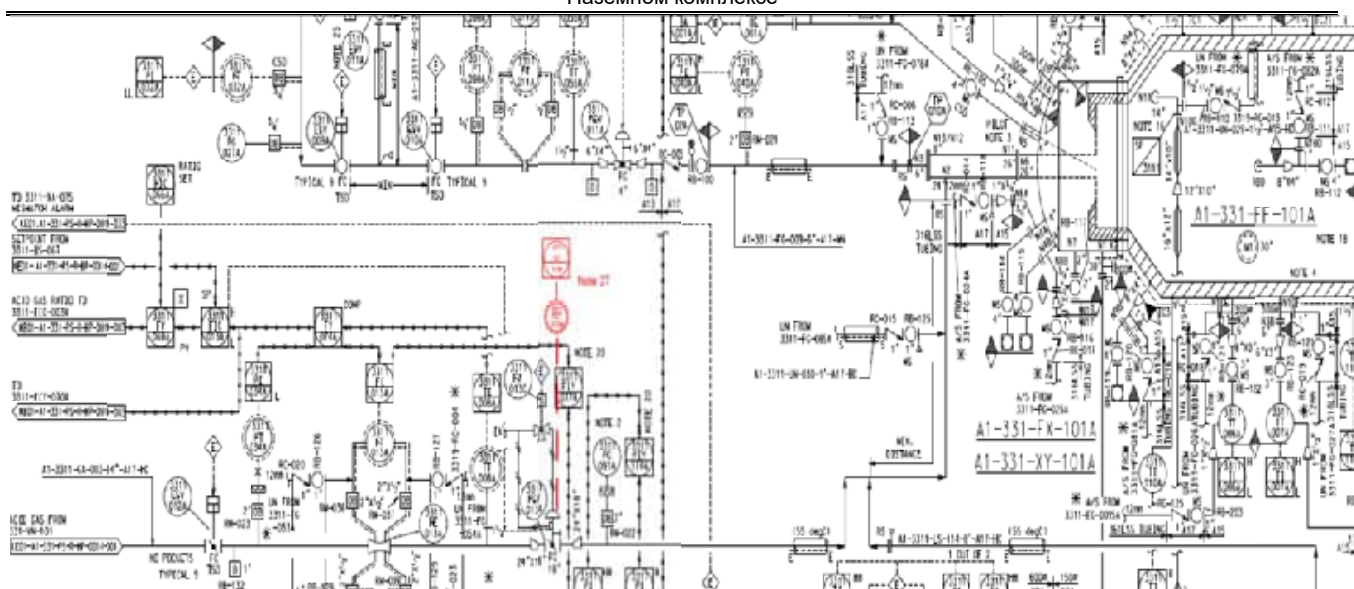


Рисунок 1.4.2.- 18. Схема замены регулирующих клапанов A1-3311/2-FCV-013A/B

1.4.2.11. PR 20108. Установка 361. Экспортный газопровод сырого газа 1ВСМА КР-2022 (подключения)

Как отмечено выше, ввод в эксплуатацию на Морском комплексе двух технологических линий модернизированных компрессоров обратной закачки сырого газа (ЗСГ) по Проекту RGI Upgrade с увеличенным объемом обратной закачки газа и одновременная реализация на Наземном комплексе Проекта 1ВСМА по экспорту дополнительно добытого газа на газоперерабатывающий завод третьей стороны мощностью до 1 млрд. м³/год, являющимися ключевыми решениями по УУМ, снимают главные технологические ограничения объектов обустройства с задачи дальнейшего наращивания добычи на м/р Кашаган до уровня 450 тыс. барр нефти в сутки. Данные решения создают условия для задействования резервных мощностей существующих сооружений ОПр и условия реализации различных модификаций по УУМ как на МК, так и на НК при наращивании добычи нефти.

Проект «Строительство нового трубопровода сырого газа», разработанный компанией ТОО CBS (КТ00-362-4U-A-RE-0001-000). Проект при полке добычи 450 тыс. барр./год обеспечивает транспортировку избытка сырого газа в объеме до 1 млрд. м³/год по трубопроводу сырого газа Ду400 (DN 16") от УКПНиГ до УКПГ третьей стороны, см. Рис. 1.4.2.-19.

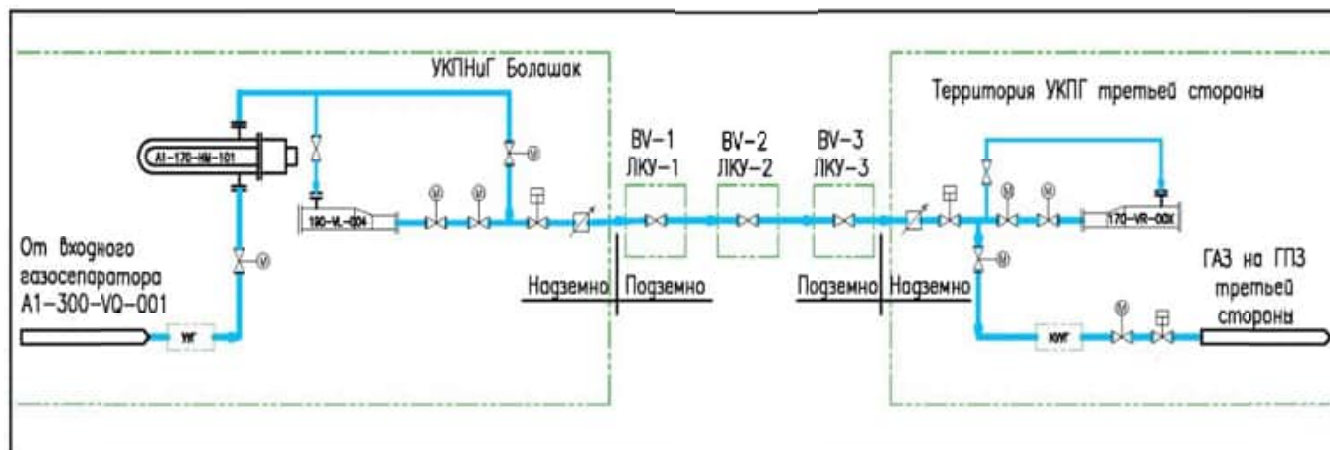


Рисунок 1.4.2-19. Схема нового трубопровода транспорта сырого газа третьей стороне

Маршрут газопровода начинается от точки врезки в существующую трубную обвязку входного газосепаратора A1-300-VQ-001 (Slugcatcher) на площадке УКПНиГ. Далее трубопровод надземно проходит по существующей трубной эстакаде до площадки камер пуска/приема скребков. Линейная часть газопровода, протяженностью 14,405 км, за пределами промышленной площадки УКПНиГ до территории УКПН третьей стороны выполнена подземно.

В состав трубопровода входят следующие сооружения, находящиеся на площадке :УКПНиГ:

- Площадка камеры пуска скребка 190-VL-004;
- Модульное помещение силовых трансформаторов электроснабжения;
- Площадка электронагревателей газа А-170-НМ-101/102;
- Станция катодной защиты (ЭХЗ) (система N 1 ICCP).
- Остальные объекты линейной части газопровода находятся на промышленной территории до границ УКПГ третьей стороны
- Площадка линейного кранового узла-1 на ПК5;
- Площадка линейного кранового узла-2 на ПК10;
- Площадка кранового узла - 3 на входе в УКПГ;
- Площадка камеры приема скребка 190-VR-00X, расположенная на территории УКПГ

Функционирование объектов газопровода, расположенных на территории УКПНГ, обеспечиваются существующими системами инженерного и вспомогательного обеспечения в рамках данного проекта. Детальные решения по точкам подключения к существующим сетям УКПНГ решаются на дальнейших этапах разработки проектной документации, стадии рабочей документации.

Рабочие и расчетные параметры трубопровода, материал трубы приведены в Табл. 1.4.2.-7

Таблица 1.4.2.-7. Параметры трубопровода сырого газа третьей стороне

№№ п/п	Параметр	Значение	Примечание
1	2	4	5
1	Расчетная мощность, млрд. м ³ /год (млн. ст. куб. фут/сут.)	1,0 (115)	
2	Расчетное давление, МПа		
3	Расчетная температура, °C		
4	Давление на входе трубопровода мин., МПа	65,5	
5	Давление на выходе трубопровода мин., МПа	58,0	
6	Диаметр трубопровода Ду, мм (дюйм)	400 (16)	
7	Толщина стенки, мм	20,62	
8	Материал трубы, сталь	ISO 3183 PSL2 grade L360 QS (API 5L X52)	
9	Длина трассы, км	14,405	

Компонентный состав транспортируемого сырого кислого газа для дальнейшей его переработки в соответствии с утвержденными сторонами ТУ в зависимости от режима работы ОЗГ на МК представлен ниже в Приложении 1.9.2

1.4.2.12. PCN 17011. Установка 330. Фильтрация бедного (ненасыщенного) амина. Дополнительные фильтры (Повышение эффективности фильтрации ДЭА).

Принципиальная технологическая схема существующей установки фильтрации амина приведена на рисунке 3.8.16.1-1.

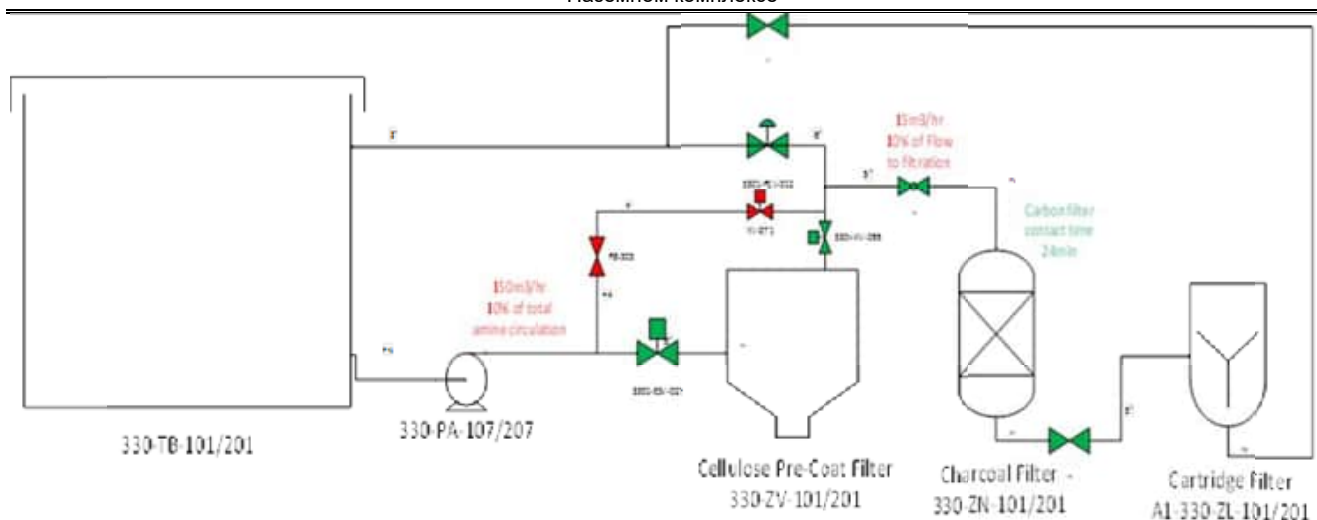


Рисунок 1.4.2-20. Схема существующей установки фильтрации амина

Проблемы с существующим блоком аминной фильтрации, в основном из-за аминного фильтра 330-ZV-X01, удаления механических примесей (ОВЧ):

- Неравномерное распределение кека по свечам (на этапе предварительного покрытия);
- Некоторая часть отработанного материала предварительного покрытия в основном резервуаре направляется в систему слива амина во время обратной промывки, а затем снова возвращается в фильтрующую установку, без последующего картриджного фильтра для улавливания переноса целлюлозы, как это наблюдается в других аналогичных установках;
- Невозможно высушить материал предварительного покрытия во время замены предварительного покрытия, что приводит к потере амина;
- Удаление осадка выполняется вручную и подвергает людей воздействию меркаптана и H₂S из-за плохой работы системы высыхания предварительного слоя;
- Отклонение от общепринятой отраслевой практики. Передовые технологии аминовой очистки на блок механической фильтрации подают максимальное количество циркуляционного регенерированного амина, вплоть до 100%.

Что касается существующих угольных /картриджных фильтры (30-ZN-x01/330-ZL-x01), предназначенных для улавливания углеводородов, продуктов деградации амина и других примесей, то режим фильтрации на них не соответствует также общепринятой отраслевой практике. Поток составляет 1% через ZN и ZL, что явно считается недостаточным, т.к. в промышленности он составляет 10-20% от общего циркуляционного потока амина. При этом скорость раствора на угольном фильтре рекомендуется поддерживать около 10 л/ (мин.* м²).

Итогом выше отмеченных недостатков:

- Высокий уровень ОВЧ (унос целлюлозы в резервуар с амином, коррозия в системе циркуляции амина);
- Высокая склонность к пенообразованию, приводящее к некондиции очищенного газа, переносу амина на установку осушки газа, влияющий на работу осушителей с молекулярными ситами (образование кокса в осушителях с молекулярными ситами в процессе регенерации), что в итоге приводит к снижению производительности по газу и задержке производства из-за необходимости замены молекулярных сит.
- Согласно последнему детальному анализу, количество продуктов деструкции составляет 10-15%. Увеличение вязкости из-за продуктов деструкции приводит к колебаниям абсорбента. Качество амина может привести к коррозии в системе, а также к обрастанию теплообменников/колонн и т.д.

Цель модификации: обеспечить постоянный, надежный и эффективный процесс фильтрации ДЭА, отвечающий требуемому качеству (ОВЧ <50 мг/л, высота пены <50 мл), с более низкими ОРЕХ (в настоящее время 1-1,2 млн. долл./год).

Модернизируемая схема блока фильтрации Установки 330 представляет собой параллельно совместно работающих дополнительный блок трёхступенчатой фильтрации (поток 150 м3/час) и существующего блока фильтрации (поток 150 м3/час).

При подключении дополнительного блока фильтрации увеличивается суммарный объем фильтруемого ДЭА, что приближает к принципу отраслевой практике для фильтров от механических примесей и соответственно предполагает в целом повышение эффективности процесса фильтрации.

Принципиальная схема модифицированной фильтрации Установки 330 представлена ниже на Рис. 1.4.2.-21, 1.4.2.-22.

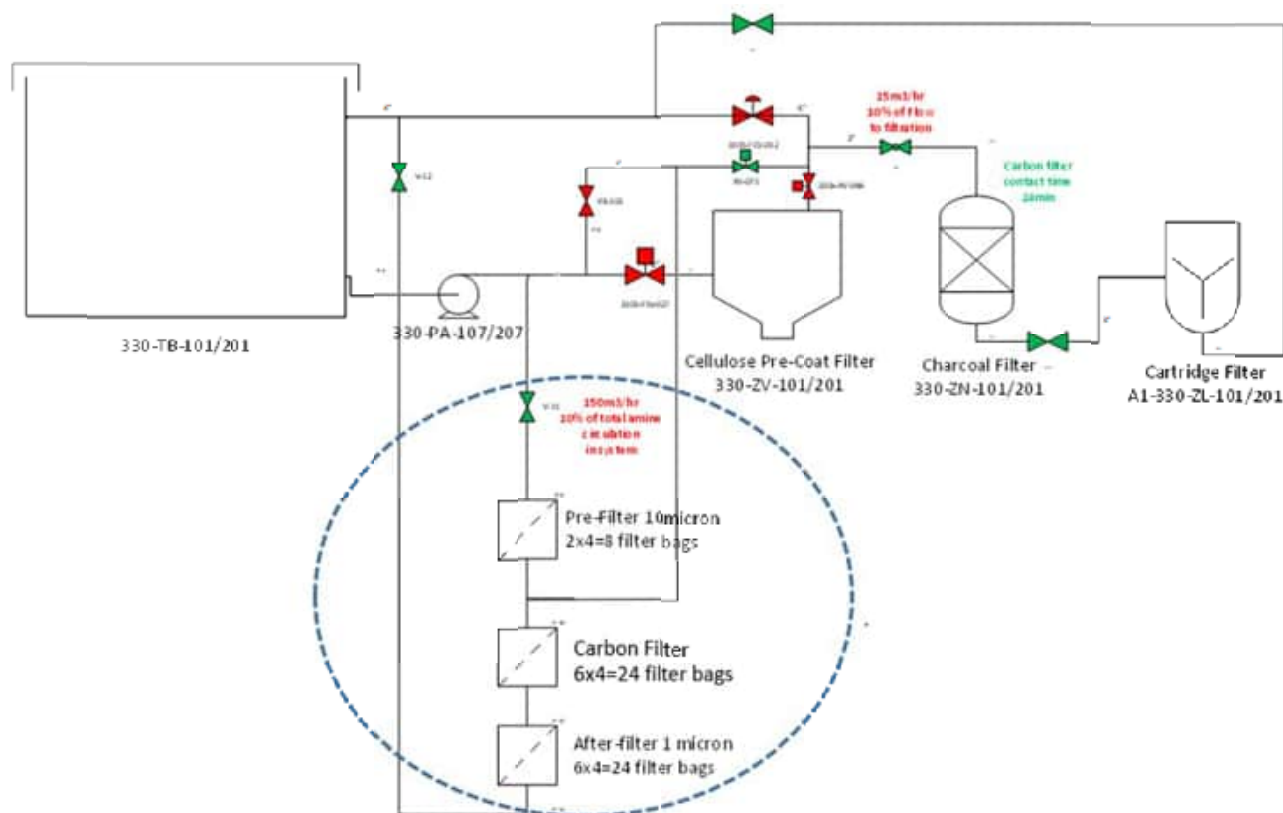
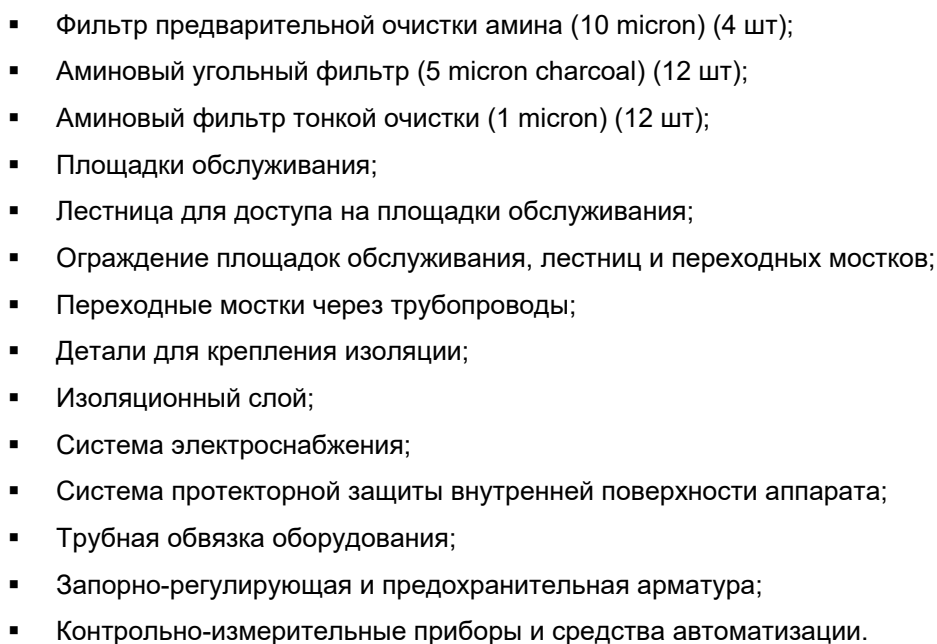


Рисунок 1.4.2.-21. Схема подключения блока дополнительных аминовых фильтров к существующей установке



Контроль качества за эффективностью работы фильтровальной установки осуществляется на основании результатов лабораторных исследований проб амина и визуального осмотра отложений в заполненных фильтровальных мешках.

Количественный анализ общего содержания отфильтрованных твердых взвешенных веществ также может быть выполнен путем измерения разницы масс между рукавным фильтром с влажным заполнением и рукавным фильтром с влажной чисткой.

Отбор проб раствора амина с фильтрационной установки и лабораторные анализы следует проводить не реже одного раза в сутки.

Для оценки производительности предлагаются следующие лабораторные тесты:

- TSS (Общее количество взвешенных веществ);
- Склонность к пенообразованию;
- Время дренажа.

1.4.2.13. eMoC 26126 / 26137. Установка 330. Избыточное давление в емкости испарителя амина из абсорбера амина линии 1, 2. Постоянное решение.

Фактический уровень полноты безопасности SIL на экспонайзерах Установки 330 недостаточен, т.к. анализ уровней защиты (LOPA - смешанный метод оценки риска, связанного с нежелательным событием или сценарием / Layers of Protection Analysis), выполненный НКОК Н.В.Ю не исключает сценарий Прорыва жидкости/пара из аминового абсорбера в сепаратор/экспонайзер для испарения обогащенного амина.

Вероятность сброса давления в абсорбере и возникновении избыточного давления в испарителе высока вследствие сценария выброса газа и сброса/вытеснения жидкости из абсорбера в результате, когда регулирующий клапан 3301-LCV-035 на потоке обогащенного амина в испаритель не открывается независимо от уставок 3301-LCV-005A/B.

В случае отказа регулирующего клапана экспонайзер для испарения обогащенного амина может потенциально переполниться с последующим сценарием прорыва газа, когда расположенный выше по потоку абсорбер амина теряет уровень жидкости.

Жидкость будет проталкиваться с той же скоростью, что и газ, через полностью открытые регулирующие клапаны, в связи с чем систему защиты необходимо пересмотреть и выполнить на объекте соответствующие модификации

Модификации:

- Установка механического ограничителя минимального открытия на последующих регулирующих клапанах 3301/2-FCV-055/056 на 15 % для обеспечения постоянного выпуска жидкости;
- Перемещение одного из существующих клапанов ESV (3301/2-ESV-005) или новый клапан ESV на байпасную линию последовательно с 3301/2-ESV-007 на линии от аминного абсорбера к сепаратору аминного испарения для достижения уровня SIL 2. цель функций отключения 3301/2-LALL-008 (аминный абсорбер) и 3301/2-LANH-021 (аминный испарительный сепаратор);
- Уменьшите настройку нормального уровня жидкости (заданное значение) 3301/2-LIC-019 с 2,2 м до 1,6 м и настройку высокого уровня жидкости 3301/2-LAH-019 с 2,9 м до 2,2 м в емкости для испарения амина. Учитывая изменение вышеуказанных уставок, существует разумное время пребывания (исходя из скорости циркуляции амина 1400 м³/ч) между LAH и LANH (2,3 мин), от NLL до LAH (1,5 мин), от LAL до NLL (1,4 мин);
- Запорные клапаны U/s и d/s 3301/2-HB-101/201/102/202 A/B/C на линии обогащенного амина должны быть CSO (опломбировано в открытом положении).

Ниже на Рис. 1.4.2-24. представлены объекты модификаций

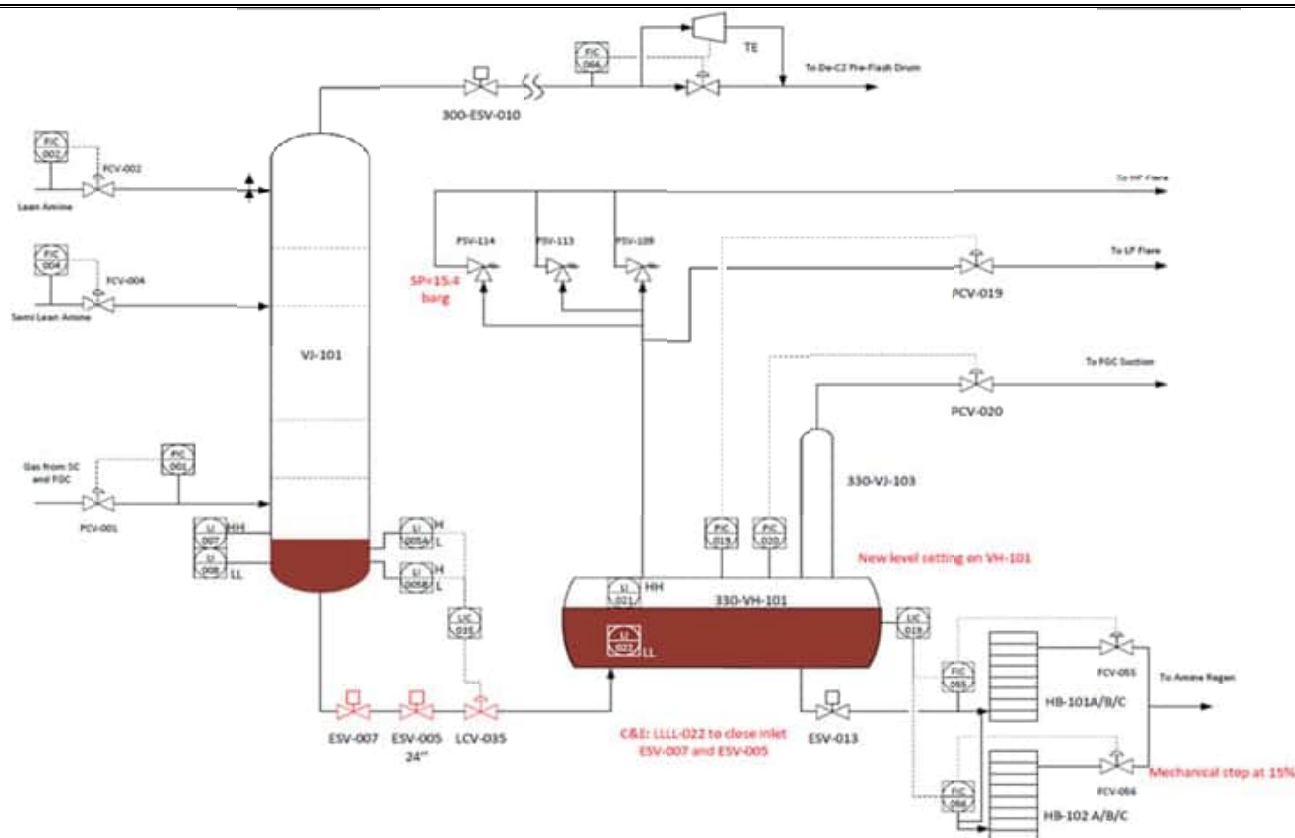


Рисунок 1.4.2 -24. Модификации по предотвращению сценария Прорыва жидкости/пара из аминового абсорбера в сепаратор/экспонайзер для испарения обогащенного амина.

1.4.2.14. еМОС 24624 / 25338 / 26027 / 26094 / 26111 / 2636. Установка 334. Открытый склад серы. Комовая сера. Механизированная экскаваторная разработка серных блоков

Открытый склад серы предназначен для временного хранения серы, получающейся в результате очистки нефти и газа от сероводорода по методу Клауса. Склад состоит из 6-ти серных карт А1-334-TZ-001+006 размером 300х100х11,5 м (18 га) емкостью при формировании серных блоков 676 000 тонн каждый. Общая емкость склада составляет 4,0 млн тонн.

Генеральный проектировщик проекта строительства склада серы «Обустройство ОНР месторождения Кашаган. Наземный комплекс УКПНИГ. Склад Серы»- АО «Harcon Rt», Hungary, Budapest (2009).

Год ввода в эксплуатацию – 2016г.

Расчетный срок эксплуатации – до 2055г.

Занимаемая площадь склада серы, включая серные карты, пруды испарители, эстакады, серопроводы, подъездные дороги, трансформаторную подстанцию составляет 38,17 га.

Суточная производительность склада – 3800 тонн серы в сутки (4 200 тонн серы в сутки при максимальной загрузке мощностей УККПГ)

В состав склада серы входят:

- Серные карты – 6 штук, из них серные карты №1, №2, №3, №4, №6 используются для размещения жидкой серы наливом и серная карта №5 используется в качестве буферной площадки для временного хранения комовой серы перед отгрузкой потребителям. Также серная карта №5 будет предназначена для размещения некондиционной серы;
- Эстакада технологических трубопроводов;
- Для разлива жидкой серы используются разливочные устройства фирмы DEVCO, USA производительностью 3000 т/сутки или 70 м³/час. Всего для производительности склада 3800 т/сутки используется 5 разливочных устройств (4 рабочих, 1 – резервное).
- Служебно-бытовые здания контейнерного типа (помещение для отдыха и обогрева, помещение мастера, кладовая инструментов и инвентаря;

- Трансформаторная подстанция;
- Дороги для подъезда и обслуживания технологических трубопроводов

Настоящая действующая технология переработки серных блоков предусматривает выплавку серы непосредственно из блока с получением жидкой серы с дальнейшей переработкой с целью получения товарной гранулированной серы, показатели которой представлены выше в подразделе 1.3.3.1.4.

После демонтажа щитов опалубки плавление серного блока происходит с помощью специальной передвижной плавильной машины. Расплавленная жидкая сера собирается в специальный приямок и транспортируется по системе трубопроводов для дальнейшей переработки (грануляция, пастилизация).

Сера, производимая на УКПНГ «Болашак», будет главным образом формироваться в виде гранулированной и отправляться как на внутренний, так и экспортироваться на международные рынки. В случае неблагоприятной рыночной конъюнктуры сера будет временно направляться на закрытое хранение в серных блоках до того момента, пока ситуация на рынке серы не улучшится.

На площадке УКПНГ «Болашак» согласованы объемы хранения серы, в виде закрытых серных блоков, в размере 4 миллионов тонн серы (что эквивалентно объему производства серы в течение четырех лет работы УКПНГ «Болашак» на этапе ОНР).

Существующая система управления получаемой элементарной серой в НКОК Н.В. с учетом получения дополнительного вида товарной серы (комовой серы) приведена на Рис. 1.4.2.-25

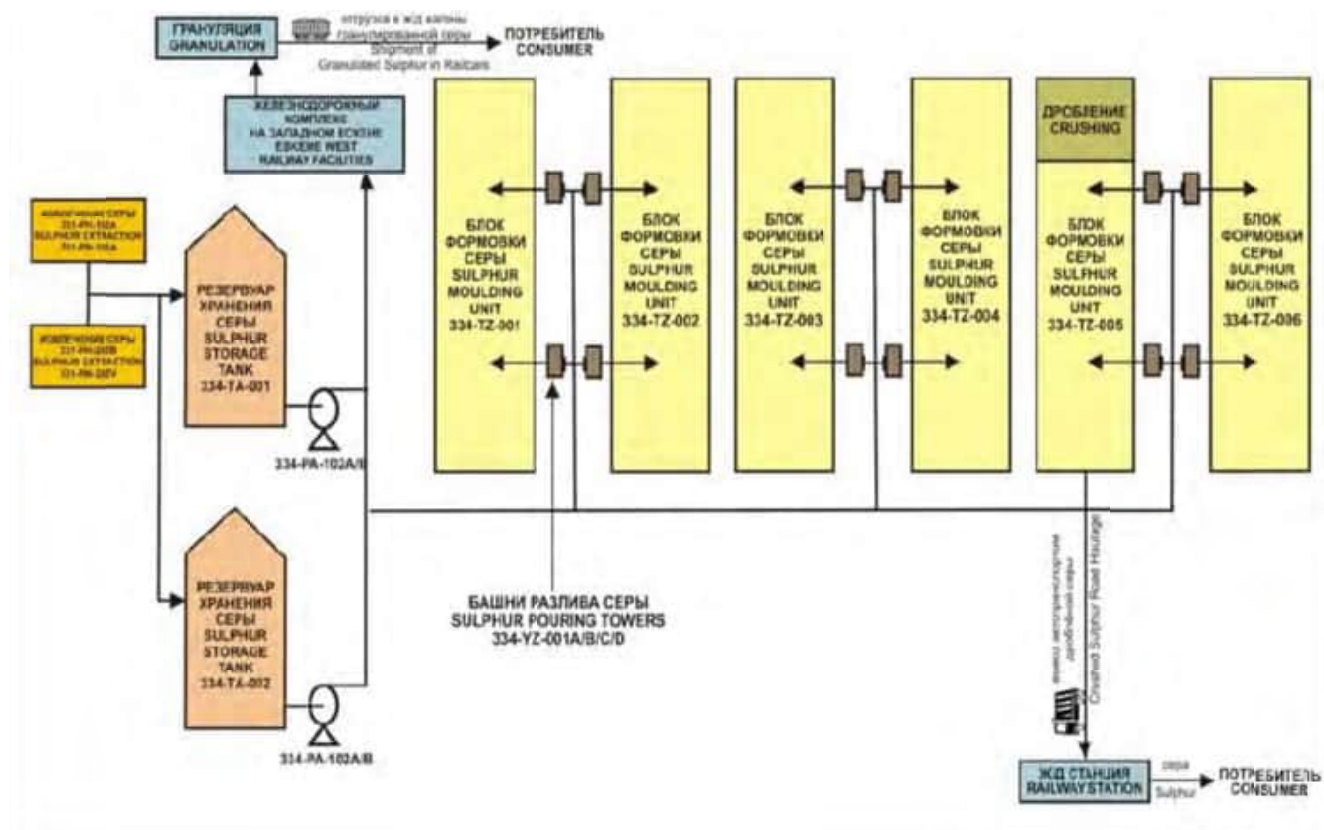


Рисунок 1.4.2.-25. Система управления получаемой элементарной серой в НКОК Н.В

Настоящим проектом в рамках производственной программы НКОК Н.В. «Ликвидация серы на м/р Кашаган» (07-L14-WI-00708-000 Rev. A02 -27/Apr/2023) предусматривается применение дополнительного способа разработки серных блоков, механизированного экскаваторного способа разработки серных блоков на серных картах склада серы УКПНГ, 334-TZ-001 ÷ 334-TZ-006, что позволяет осуществить расширение номенклатуры товарной серы с получением комовой серы согласно всем нормативным требованиям, действующим на территории РК.

Технология получения комовой серы путем дробления (крошения) предполагает разработку серного блока гидравлическими экскаваторами, оборудованными однозубым рыхлителем, с последующей погрузкой в автосамосвалы ковшовыми фронтальными погрузчиками. Комовая сера соответствует требованиям стандартов ГОСТ 127.1-93 – ГОСТ 127.5-936 «Сера техническая» и ПСТ РК 20-2014 «Сера техническая газовая комовая. Технические условия».

Механизированная разработка серных блоков должна осуществляться в полном соответствии с требованиями положений «Требований промышленной безопасности при хранении серы и разработке серных блоков», утвержденных приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 29 октября 2012 года № 482.

Пред началом операции разработки серного блока механизированным способом с получением комовой серы предусматривается предварительный этап демонтажа щитов опалубки серного блока

Принципиальный порядок демонтажа щитов принят в соответствии с решениями проекта «Обустройство ОПР месторождения Кашаган. Наземный комплекс УКПНиГ. Склад Серы» (Заключение РГП «Госэкспертиза» №01-502/09 от 21 октября 2009 г.):

Для заливки жидкой серы и организации соответствующей опалубки для формирования серны блок соответствии с проектом склада серы предусмотрены три типа конструкции щитов:

- средний щит 1 размером 2,5х0,5 м в количестве 6400шт., имеющий шипы в верхней части для соединения с вышележащим щитом и пазы в нижней части для соединения с предыдущим по высоте щитом;
- верхний щит 2 размером 2,5х0,5 м в количестве 320 шт., имеющий пазы в нижней части для соединения с нижележащим щитом и специальные пазы в верхней части для установки карниза и закрепления пленки;
- нижний щит 3 размером 2,5х1,0м в количестве 320шт, который устанавливается на основание серного блока, закрепляется в нем и служит основанием для постепенного наращивания последующих щитов

Выполнение демонтажа щитов опалубки при раскрытии блока предусматривается с помощью спецмашины с поднимающей площадкой и грузовой машины, которая необходима для перевозки щитов к месту складирования.

Для демонтажа щитов одного блока требуется бригада рабочих из 6-ти человек (2 монтажника опалубки, 2 грузчика, шофер спецмашины и шофер грузовой автомашины).

Работа по демонтажу щитов опалубки состоит из следующих этапов:

- мешки с грунтом снимаются с поверхности серного блока, складываются в специальные контейнеры и транспортируются на площадку складирования;
- из паза вынимается карнизная панель, которой пленка GSE HD была закреплена и выведена за наружную грань опалубки;
- пленка вынимается из паза и снимается с разбираемого участка серного блока;
- вывинчиваются из блока и из демонтируемого щита закладные части в виде металлических стержней с винтовой накаткой; стержни складываются в пакет и опускаются на нулевую отметку;
- щиты отделяются от серного блока и опускаются на нулевую отметку с помощью грузоподъемного механизма; щиты после осмотра (и если надо ремонта) можно использовать повторно;
- аналогичным способом демонтируются остальные нижележащие рядовые щиты;
- перед демонтажем нижнего щита от отмостки очищается наружный подкос и отделяется от щита и якорного бруса;
- после демонтажа нижнего щита из земли вынимаются опорные и якорные бруски.

После демонтажа щитов опалубки предполагается организация разработки серного блока в соответствие с технологической картой разработки

Все спецоборудование, предусмотренное для производства работ, выполнено в искробезопасном исполнении, т.к. работы по разработке ведутся в пожаро-взрывоопасных зонах, см. Рис.1.4.2-27. Затвердевшая сера, извлеченная из серной карты, вынимается с помощью экскаватора. Выемка твердой серы выполняется в форме большого комка, далее требуется разбить большой кусок серы на уровне земли путем механического дробления с помощью бульдозера. Перед вскрытием блока серы в рабочей зоне устанавливаются предупреждающие знаки.

Комовая сера собирается во временные отвалы для дальнейшей погрузки в автотранспорт с помощью бульдозера или фронтального погрузчика. Для предотвращения распространения серной пыли при разработке серного блока, транспортировке и погрузке серы используется пылеподавление водой.

Во время основных работ и не менее 30 минут после их завершения на участке предусмотрено присутствие пожарного наблюдателя с пожарным шлангом, готовым к использованию для предотвращения возможного возгорания.

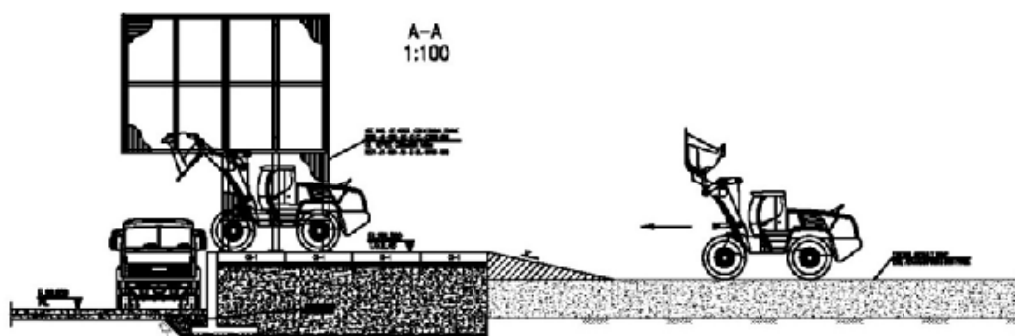
Далее сера грузится в самосвалы фронтальным погрузчиком и транспортируется по дороге вдоль северной границы производственной площадки УКПНиГ до железнодорожной станции Болашак-1 для дальнейшей погрузки в вагоны. Груз в кузове самосвала укрывается рулонным покрытием. Транспорт комовой серы на ж/д станцию Болашак-1 и отгрузка в полувагоны для поставки потребителям разрабатывается отдельным проектом и отдельным этапом.

Принятая схема организации процесса разработки серных блоков привязана к местным условиям существующего склада серы на УКПНиГ и сложившейся логистической сети в районе размещения объекта.

Для ее реализации принято типовое оснащение для формирования материально-технических ресурсов с учетом фактических габаритов серных карт.

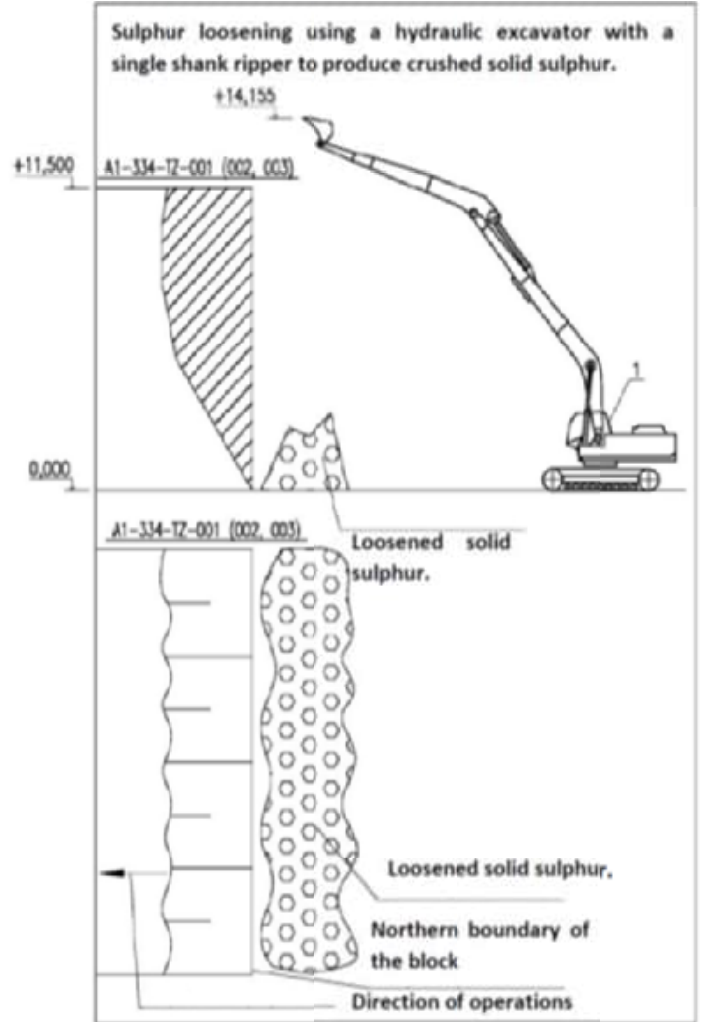
Принципиальная схема разработки серных блоков механизированным экскаваторным методом с получением комовой серы представлена на Рис. 1.4.2-26 на примере разработки серного блока А1-334-TZ-001. По аналогичной схеме будут разрабатываться все 6 серных блоков.

Организация полного цикла разработки серных блоков механизированным способом представлена на технологической карте, см. Табл.. 1.4.2-7а

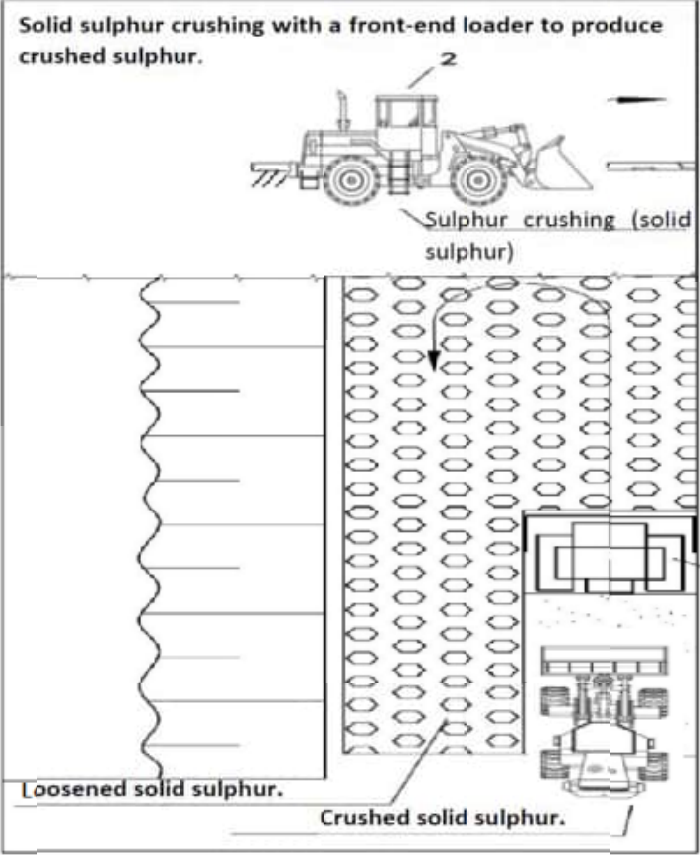


Раздел 1

Таблица 1.2.4.-7а. Технологическая карта организации полного цикла разработки серных блоков механизированным способом

Операция	Технологические объекты (технологическое оборудование, инструмент, приспособления), машины и оборудование	Описание работы
1	2	4
Рыхление	Sulphur loosening using a hydraulic excavator with a single shank ripper to produce crushed solid sulphur.  	Разработка серного блока ведется с помощью гидравлического экскаватора с однозубым рыхлителем. Размеры выемки должны быть подробно описаны в ППР. Геометрия выемки на серной карте и способы погрузки блоков дробленой серы в автосамосвалы показаны на рисунках ниже. При экскаваторном методе работы с серными блоками с помощью экскаватора с однозубым рыхлителем следует начинать с передней части боковых сторон серных блоков по всему сечению. Там, где это возможно, деревянные каркасы и стены серного блока должны быть максимально сохранены в течение всего процесса дробления серы с целью сдерживания распространения пыли. Отбор проб производится перед началом дробления серы. Возможны фронтальные и боковые проходы: При фронтальном проходе ось движения экскаватора совпадает с осевой линией серного блока или смещена относительно нее, но остается в пределах поперечного сечения серного блока. При боковом проходе экскаватор движется рядом с поперечным сечением блока по выработанной полосе за пределами клина провала, формируя боковые и торцевые откосы. Работа с серными блоками должна отвечать следующим требованиям: На серном блоке должен находиться персонал, непосредственно занятый

Операция	Технологические объекты (технологическое оборудование, инструмент, приборы, приспособления), машины и оборудование	Описание работы
1	2	4
		дроблением и выгрузкой твердой серы. Все остальные виды работ должны быть прекращены. Во время проведения основных работ и не менее чем через 30 минут после них для предотвращения возможного возгорания должно быть организовано дежурство пожарной охраны с пожарным рукавом, готовым к использованию. Механическая выемка и дробление серы из блоков должны осуществляться с обеспечением пылеподавления в соответствии с АМР-О20-PR-0001-000. Перед вскрытием серного блока с помощью экскаваторов рабочая зона должна быть оборудована предупреждающими знаками.

Операция	Технологические объекты (технологическое оборудование, инструмент, приборы, приспособления), машины и оборудование	Описание работы
1	2	4
Дробление	Solid sulphur crushing with a front-end loader to produce crushed sulphur.  Sulphur crushing (solid sulphur) Loosened solid sulphur. Crushed solid sulphur.	В соответствии с ППР по дроблению серы, размер дробленной серы не должен превышать 200 мм. Расчетная средняя производительность дробления для обеспечения прогнозируемой загрузки в объеме ~1 260,0 МТ/сут Твердая сера извлекается из серной карты с помощью экскаватора. Твердая сера извлекается крупными кусками, которые затем дробятся на месте с помощью фронтального погрузчика. В соответствии с ПСТ РК 3710-2021 "Сера техническая газовая комовая: Технические условия", размер экспортируемой дробленной серы не должен превышать 200 мм. В соответствии с Изменением 1 к Порядку отгрузки серы содержание влаги в дробленной сере должно быть менее 0,2%. Указанное в таблице оборудование и технологический процесс позволяют добиться такого размера дробленной серы.

Операция	Технологические объекты (технологическое оборудование, инструмент, приборы, приспособления), машины и оборудование	Описание работы
1	2	4
Складирование дробленой серы во временных отвалах		Дробленая сера будет сразу, по мере дробления, перемещаться с помощью фронтального погрузчика. Фронтальный погрузчик будет принимать дробленую серу и загружать ее в самосвал. Для дальнейшей разгрузки фронтальным погрузчиком будет произведено складирование во временных отвалах.

Операция	Технологические объекты (технологическое оборудование, инструмент, приборы, приспособления), машины и оборудование	Описание работы
1	2	4
Перегрузка дробленой серы фронтальными погрузчиками из отвалов в самосвалы	 	Сбор и погрузка дробленой серы во временный отвал должны производиться с возвышенной погрузочной ramпы с помощью фронтальных погрузчиков. Дробление и погрузка серы в автосамосвалы на площадке серной площадки должны обеспечиваться мобильной системой пылеподавления и стационарной системой пылеподавления (постоянной или временной). Система пылеподавления используется для предотвращения распространения серной пыли при работе с серными блоками, транспортировке и погрузке. Для предотвращения распространения серной пыли при дроблении серных блоков должна применяться постоянная система пылеподавления, состоящая из смеси воды и ПАВ (смачивающий агент). Это необходимо для подавления пыли. Система пылеподавления водой, основанная на применении технологии «Сухого» и «Мокрого» тумана обеспечивает эффективное пылеподавление в круглогодичном режиме, в т.ч и в зимний период времени.

Операция	Технологические объекты (технологическое оборудование, инструмент, приспособления), машины и оборудование	Описание работы
1	2	4
Доставка дробленой серы на железнодорожный терминал и погрузка в вагоны		Для транспортировки дробленой серы будут использоваться самосвалы. Самосвалы должны располагаться на расстоянии не менее 1,5 кратного расстояния до грейферного ковша от границы участка. Перегрузка серы (из самосвалов в вагоны) осуществляется с помощью грейферного погрузчика, работающего в районе сортировочной станции наземного хранилища. Для каждой перевозки задействуется 60 вагонов. Каждый вагон вмещает приблизительно 63 тонны дробленой серы. Для погрузки серы вагоны очищаются и на них устанавливают полиэтиленовые вкладыши. После загрузки серы в вагон его поверхность выравнивается, а вкладыши затягиваются канатами.

Механизированная экскаваторная разработка серных блоков сопряжена и является источником появления серной пыли, в связи с чем при данном способе предусмотрены мероприятия по пылеподавлению в соответствии с «Требованиями промышленной безопасности при хранении серы и разработке серных блоков»:

- для предотвращения распространения серной пыли при разработке серного блока с использованием оборудования (экскаваторы, краны, бульдозеры, фронтальные погрузчики, контейнеровозы и другие используется пылеподавление водой с помощью мобильной установки «мокрого тумана»;
- при отгрузке серы в самосвалы предусматриваются укрытия защищенные экранами и оснащенные устройствами, обеспечивающими дополнительное пылеподавление метолом «сухого тумана»;
- дорожная сеть транспорта комовой серы обеспечивается передвижной поливочная машина для орошения автодорог.

В соответствии с требованиями «Правил обращения с серой технической газовой», утвержденным приказом И.о. министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июля 2021 года № 266, при обращении комовой серы на складе УКПНиГ используются инновационный метод пылеподавления («Сухой туман»; «Мокрый туман»), отвечающий уровню наилучших доступных техник с соблюдением требований статьи 113 Кодекса. Оборудование данных методов обеспечивают эффективное пылеподавление в течении всех сезонов года, в т.ч. в зимний период времени в плотть ддо температуры окружающей среды до минус 30°C со степенью улавливания пыли не менее 80-90%.

Главное отличие технологии «Сухой туман» и «Мокрого тумана» (<https://dprom.online/unsolution/ne-tumannyy-effekt-novoe-slovo-v-pylepodavlenii/>) и ее суть заключается в эффекте пылеподавления за счет «захвата» частиц пыли, витающей в воздухе, а не за счет увлажнения пересыпаемого материала. Мелко дисперсная, генерируемая водо-воздушная смесь обволакивают облако пыли, и не дает пыли распространиться по площади до момента ее осаждения. При этом данные системы обладают весьма низким потреблением воды.

Система Сухой туман доказала способность значительно снижать количество пыли в воздухе в различных технологических процессах: склады, конвейеры, опрокидыватели, конвейеры обратной транспортировки, дробилки, зоны погрузки машин и поездов, судовых погрузчиков и кранов, устройств для сброса мусора. Система может работать при температурах до -40С! Благодаря особому свойству облачности, распыленные капли не замерзают из-за нехватки массы, <https://group812.com/suhoj-tuman/>.

Одним из лидеров разработки и изготовления данных систем пылеподавления выступает компания ООО «ЕИМ инжиниринг» (г. Санкт-Петербург) <http://www.eim-engineering.ru/production/zashhita-okruzhayushhej-sredyi/aktivnyie-sistemy/>.

Оборудование, производимое данной компанией, имеет следующую основную техническую характеристику:

- Системы генерируют поток тумана высокой плотности, состоящий из капель воды от 5 до 150 микрон;
- Распределение потока тумана по площади до 7 Га и нести его на расстояние от 30 до 150 метров в зависимости от модели;
- Эффективность 80-90% и выше;
- До 180 форсунок разного распыла на трех независимых кольцах;
- Работа до -30°С без ПАВ;
- Частичное или полное автоматизированное управление (радиоуправление/локальное управление, внедрение в АСУ);
- Интеллектуальная система управления (автоматизированный выбор режима в соответствии с погодными условиями);
- Мобильное и стационарное исполнение на опорах до 18 метров, полностью оборудованных для зимнего применения;
- Подключение к существующим сетям или автономная работа;
- Возможность использования морской воды или воды технического назначения;
- Системы более 10 лет поставляются на предприятия Крайнего севера РФ и полностью адаптированы для условий эксплуатации до -30С (при этом для поддержания высокой эффективности установки эксплуатируются в режиме распыления воды без применения поверхностно-активных веществ (ПАВ) до -20С).

С внедрением механизированного способа разработки серных блоков для получения комовой серы в рамках данного проекта предусматривались следующие модификации:

- **еМОС 24624.** Система пылеподавления для проекта дробления серы (PAD-1) Установка НТ;
- **еМОС 25338.** Установка бытовых контейнеров (Кабина обеспыливания одежды персонала; Аварийный душ) для персонала сероуглеродного производства;
- **еМОС 26027.** Мобильная погрузочная рампа для площадки;
- **еМОС 26094.** Система пылеподавления (с ЕНТ) для площадки дробления серы_№2;
- **еМОС 26111.** Освещение карт;
- **еМОС 26367.** Система пылеподавления для проекта дробления серы (PAD-1) Установка НТ.

Все основное оборудование для разработки серных блоков механизированным способом предусматривается стандартным, проверенным в промышленных условиях и изготовленным из коррозионностойких материалов

Перечень основного оборудования представлен в Табл. 1.4.2-8.

Таблица 1.4.2-8. Перечень машин, механизмов, оборудования, технологической оснастки, инструмента, инвентаря и приспособлений для механизированной разработки серного блока

№ п/п	Наименование	Тип, марка, ГОСТ	Назначение	Основные технические характеристики	Количество на звено (бригаду), шт.
1	2	3	4	5	6
1	Экскаватор для дробления	Doosan DX300LCA	Разработка серного блока	Однозубый рыхлитель - R-150-2	2
2	Ковшовый фронтальный погрузчик	LiuGong CLG855H	Разработка серного блока, погрузка в самосвал	Объем ковша 3 м ³	5

№ п/п	Наименование	Тип, марка, ГОСТ	Назначение	Основные технические характеристики	Количество на звено (бригаду), шт.
1	2	3	4	5	6
3	Самосвал	SHACMAN SX3251DR384, 25 т	Вывоз комовой серы	объем кузова 40 м ³ или более	12
4	Бульдозер	ДЗ 110ХЛ	Разработка серного блока		2
5	Мобильная система пылеподавления еМОС 26027		Подавление пыли серы при разработке серных блоков		1
6	Поливочная машина		Орошение дорог водой		1
7	Погрузочная рампа еМОС 24624		Разработка серного блока		2
8	Блок пылеподавления «Сухой туман» на погрузочной рампе. еМОС 26367		Пылеподавление		2 (стационарная на карте №1; мобильная для разработки карт №№ 2÷6)
9	Камера обеспыливания специальной одежды еМОС 25338		Очистка одежды от пыли	На 1 чел	1
10	Помещение для обогрева еМОС 25338		Обогрев персонала		1
11	Обслуживающий персонал			Двухсменная работа	45 человек

В целом стратегия, которая в настоящем поддерживается оператором НКОК Н.В. в отношении производимой элементарной серы, основывается на:

- сведение к минимуму производства серы путем непосредственного нагнетания большей части сырого попутного газа в основной пласт м/р Кашаган;
- максимизация реализации любой добытой серы путем экспорта элементарной серы на существующие рынки и поддержки продаж на внутренних рынках для альтернативных потребителей;
- хранение или утилизация любой остаточной серы в закрытых серных блоках для сведения к минимуму потенциального воздействия на здоровье людей и окружающую среду.

Компания НКОК Н.В. также проводит программу по использованию серы в сельскохозяйственной промышленности и строительной индустрии на территории Казахстана:

- применение в сельскохозяйственной промышленности предусматривает использование серы в качестве добавки в основную/натриевую почвы, а также прямое применение серы в качестве удобрения;
- применение в строительстве включает в себя производство железобетонных изделий с содержанием серы.

1.4.2.15. PCN 20109.- Проект экспорта СУГ (подключения)

В настоящее время, в силу отсутствия развитой экспортной трубопроводной сети, получаемые СУГ частично утилизируются для собственных нужд, а остальной получаемый объем закачивается в товарный сухой газ.

Средневзвешенное распределение СУГ, произведенного на месторождении, между экспортом в составе товарного газа и объемами использования его на собственные нужды в качестве топлива в период ОПР согласно утвержденным проектам на разработку и ПРПСГ составляет соответственно 55% / 45%.

В период освоения ОПР не планировалось отпускать СУГ в качестве самостоятельной товарной продукции внешним потребителям, а предусматривалось, как отмечено выше, временное использование СУГ в качестве топлива для собственных нужд производства, в Клаус процессе и в инженерной системе получения пара высокого давления. Однако, еще в 2011 году тогда Министерством нефти и газа РК Протоколом № 1 МНГ от 28.06.2011 предписывалось «Рекомендовать Норт Каспиан Оперейтинг Компани Б.В. в использовании сухого газа вместо сжиженного нефтяного газа (пропан-бутан) для собственных нужд берегового комплекса, для парового котла высокого давления и в термических окислителях в соответствии с программой утилизации газа на Кашагане фазы ОПР».

Настоящим проектом по состоянию на 2024г. в целях реализации развития сырьевой базы газохимического сектора отрасли промышленности РК в рамках «Комплексного плана по развитию крупнейших нефтегазовых и нефтегазохимических проектов на 2023 – 2027 годы», утвержденного Постановлением Правительства Республики Казахстан от 30 ноября 2023 года № 1062, существующими мощностями производственного комплекса м/р Кашаган планируется выпуск новой товарной продукции на внутренний рынок РК, сжиженные газы в виде смеси пропана и бутана технической согласно ГОСТ 21443-75 «Газы углеводородные сжиженные, поставляемые на экспорт».

В целях экспорта сжиженных СУГ третьей стороне предусматриваются в рамках PCN 20109 следующие модификации на территории промышленной площадки УКПНиГ:

- В целях подключения экспортного газопровода СУГ для третьей стороны и обслуживания камеры пуска скребка А1-190-VL-005, располагаемой в границах УКПНиГ предусматривается предварительное выполнение врезок в существующие трубопроводы и точки подключения к существующим инженерным сетям следующих коммуникаций:
 - факельный трубопровод ВД;
 - Азот/топливный газ/воздух КИП/технический воздух;
 - Открытые дренажи/закрытые дренажи;
 - автоматизации и связи.

При этом проект размещения камеры пуска скребка, А1-190-VL-005 не входит в объем ТПД 450 НК, т.к. реализуется в рамках ответственности третьей стороны, проекта экспортного трубопровода СУГ;

- Модификация термических окислителей - Перевод термических окислителей Установки 332 на топливный газ. В рассматриваемом PCN 20109 модификация термических окислителей заключается в выполнении врезок в существующие трубопроводы с целью подготовки к переводу термических окислителей на топливный газ. Новые горелки должны работать на двух видах топлива - СУГ и топливном газе, чтобы обеспечить возможность переключения обратно на СУГ в случае прерывания экспорта третьей стороне.
- На котлах паровых котельных УКПНиГ установлены горелки, способные работать как на сжиженном газе, так и на топливном газе. Замены горелок на котлах паровых котельных не требуется.
- Размещение на территории Установки 221 «Резервуары хранения и насосная СУГ» новых рабочих/резервных экспортных насосов для СУГ (221-РА-х01А/В), узла учета и прокладка линии товарного СУГ по межплощадочным эстакадам складской зоны, 6" труба бесшовная Кл. 80 ASTM A333 GR 6 по трассе от выхода из БКУ коммерческого учета к врезке через тройник с решеткой в экспортный трубопровод СУГ.

1.4.2.15.1. Предварительные врезки в существующие трубопроводы УКПНиГ

Для будущего проекта СУГ третьей стороне требуется выполнить следующие врезки в существующие трубопроводы УКПНиГ:

- врезка в циркуляционный трубопровод существующих насосов экспорта СУГ;

- врезка в факельный коллектор газа ВД;
- врезка в коллектор топливного газа;
- врезка в распределительный коллектор воздуха КИПиА;
- врезка в распределительный коллектор азота

Основные технологические точки врезки представлены ниже на Рис. 1.4.2-28.

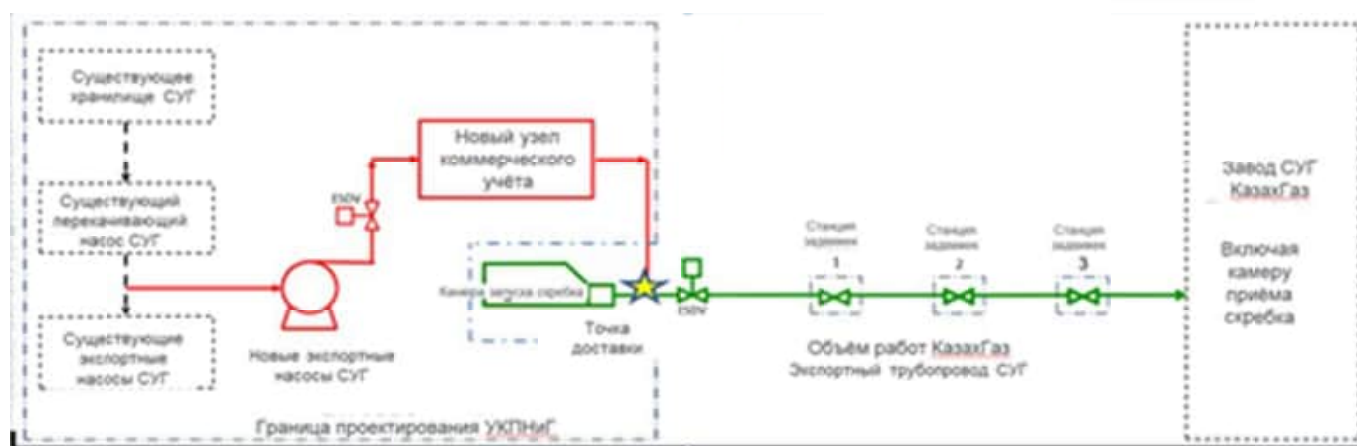
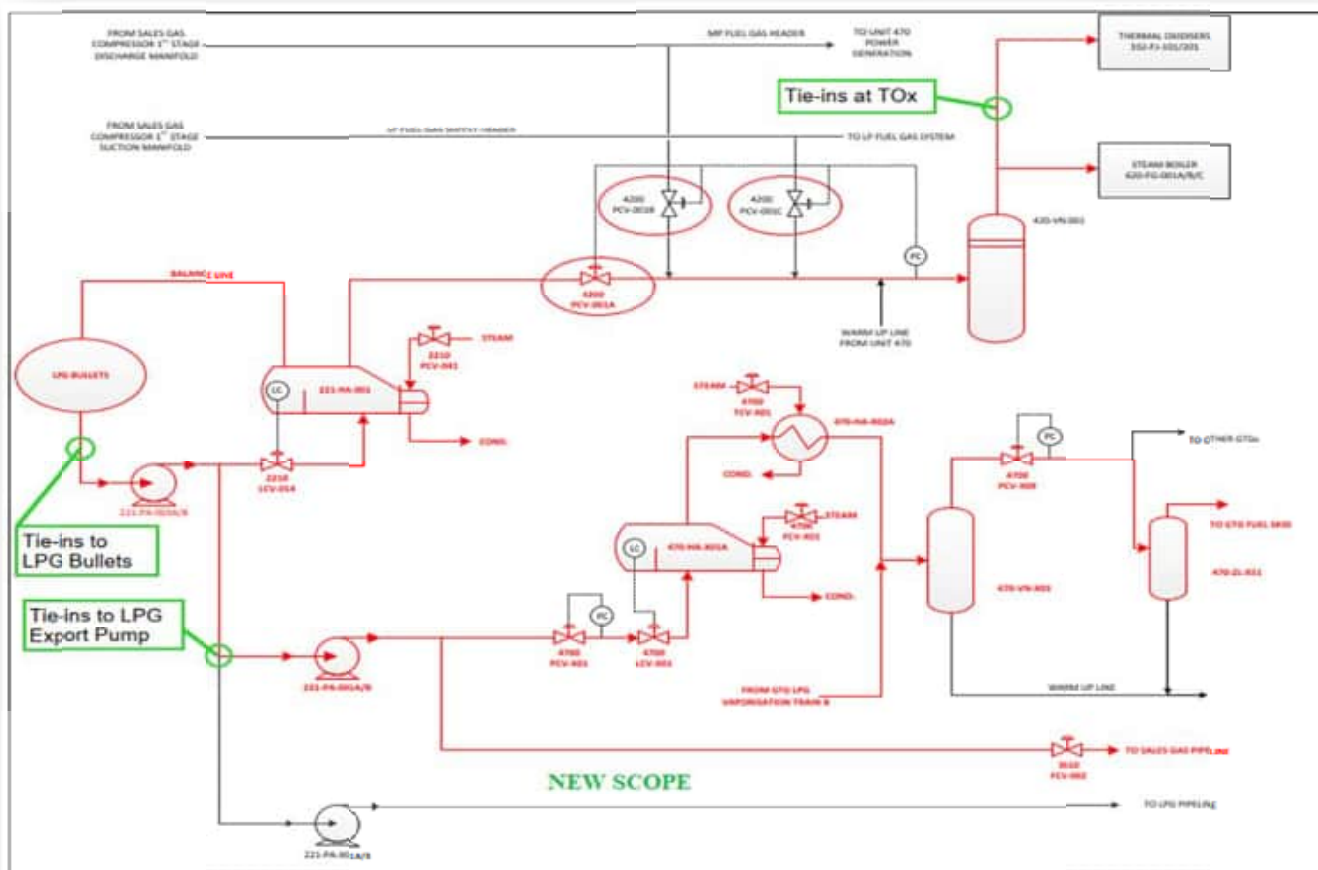


Рисунок 1.4.2-28. Точки врезки технологических коммуникаций в существующую систему потребления СУГ для проекта экспорта СУГ

Трассы основных межплощадочных трубопроводов по организации экспорта СУГ представлены на Рис. 1.4.2-29:

- 6" линия СУГ от врезки в новые экспортные насосы СУГ;

- 6" линия СУГ от новых экспортных насосов СУГ до временной камеры запуска скребка СУГ;
- 12" линия до врезки в существующую линию факела ВД;
- 4" линия товарного газа от врезки во временную камеру запуска скребка СУГ.

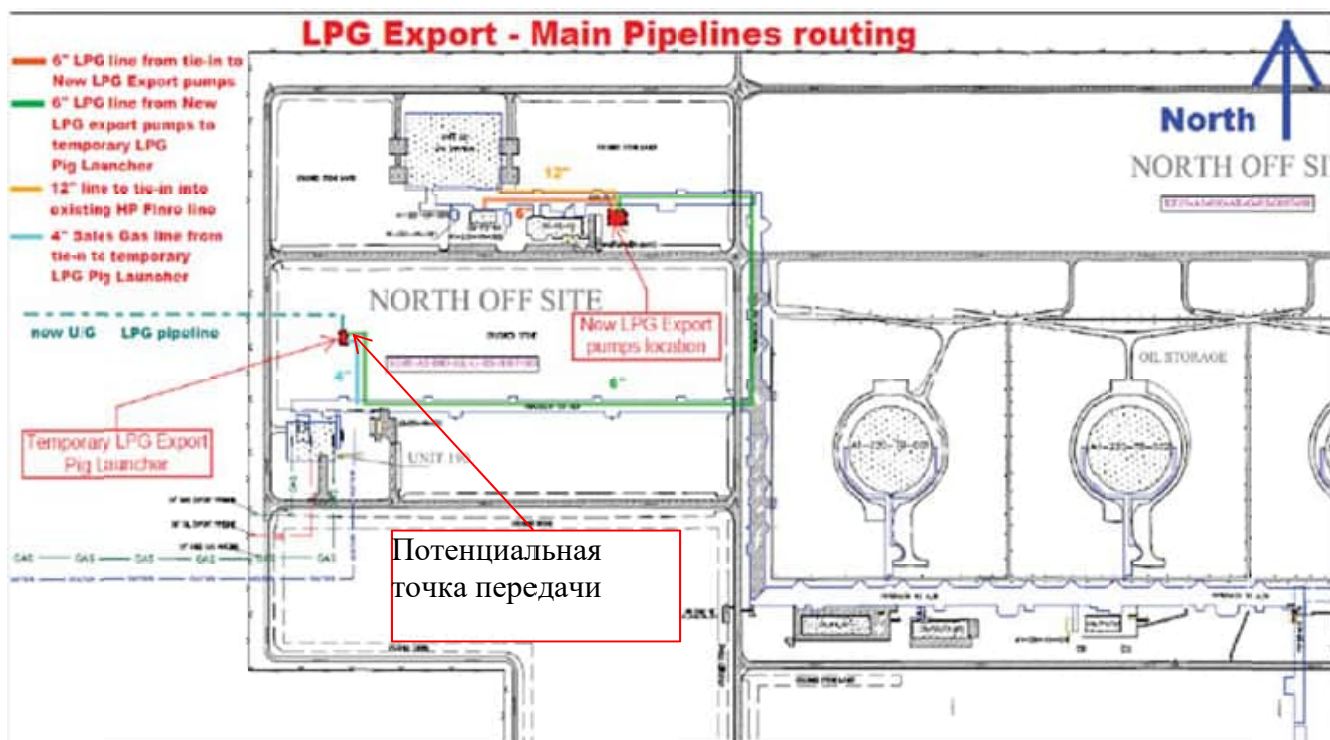


Рисунок 1.4.2-29. Принципиальный план технологических коммуникаций экспорта СУГ

1.4.2.15.2. Модификация термических окислителей - Перевод термических окислителей Установки 332 на топливный газ

Модификация термических окислителей заключается в выполнении врезок в существующие трубопроводы и внесении изменений в трубную обвязку термических окислителей с целью подготовки термических окислителей к переводу на топливный газ с сохранением возможности работы на СУГ.

Для первой технологической линии УКПН предусматривался следующие врезки:

- Для подачи топливного газа в термический окислитель A1-332-FG-101 будет выполняться врезкой 6" трубы в существующий трубопровод подачи СУГ A1-3311-FG-001-6"-A13-WN. Точка подключения топливного газа TP-X1;
- Для подачи топливного газа на новую горелку демонтируется существующий участок трубопровода подачи СУГ A1-3311-FG-011-6"-A13-WN от TP-10 до TP-11, а вместо него монтируется трубопровод A1-3311-FG-011-8"-A13-WN с ответвлением для точки подключения подачи топливного газа TP-X2;
- Для подачи топливного газа на дежурную горелку выполняется врезка 1/2" трубы в существующий трубопровод пилотного газа A1-3321-FG-006-1/2"-A13-WN. Точка подключения топливного газа TP-X3;
- Для обеспечения новой горелки воздухом КИПиА выполняется врезка 1/2" трубы в существующий трубопровод воздуха КИПиА A1-3321-IA-010-1/2"-A21. Точка подключения топливного газа TP-X4.

Для второй технологической линии УКПН предусматривался следующие врезки:

- Для подачи топливного газа в термический окислитель A1-332-FG-201 будет выполняться врезкой 6" трубы в существующий трубопровод подачи СУГ A1-3312-FG-001-6"-A13-WN. Точка подключения топливного газа TP-X1;

- Для подачи топливного газа на новую горелку демонтируется существующий участок трубопровода подачи СУГ А1-3322-FG-011-6"-А13-WN от ТР-10 до ТР-11, а вместо него монтируется трубопровод А1-3322-FG-011-8"-А13-WN с ответвлением для точки подключения подачи топливного газа ТР-Х2;
- Для подачи топливного газа на дежурную горелку выполняется врезка 1/2" трубы в существующий трубопровод пилотного газа А1-3322-FG-006-1/2"-А13-WN. Точка подключения топливного газа ТР-Х3;
- Для обеспечения новой горелки воздухом КИПиА выполняется врезка 1/2" трубы в существующий трубопровод воздуха КИПиА А1-3322-IA-010-1/2"-А21. Точка подключения топливного газа ТР-Х4.

В состав каждой врезки в обязательном порядке включен шаровой кран с ручным приводом и каждая врезка заканчивается фланцевой заглушкой.

Для перевода существующих установок термического окислителя с работы на СУГ на работу на двух видах топлива требуются следующие три модификации, идентифицированные поставщиком OEM:

- Замена тройной трубы горелки;
- Замена топливопровода между топливным блоком и трубой горелки;
- Замена узла топливного газа.

Тройная труба горелки: горелка должна быть заменена для работы на двух видах топлива (различное отверстие трубы). Эти модификации будут выполнены путем приобретения новой сменной трубы с последующей заменой самого окислителя.

Трубная обвязка топливного блока: текущий трубопровод между топливным блоком и горелкой диаметром 6 дюймов, который модификацией заменяется трубой диаметром 8 дюймов. Несколько линий малого диаметра потребуют изменения трассы для установки нового блока.

Модификации топливного блока: чтобы обеспечить работу на двух видах топлива, то существующую установку, предназначенную для работы на СУГ, планируется заменить на установку, подходящую для работы на двух видах топлива. Предварительная информация от OEM показывает, что новый блок предполагается той же ширины и высоты, что и старый, но длиннее на 8 метров. Более длинный блок потребует дополнительной обвязки (а не просто замены существующей на больший диаметр). Детальная обвязка систем подачи топливного газа и СУГ на горелки термических окислителей будет осуществлена производителем на этапе рабочего проектирования.

Принципиальные модификации термических окислителей приведены на Рис. 1.4.2.-30

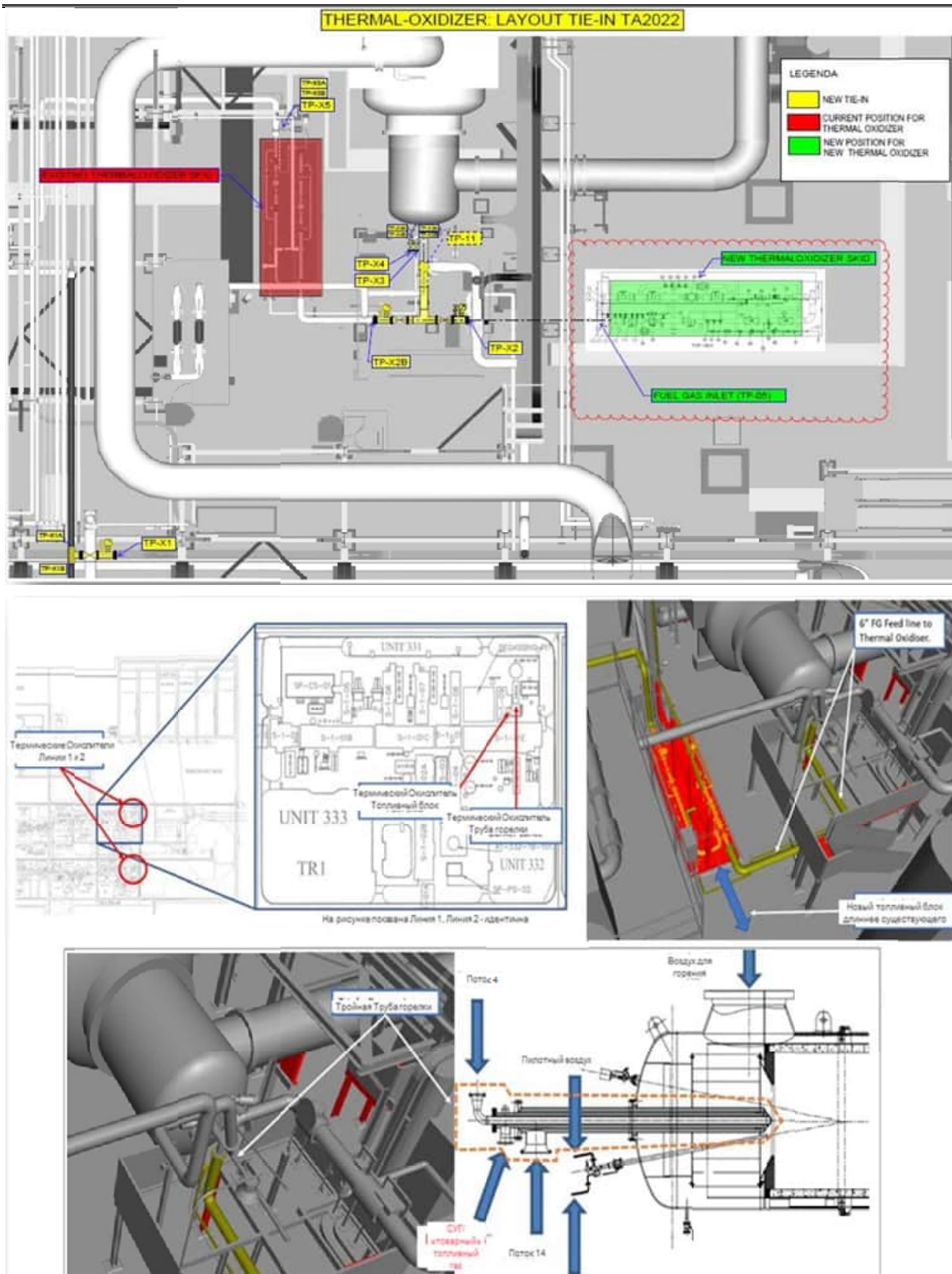


Рисунок 1.4.2-30. Принципиальные модификации термических окислителей

1.4.2.16. еМоС 23247. Установка 221. Установка новых, дополнительных датчиков ПиГ для обеспечения необходимого охвата соответствующей зоны для предотвращения пожара и взрыва. Северная внеплощадочная зона.

Ранее в проекты были внесены изменения в трубопроводы обвязки насосов откачки СУГ (А1-221-РА-001А/В) на Установке 221 СУГ с применением фланцевых соединений для установки системы автоматического сброса давления в насосах, что привело к появлению дополнительных источников утечки углеводородов на данной площадке.

В результате этих технологических модификаций были изменены степени взрывопожароопасности в пожарной зоне FZ 6320, что вызвало установку дополнительных датчиков системы обнаружения ПиГ в этой зоне – 5 шт.

Принципиальный план размещения дополнительных датчиков системы обнаружения ПиГ модификации еМоС 23247 выше представлен в Разделе «Генеральный план», см. Рис. 1.4.1-10 Места размещения дополнительных точечных детекторов горючих газов.

Детальные проектные решения по внедрению дополнительных 5 датчиков системы обнаружения ПиГ представлены в Разделе 6 «Контроль и автоматизация» и Раздел 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности».

1.4.2.17. еМоС 20099. Установка 332. Модификации термического окислителя А1-332-FJ-101/201. Предотвращение вибрации корректировкой рабочего температурного режима

Термический окислитель А1-332-VJ-101/201 предназначен для окисления (дожига) сероводородсодержащего газа перед сбросом его в атмосферу через дымовую трубу до содержания сероводорода в сбрасываемом газе не более 10 ppm.

В термическом окислителе сжигаются отходящие газы с верхней части контактора амина А1-332-VJ-101/201, с установки Мегах и с кислый газ с содержанием метанола с установки 560.

Отсутствие вибрации оборудования и трубопроводов термического окислителя является показателем надежной работы установки подготовки газа.

Проблемы вибрации возникали в обоих технологических линиях по различным причинам.

Чтобы определить основную причину вибрации были проведены ряд исследований на месте и расчеты. Проведенные исследования доказали, что проблема вибрации связана с горелками термического окислителя, работающими близко к максимальному требованию тепловыделения и пределу дросселирования. Визуальный осмотр пламени показал нестабильное состояние с частотой, аналогичной вибрации, наблюдаемой в воздуховодах. Весьма вероятно, что частота импульсов пламени резонировала с трубопроводами воздуховодов (соответствие частоты собственных колебаний). Когда количество топливного газа уменьшилось, пульсация пламени прекратилась и вибрация прекратилась.

Предварительный расчет с использованием кинетической модели термического окислителя показывает, что температура может быть значительно снижена. При этом содержание серы в сбрасываемом газе (H_2S , COS, CS_2) не превышает установленных нормативных предельных показателей на уровне земли, что подтверждено моделированием рассеивания продуктов сброса дымовой трубы.

Требуемое снижение температуры в термическом окислителе составляет от 620 до 550 градусов Цельсия, чтобы полностью устранить проблему вибрации. Эти значения температуры назначили в качестве рабочих. Предельные значения температуры: верхнее 630°C и нижнее 490°C. Моделирование рассеивания показали, что уровень SO_2 на уровне земли находится в допустимых пределах при режиме понижения температуры.

1.4.2.18. РСН 23003 . Установка 332. Установка очистки хвостовых газов. Подключения для охлаждения водопоглощающей колонны А1-332-VE-101/201 и контактора МДЭА А1-332-VJ-101/201

Причиной модификаций на водопоглощающих колоннах А1-332-VE-101/201 и абсорберах МДЭА А1-332-VJ-101/201 стало нарушение регламентного температурного режима на аппаратах в летний период времени.

В летний период, в условиях экстремально высоких температур атмосферного воздуха от 40-42°C на технологической установке 332 в секции контактора амина А1-332-VJ-101/201, температура МДЭА повышается до 51°C. Повышение температуры приводит к выделению большого количества SO_2 , что в

свою очередь ведет к замедлению производства, вызываемого образованием осадка в теплообменниках А1-332-НВ-101/201.

По этой же причине идет повышение температуры в верхней секции водопоглощающих колонн А1-332-VE-101/201 до 60°C. Это также приводит к выделению большого количества SO₂, тем самым, вызывая снижение добычи нефти для обеспечения работы в пределах допустимых для НКОК лимитов выбросов в окружающую среду.

Для устранения риска снижения добычи нефти и стабилизации режимного функционирования Установки 332 в летний период года в условиях максимального наращивания по добычи нефти приняты следующие проектные решения:

- С целью снижения температуры всего циркулирующего потока МДЭА до регламентной 44°C направить потоки МДЭА в дополнительный блок охлаждения. Новые точки врезок необходимо расположить до и после клапанов регулирования расхода 3321-FCV-031/ 3322-FCV-031;
- Для обеспечения необходимой температуры охлаждающей воды для охлаждения горячего газа из реактора гидрогенизации до температуры около 43°C, поток воды направить в дополнительный блок охлаждения. Для подключения линий к системе охлаждения и обратно к основной линии необходимо осуществить врезки до и после клапанов регулирования расхода 3321-FCV-014/ 3322-FCV-014.
- Врезки выполнить предварительно, не дожидаясь выбора подрядчика дополнительных блоков охлаждения. Врезки рекомендовано выполнить методом «холодной врезки», согласно документу КЕ01-А1-332-КИ-Р-BS-0001-000-PR23003 «PR23003 Точки Врезки для Водопоглощающей Колонны / МДЭА/ Охладителей Экспортной Нефти. Объем Работ по Проведению "холодной" врезки».

Общее количество врезок 8 шт. - по четыре на каждой технологической линии.

В данном проекте рассматривается только выполнение указанных врезок. Строительство дополнительных блоков охлаждения МДЭА и циркуляционной охлаждающей воды будет выполнено вне данного проекта, отдельным этапом по дополнительному проекту.

В состав каждой врезки включаются:

- Специальный разъемный тройник для холодной врезки соответствующего размера;
- Трубопровод соответствующего диаметра;
- Два шаровых крана соответствующего диаметра;
- Дренажный шаровой кран диаметром Ду50 (2") с заглушкой.

Материал труб сталь марки А333 для кислой среды согласно NACE.

1.4.2.19. PCN 22014 . Установка 332. Замена линии отходящего газа с установки Мегох и КО сепаратора отходящих газов с установки Мегох из углеродистой стали на КСС

Отходящие газы с установки 210 - очистки нефти от меркаптанов (нефтяные линии Мегох) и с установки 321 - очистки СУГ от меркаптанов (газовые линии Мегох), содержащие следы сероводорода и меркаптанов, направляется на сжигание в термический окислитель 332-FJ-101/201 через каплеотбойный сепаратор 332-VN-102/202. Каплеотбойный сепаратор предназначен для осаждения капельной жидкости, содержащейся в потоке газа.

По результатам опыта эксплуатации за период ОНР и проведенным выборочным ультразвуковым проверкам наблюдалась большая потеря толщины на газовых линиях, направляемых с установок Мегох в термические окислители.

Что касается Каплеотбойного сепаратора отходящего газа с установок Мегох, то проектная расчетная скорость коррозии составляет 0,075 мм/год. Выбор материала для Каплеотбойного сепаратора А1-332-VN-102/202 отходящего газа с установок Мегох и входных/выходных труб выполнялся из условий отсутствия отложений в системе. Поэтому была выбрана емкость из углеродистой стали с допуском на коррозию 3 мм и трубами из низкотемпературной углеродистой стали спецификации А13 с допуском на коррозию 1,5 мм, она считается не коррозионностойкой.

Однако, в ходе Капитального ремонта 2022г. по результатам проверки выявлено, что скорость коррозии в 3 раза превышает проектную (0,23 мм/год). В ходе проверки, проведенной в январе 2023 года (через 6 месяцев), было выявлено, что скорость коррозии увеличилась до 0,36 мм/год (в 4 раза выше проектной).

Высокие скорости коррозии трубопроводов отходящих газов с установок Мерокс и Каплеотбойного сепаратора первой линии A1-332-VN-102 отходящих газов, связанной с сильной влажной кислородной коррозией, может привести к остановкам технологических линий и УКПНиГ в целом.

Образование конденсата и кислорода вызвано отклонениями ведения технологического процесса на установках демеркаптанзации (Мерох) как на газовых, так и на нефтяных линиях. Однако, на газовой установке Мерокс скорость коррозии возросла с момента запуска после Капитального ремонта 2022 г. Высокая скорость коррозии обусловлена конденсацией воды в линии отходящих газов установок Мерокс как на газе, так и на нефти, после их смешивания с холодным топливным газом и отсутствием электрообогрева трубопроводов.

Для минимизации риска остановок технологических линий по выше описанным причинам и чтобы обеспечить высокую эксплуатационную надежность установок Мерокс, приняты следующие решения:

1. Модернизация трубопроводов установки 321 из углеродистой стали, с установленными врезками, на трубопроводы из нержавеющей стали 316L;
2. Замена каплеотбойного сепаратора отходящего газа A1-332-VN-102 из углеродистой стали на сепаратор из нержавеющей стали 316L.

Принципиальная схема трубопроводов отходящих газов с установок Мерох подлежащих модификациям с заменой марок стали по отдельным их участкам (красные линии) показана на Рис. 1.4.2- 31.

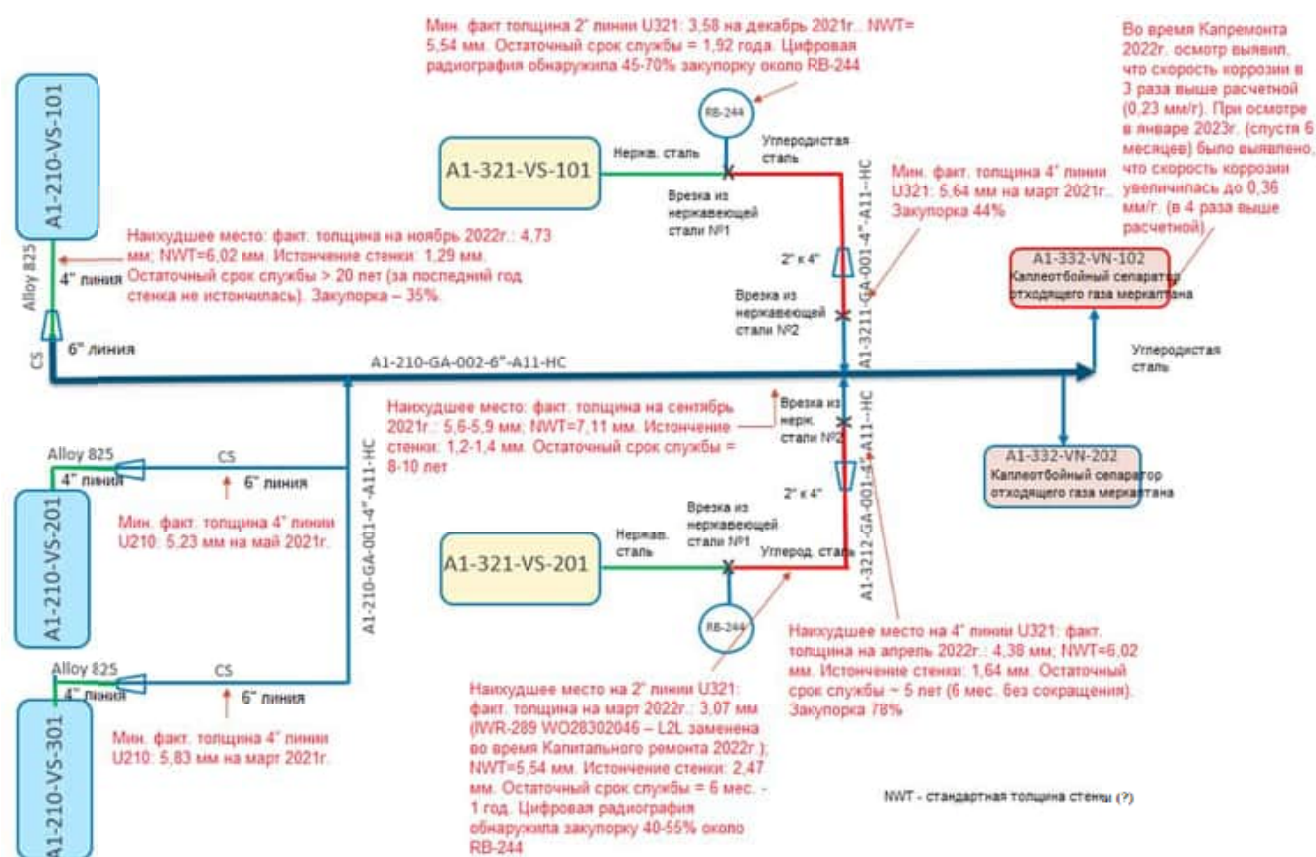


Рисунок 1.4.2.-31. Схема модифицируемых трубопроводов отходящих газов с установок Мерох

1.4.2.19.1. Проектные решения по трубопроводам

Участки трубопроводов из углеродистой стали марки A11, подлежащие замене на трубопроводы из нержавеющей стали марки SS A15:

- На технологической линии отходящих газов MEROX от сепаратора дисульфидов, A1-321-VS-101 Установки 321. «Очистка СУГ», технологические линии 1

Участок заменяемой линии начинается от RB-244 (точка врезки №1 до точки врезки №2). Тэговый номер модернизированной линии: A1-3211-GA-007-2"/4"-A15-NC (секция трубы A1-3211-GA-006-2"-A15-NC и секция трубы A1-3211-GA-005-4"-A15-NC;

- На технологической линии отходящих газов MEROX от сепаратора дисульфидов, A1-321-VS-201 Установки 321. «Очистка СУГ», технологические линии 2.

Участок заменяемой линии начинается от RB-244 (точка врезки №1 до точки врезки №2). Тэговый номер модернизированной линии: A1-3212-GA-007-2"/4"-A15-NC (секция трубы A1-3212-GA-006-2"-A15-NC и секция трубы A1-3212-GA-005-4"-A15-NC).

В таблице 1.4.2.-9 приведены технические характеристики заменяемых и новых трубопроводов.

Таблица 1.4.2.-9. Данные трубопроводов

Данные трубопровода					Условия эксплуатации			
Номер существ. линии	Номер новой линии	от	до	Среда	Рабочие		Расчетные	
					Р, бар изб.	Т, °С	Р, бар изб.	Т, °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9
A1-3211-GA-001-2"-A11-NC	A1-3211-GA-007-2"/4"-A15-NC	A1-3211-GA-006-2"-A15-NC	A1-3211-GA-005-4"-A15-NC	GA высоко-сернистый газ	1-1.5	50	10	100
A1-3212-GA-001-2"-A11-NC	A1-3212-GA-007-2"/4"-A15-NC	A1-3212-GA-006-2"-A15-NC	A1-3212-GA-005-4"-A15-NC	GA высоко-сернистый газ	1-1.5	50	10	100

Рабочие параметры трубопровода не изменяются: давление от 1 до 1,5 бар изб., температура перед подачей топливного газа - 50°C, температура после подачи топливного газа - 50°C, зимой - 35-40°C. Рабочая температура отходящих газов поддерживается на уровне 55°C за счет электрообогрева при температуре 60°C, чтобы избежать падения ниже температуры конденсации 50°C

Конденсация влаги в любом трубопроводе может привести к кислородной коррозии в 6-дюймовом коллекторе. Следовательно, температуру коллектора также необходимо поддерживать на уровне 55°C электрообогревом с температурой 60°C, как и остальные трубопроводы.

1.4.2.19.2. Проектные решения по замене сепаратора A1-332-VN-102 Установки 332 УОХГ. Технологическая линия 1, установленного на отходящих газах с установок Мегох

Как сказано выше, по результатам проверки во время капитального ремонта 2022 выявлено, что скорость коррозии сепаратора A1-332-VN-102 в 3 раза превышает проектную (0,23 мм/год). В ходе проверки, проведенной в январе 2023 года (через 6 месяцев), было выявлено, что скорость коррозии увеличилась до 0,36 мм/год (в 4 раза выше проектной). Принято решение в рамках проекта PCN 2201 заменить существующий сепаратор из низкотемпературной углеродистой стали на сепаратор из нержавеющей стали 316L.

Состав рабочей среды представляет собой смеси отходящих газов и топливного газа. Проектный вариант сепаратора рассматривает наращивание мощности до 450 тысяч баррелей нефти в сутки, и будущий вариант дальнейшего наращивания добычи нефти на последующем этапе ПОМ.

Рабочие и расчетные условия эксплуатации сепаратора A1-332-VN-102 приведены в Таб.-1.4.2.-10

Таблиц. 1.2.4.-10. Рабочие и расчетные условия сепаратора A1-332-VN-102.

Параметр	Ед. Изм.	Проектный вариант	Будущий вариант	Примечание
1	2	3	4	5
Рабочая среда	-	таблица 3.8.31.2.1-3	таблица 3.8.31.2.1-3	
Размер, Дн x Н	мм	800	2400	
Объем	м3	1,34	1,34	
Расчетная температура	°С	-36/100	-36/100	

Параметр		Ед. Изм.	Проектный вариант	Будущий вариант	Примечание
1		2	3	4	5
Расчетное давление		Бар изб.	3,5/полный вакуум	3,5/полный вакуум	
Рабочая Температура		°C	54	58	
Рабочее давление		Бар изб.	1	1	
Газ	Массовый расход	кг/ч	1381	3045	
	Плотность	кг/м3	1,802	2,002	
	Объемный расход	м3/ч	766	1521	
	Вязкость	Кст	8,846	2,045	
Легкая жидкость	Плотность	кг/м3	832	829	
	Объемный расход	-	следы	следы	
Примечание: Зимой рабочая температура падает до 40°C, когда температура топливного газа падает до 20°C					

Проведенные проверочные расчеты газосепаратора А1-332-VN-102 показали, что размеры и объем существующего газосепаратора достаточны при максимальных нагрузках по потоку на аппарат.

Существующие предохранительные клапаны А1-3321-PSV-271 и А1-3321-PSV-190 имеют уставки 3,5 бар изб и выбранное обозначение отверстия 1Е2. Существующий сценарий управления PSV – это пожар, клапан был принят для сценария полного сброса давления из газосепаратора.

Новый сепаратор А1-332-VN-102 монтируется на месте существующего с сохранением существующей трубопроводной обвязки.

1.4.2.20. еМоС 26038. Установка 320. Установка пластинчатого теплообменника выравнивания температур парового конденсата с ребойлеров деэтанизатора и СУГ, А1-320-VN-101 и А1-320-VN-104.

В процессе эксплуатации в коллекторе конденсата НД возникли проблемы гидравлических ударов. Гидравлические удары являются следствием разницы температур потоков конденсата с емкости парового конденсата 320-VN-101/201 и испарительной емкости пара НД 320-VN-104/204.

Возникновение гидравлического удара обусловлено следующими факторами:

- наличием двухфазного потока в конденсате НД из ребойлера фракционной колонны 320-НА-103/203;
- недогретым конденсатом НД из ребойлера деэтанизатора 320-НА-102/202.

Эти факторы приводят к внезапной конденсации паровой фазы, сталкивающейся с переохлажденным потоком.

Гидравлические удары в коллекторе конденсата привели к повреждению трубопроводов и арматуры

Для решения проблемы на основании обследования и расчетов, проведенных компанией NCOC, предлагается установка пластинчатого теплообменника для выравнивания температур потоков конденсата от емкостей парового конденсата ребойлера деэтанизатора 320-НА-102/202 и ребойлера фракционной колонны 320-НА-103/203.

Технологическая схема применения пластинчатого теплообменника для выравнивания температур потоков пара приведена на рисунке 1.4.2-32.

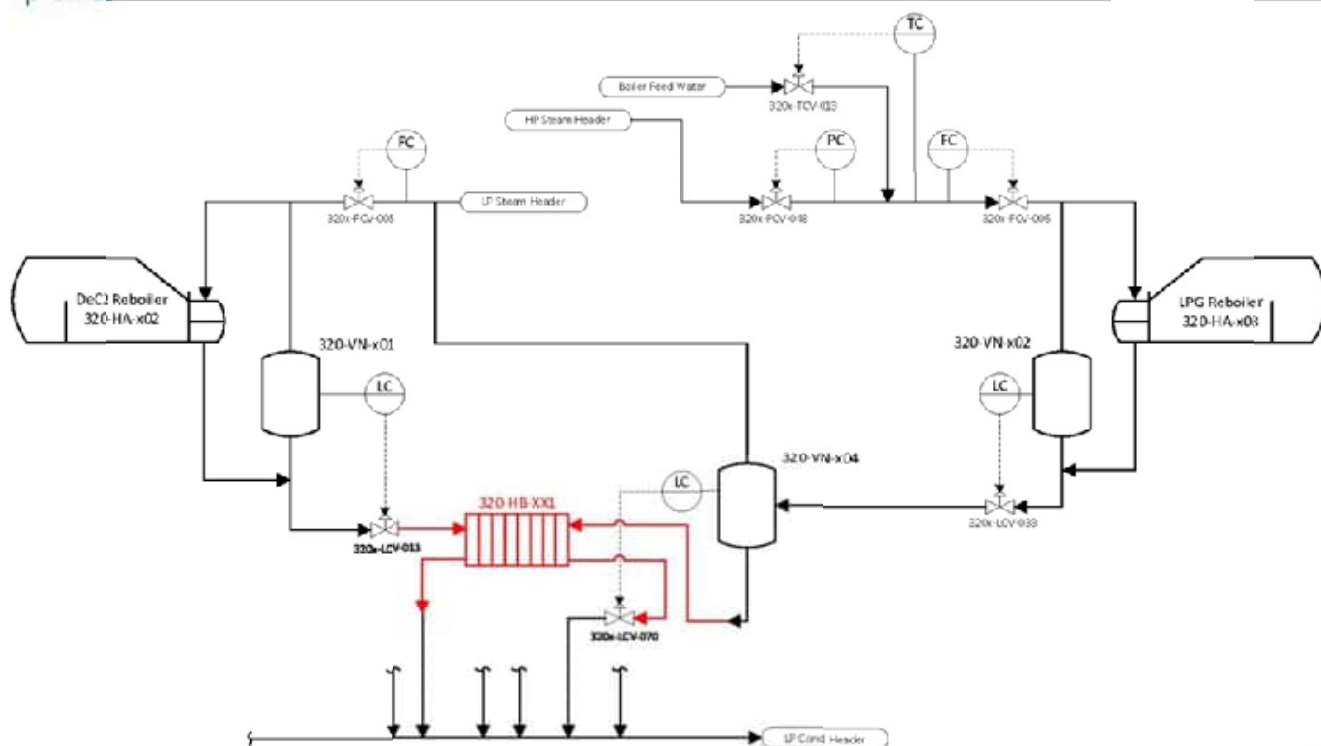


Рисунок 1.4.2.-32. Технологическая схема установки пластинчатого теплообменника

Более подробную информацию см. раздел 10. «Отопление, вентиляция и кондиционирование. Теплоснабжение» Проекта.

1.4.2.21. еМоС 25640. Установка 560. Установка нейтрализации отработанного каустика (УНОК)

Установка нейтрализации отработанного каустика (УНОК) проектируется в блочно-комплектном исполнении и предназначена для нейтрализации отработанного каустика (из систем MEROX УКПНиГ) посредством закачки серной кислоты из Блока дозирования реагента (БДР) для снижения значения pH и подачи азота для усиления продувки газа (H_2S , RSH и т. д.) с организацией последующего сброса нейтральных стоков в ПРЖТО.

БКУ установка нейтрализации отработанного каустика проектируется в составе двух блоков:

- Блок нейтрализации отработанного каустика;
- Блок подачи серной кислоты или Блок дозирования химреагентов (БДР).

Установка рассчитана для нейтрализации $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ отработанного каустика. Блок нейтрализации рассчитан выдерживать агрессивный диапазон pH 2-14. Блок подачи кислоты рассчитана на 37% H_2SO_4 .

Установка рассчитана на периодический (прерывистый) процесс (непрерывный процесс по усмотрению), с двумя независимыми системами рециркуляции каустика. Блок подачи кислоты будет общим для обеих систем и будет способен подавать кислоту со скоростью $5,5 \text{ м}^3/\text{ч}$. Рециркуляционные насосы рассчитаны таким образом, чтобы обеспечить нейтрализацию отработанного каустика за 1 час, полностью заполненного объема сосуда. Хвостовые (сухие) газы с верхних частей сосудов нейтрализации будут выдуваться в факельный коллектор НД.

Характеристики поступающего отработанного каустика, представлены в Табл. 1.4.2.-11.

Таблица 1.4.2.-11. Характеристики поступающего отработанного каустика.

№№ п/п	Компонент	Единицы измерения	Значение
1	2	3	4
1	Производительность (Максимум)	м3/день	50
2	NaOH	% масс	27,5

№№ п/п	Компонент	Единицы измерения	Значение
1	2	3	4
3	SO ₄ =	% масс	
4	S ₂ O ₃ =	% масс	3,9
5	Na ₂ CO ₃	% масс	0,07
6	RS	% масс как S	<0,06
7	RSSR (дисульфиды)	% масс как S	<0,02
8	Кислая нефть	об %	0,9
9	NaHS	% масс	
10	Na ₂ S	% масс	0,06
11	Катализатор	ч / млн	<250
12	Метанол	мг/л	От 1000 до 2000
13	ТОС (ООУ)	% масс	От 1,6 до 2,1
14	CO ₂	% масс	0
15	COD / ХПК	мг/л	48,00
16	Вода	% масс	Сбалансированна я

Принципиальная технологическая схема УНОК приведена ниже на Рис.1.4.2.-33.

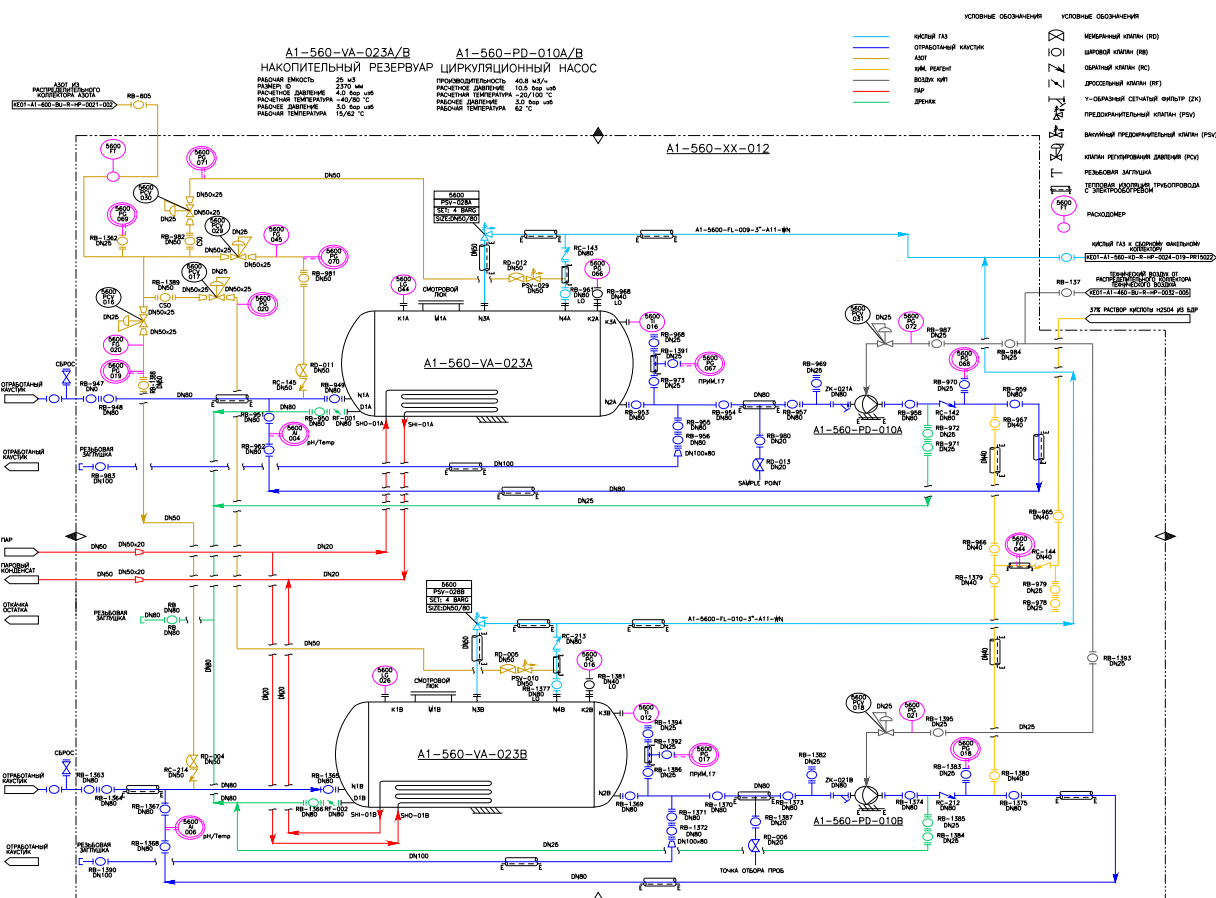


Рисунок 1.4.2.-32. Принципиальная технологическая схема УНОК

Состав БКУ УНОК и комплект поставки включает (но не ограничивается этим):

- Накопительные резервуары (Контейнер-цистерна) (2 шт.);
- Насос циркуляции и откачки каустика (2 шт.);
- Площадки обслуживания;
- Лестница для доступа на площадки обслуживания (в составе накопительной емкости);
- Ограждение площадок обслуживания, лестниц и переходных мостков;
- Переходные мостки через трубопроводы;
- Детали для крепления изоляции;
- Изоляционный слой;
- Система электроснабжения;
- Система протекторной защиты внутренней поверхности аппарата;
- Трубная обвязка оборудования;
- Запорно-регулирующая и предохранительная арматура;
- Контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации.

Принципиальная технологическая схема Блока дозирования реагента (серной кислоты) приведена на рисунке 1.4.2.-34

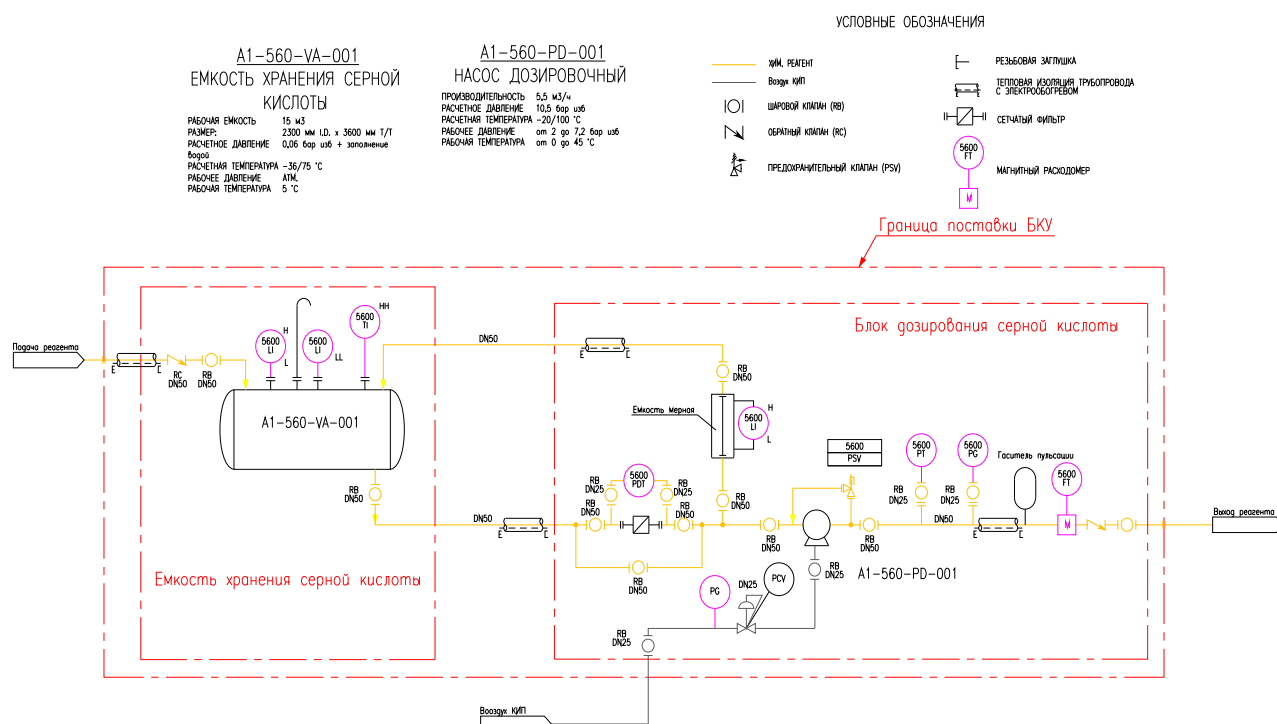


Рисунок 1.4.2.-34. Принципиальная технологическая схема БДР

Состав Блока дозирования реагента и комплект поставки включает (но не ограничивается этим):

- Емкость хранения серной кислоты (1 шт.);
- Блок дозирования серной кислоты (1 шт.);
 - Фильтр на линии всаса насоса - 1 шт.;
 - Емкость мерная объемом 5 литров - 1шт.;
 - Расходомер на линии нагнетания насоса - 1шт.;
 - Клапан предохранительный на линии нагнетания насоса - 1 шт.;

- Клапан обратный на линии нагнетания насоса - 1 шт.;
- Гаситель пульсации 1 шт.;
- Площадки обслуживания;
- Лестница для доступа на площадки обслуживания (в составе емкости хранения серной кислоты);
- Ограждение площадок обслуживания, лестниц и переходных мостков;
- Лестница для доступа внутрь;
- Переходные мостки через трубопроводы;
- Детали для крепления изоляции;
- Изоляционный слой;
- Система электроснабжения;
- Система протекторной защиты внутренней поверхности аппарата;
- Трубная обвязка оборудования (метраж трубопроводов и количество деталей трубопроводов определяется и поставляется заводом-изготовителем согласно ИТ;
- Запорно-регулирующая и предохранительная арматура (предоставляется заводом-изготовителем согласно ИТ;
- Контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации (предоставляется заводом-изготовителем согласно ИТ.

Подробная техническая характеристика оборудования УНОК представлена в технологическом разделе.

1.4.2.22. PR 15021 – Установка 230. Модификации линии амина – каплеотбойные сепараторы

1.4.2.22.1. Источники и проблемы уноса амина в факельную систему

Суть проблемы заключается в ниже следующем. По ранее принятой схеме жидкости, собирающиеся в факельных сепараторах Установки 230, возвращаются во входные сепараторы нефти 200-VS-101/201/301. При нештатных ситуациях, например пенообразование на установке подготовки газа, происходит унос амина в факельный сепаратор. Если в факельных сепараторах присутствует амин (ДЭА), он вместе с водной фазой направляется во входные сепараторы нефти 200-VS-101/201/301 и в итоге попадает в отпарную колонну кислой воды Установки 560 и ПРЖТО, что является недопустимым по нормам РК.

Наиболее вероятные сценарии и источники попадания амина в факельные сепараторы:

- В случаях пенообразования, когда некондиционный газ поступает на факел, амин попадает в факельный сепаратор в виде пены, увлекаемой газом;
- При запусках после останова кислый газ из установки амина не направляется к установке по извлечению серы до тех пор, пока не будет достигнут минимальный расход и устойчивый режим работы. В течение этого времени кислый газ сжигается на факеле. В результате появляется возможность попадания небольшого объема амина в факельный сепаратор;
- При динамических пусконаладочных работах амин нагревают с целью получения необходимой концентрации. В результате возникает еще одна возможность попадания небольшого количества амина в факельный сепаратор;
- Некоторые предохранительные клапаны на установке амина срабатывают и производят сброс воды, загрязняя жидкость в факельных сепараторах.

Присутствие амина в установке 200/210 порождает следующие проблемы:

- Изменение уровня pH в системе пластовых вод делает соединения сернистого железа и воды более устойчивыми, что осложняет удаление частиц FeS, покрытых нефтью;
- Изменение уровня pH может стать причиной ухудшения отделения H₂S, выноса воды со дна стабилизатора сырой нефти во фракционную колонну и последующего разбавления/загрязнения щелочи в нефтяной установке Мегох;
- Вода с высоким pH показателем и содержащая ионы сульфида не может проходить очистку в отпарной колонне кислой воды;

- Весь амин в системе пластовых вод будет направляться в ПРЖТО, что является нарушением требований норм РК.

1.4.2.22.2. Проектные решения по модификации линии амина

Задача модификации заключается в устранении попадания амина из факельных сепараторов во входные сепараторы нефти.

Предусматривается модернизация, которая обеспечивает сбор сбросной жидкости, загрязненной амином, дополнительным технологическим трубопроводом из факельных сепараторов в сборники аварийных проливов углеводородов на площадке аминовой очистки, 330–VA-101/202.

Такая схема позволит сливать содержимое факельного сепаратора ВД 230-VN-001 и промежуточного факельного сепаратора НД 230-VN-003 в максимально короткий срок, поскольку согласно «Требованиям промышленной безопасности к устройству и безопасной эксплуатации факельных систем» необходимо поддерживать минимальный уровень в факельном сепараторе. Также схема позволит избежать отвода углеводородов, загрязненных амином, в нефтяную нитку. Дополнительно, такая схема дает время на отбор проб и повторное использование амина, если это возможно.

Трубопроводы линий врезок теплоизолируются и обеспечиваются электрообогревом.

1.4.2.23. PCN 23003. Установка 220 « Резервуары хранения и насосная товарной нефти». Точки врезки для охладителей экспортной (товарной) нефти

Товарная нефть с УКПНИГ по экспортному нефтепроводу диаметром 24 дюйма (Ду 600 мм) отправляется на нефтеперекачивающие станции КТО и КТК, расположенные в г. Атырау.

Контрактом поставки нефти предусмотрено ограничение температуры подачи нефти на нефтеперекачивающие станции КТО и КТК - не более 50°C. Существующие воздушные охладители товарной нефти 210-НС-102А+М рассчитаны на охлаждение нефти до температуры 52°C.

Как показывает практика, в наиболее жаркие месяцы - с мая по сентябрь – при температуре окружающей среды более 35°C мощности охладителей товарной нефти 210-НС-102А+М недостаточно для охлаждения потока до требуемых 52°C. В этих условиях температура на выходе с АВО увеличивается до 56°C, что превышает требуемое значение в 52°C.

Нарращивание мощности УКПНИГ с 370 до 450 тысяч баррелей нефти в сутки влечет за собой увеличение нагрузки на существующие воздушные охладители товарной нефти 210-НС-102А+М. Для решения задачи охлаждения товарной нефти до требуемой температуры поставки получателю принято решение установить дополнительный блок охлаждения.

Объем работ по строительству дополнительного блока охлаждения товарной нефти принято разделить на 2 этапа. На первом этапе выполняется установка врезок для охлаждающих сооружений. Вторым этапом предусматривается проектирование и строительство дополнительного блока охлаждения товарной нефти.

В данном проекте рассматривается первый этап строительства дополнительных охладителей товарной нефти – выполнение врезки для подключения дополнительных охладителей товарной нефти.

Для подключения 2 –м этапом блока охлаждения предусматривается модификацией предусматривается:

- Демонтажные работы на существующих нефтепроводах с целью дальнейшей организации точек подключения;
- Установка блока новой трубной обвязки точек подключения.

Схема размещения точек врезки с демонтажем необходимых участков и арматуры нефтепровода Установки 220 для дальнейшей организации монтажа блока точек подключения под перспективу установки Блока охлаждения товарной нефти приедена на Рис. 1.4.2- 35.

Объем подготовительных работ под организацию установки блока точек подключения:

- демонтаж участка существующего нефтепровода А1-2200-РО-037-24"-А13 (ТР001/002), включая существующий PCV-102;
- демонтаж существующих 24" шаровых кранов RB-119 и RB-120 и существующих 3" дренажных клапанов RB-121 и RB-122,

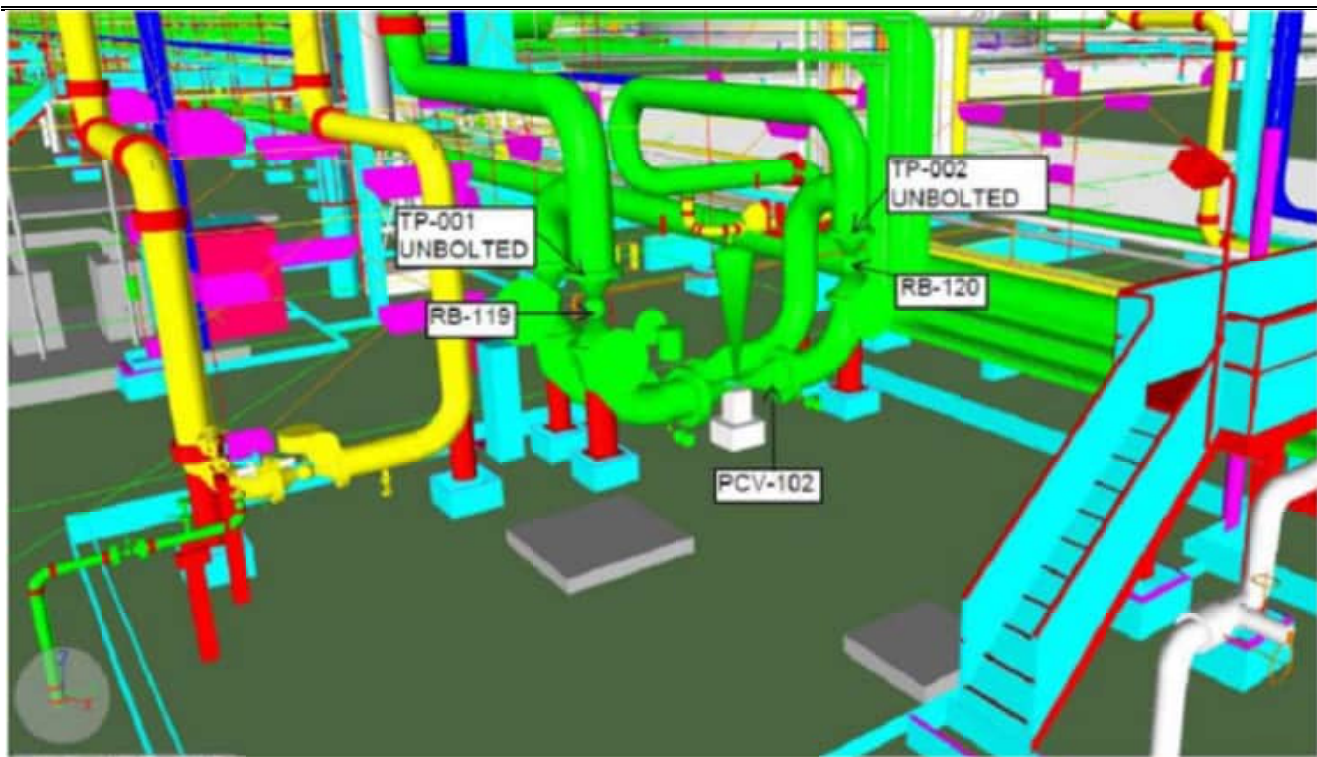


Рисунок 1.4.2.-35. Схема размещения точек врезки с демонтажем необходимых участков и арматуры нефтепровода Установки 220 для дальнейшей организации монтажа блока точек подключения

Сборка блока новой трубной обвязки точек подключения включает следующее:

- Установка новой секции нефтепровода A1-2200-PO-037-24"-A13 (TP001/002), включая существующий повторно используемый PCV-102;
- Установка двух новых 24" шаровых крана RB-119 и RB-120, и двух 3" дренажных клапана RB-204 и RB-205;
- а также установка двух новых линий A1-2200-PO-114-24"-A13 и A1-2200-PO-115-24"-A13 для подключения к установки охлаждения (теплообменников с градирнями (CWT))

Принципиальная сборка и установка блока новой трубной обвязки точек подключения показана на Рис. 1.4.2.-36



Рисунок 1.4.2.-36. Сборка и установка блока новой трубной обвязки точек подключения

1.4.2.24. PCN 21025. - Внедрение Автоматизированной системы мониторинга выбросов АСМВ (АЕМС)

1.4.2.24.1. Задачи Автоматизированной системы мониторинга выбросов

Согласно требованиям Экологического кодекса РК (ст.418, п.16), крупные предприятия, к которым относится нефтедобывающий комплекс НКОК Н.В., обязаны оснащать источники выбросов автоматизированными системами (АСУ) для непрерывного мониторинга выбросов и дальнейшей онлайн-передачи данных в базу данных государственного мониторинга.

АСУ мониторинга выбросов на УКПНИГ предусматривает измерения содержания загрязняющих веществ в воздухе и физических параметров выхлопных/входящих газов на 2-х факелах (ВД и НД) и 2 –х термоокислительных трубах. (Нитка 1 и нитка 2).

Принципиальная блок-схема установки АСУ мониторинга выбросов на УКПНИГ представлена ниже на Рис. 1.4.2.- 37.

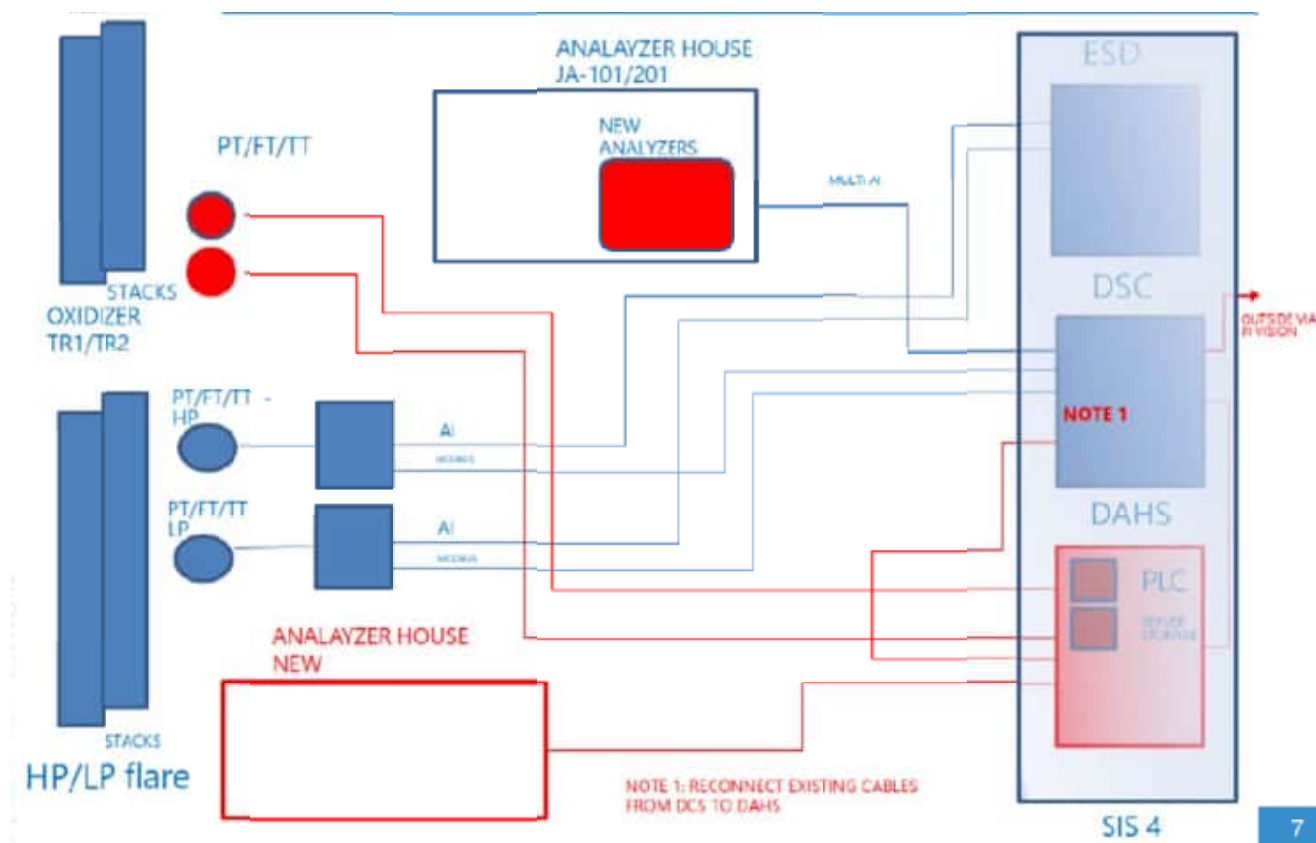


Рисунок 1.4.2.-37. Блок-схема береговой АСМВ

Автоматизированная система мониторинга выбросов от стационарных источников позволит:

- Оперативный контроль за качественными и количественными характеристиками загрязняющих веществ в выбросах (интенсивность выбросов и валовый выброс), а также за физическими показателями пылевых, газовых и дымовых выбросов;
- Централизованное получение и хранение всей информации о выбросах от первичных источников Наземных и Морских комплексов;
- Контроль за соблюдением нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ от контролируемых источников выбросов;
- Оперативность и быстрое принятие решений;
- Формирование отчетности предприятия по выбросам загрязняющих веществ в атмосферу;
- Хранение и передачу данных измерений и прогнозов заинтересованным организациям.

Для соответствия экологическим нормам автоматическую систему мониторинга на Наземном комплексе необходимо установить на постоянных источниках выбросов, приведенных в таблице 1.4.2-12:

Таблица 1.4.2.-12 – Источники выбросов на Наземном комплексе, принятые к оснащению АСМВ

Номер источника загрязнения	Расположение	Описание источника выбросов	Описание выходных продуктов	Высота, м	Диаметр, Размер выхода, м
1	2	3	4	5	6
0360	Наземный комплекс	Дымовая труба. ПФ №332. Свеча 1. Термический окислитель A1-332-FK-101.	Очистка хвостовых газов	60,0	4.13
0361	Наземный комплекс	Дымовая труба. ПФ № 332. Свеча 2. Термический окислитель A1-332-FK-201	Очистка хвостовых газов	60,0	4.13
0540	Наземный комплекс	HPF A1-230-FC-001	Факел высокого давления (ФВД)	100	0,6
0541	Наземный комплекс	LPF A1-230-FC-002	Факел низкого давления (ФНД)	100	0,9

Принципиальна схема установки системы АСМВ на стационарном источнике выбросов показан на Рис. 1.4.2- 38

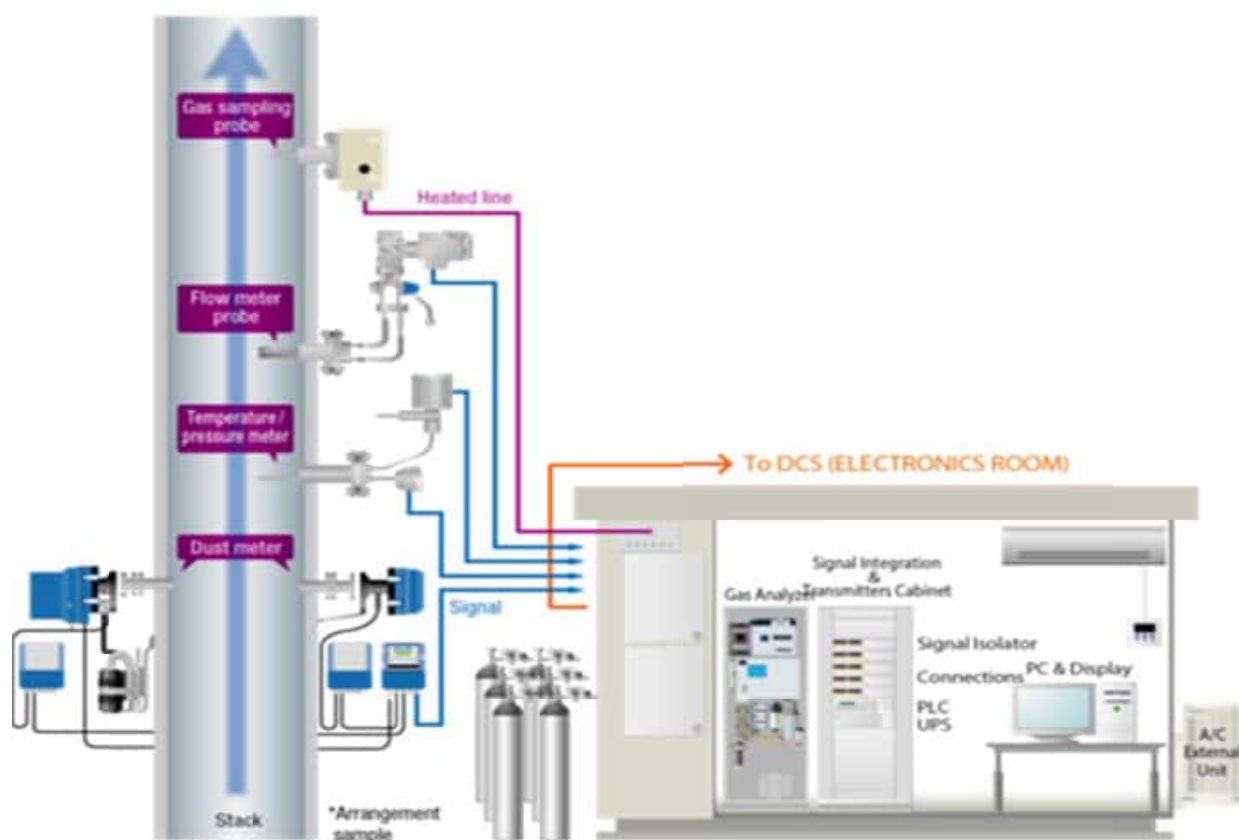


Рисунок 1.4.2.-38. Принципиальна схема установки системы АСМВ на стационарном источнике выбросов

В систему сбора и обработки данных АСМВ должно быть включено:

- централизованный сбор и обработка данных;
- расчеты выбросов;
- формирование отчетов;
- емкость хранения данных (5 лет);
- организация системы удаленной связи (СУС) для передачи данных в режиме реального времени из NCOC NV в государственную базу данных.

На установках термического окисления предполагается установить новые приборы для контроля следующего:

- оксида углерода (CO);
- влажности газа;
- расхода (потока);
- температуры;
- давления.

Новые приборы предусмотрены для контроля следующих характеристик факельного газа на выходе из факельных сепараторов наземных факелов ВД/НД:

- H₂S;
- CS₂;
- COS;
- Меркаптанов;
- Плотности.

В системе АСМВ применено следующее аналитическое оборудование:

- Промышленный газовый хроматограф MAXUM EDITION II, который измеряет полный состав факельного газа, включая C₁-C₆+ и выше, CO₂, O₂, N₂, H₂S (молярная доля, %);
- Система подготовки проб;
- Промышленный компьютер во взрывозащищенном исполнении;
- АВХром, Программа управления и обработки хроматографических данных Siemens Gas Chromatograph Portal.

По результатам измерения мольной доли компонентов факельного газа, скорректированным на нормативные условия, система позволяет рассчитывать параметры факельного газа по «Методике расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей».

На Рис. 1.4.2.-41. :представлена компоновка хроматографа MAXUM Edition II

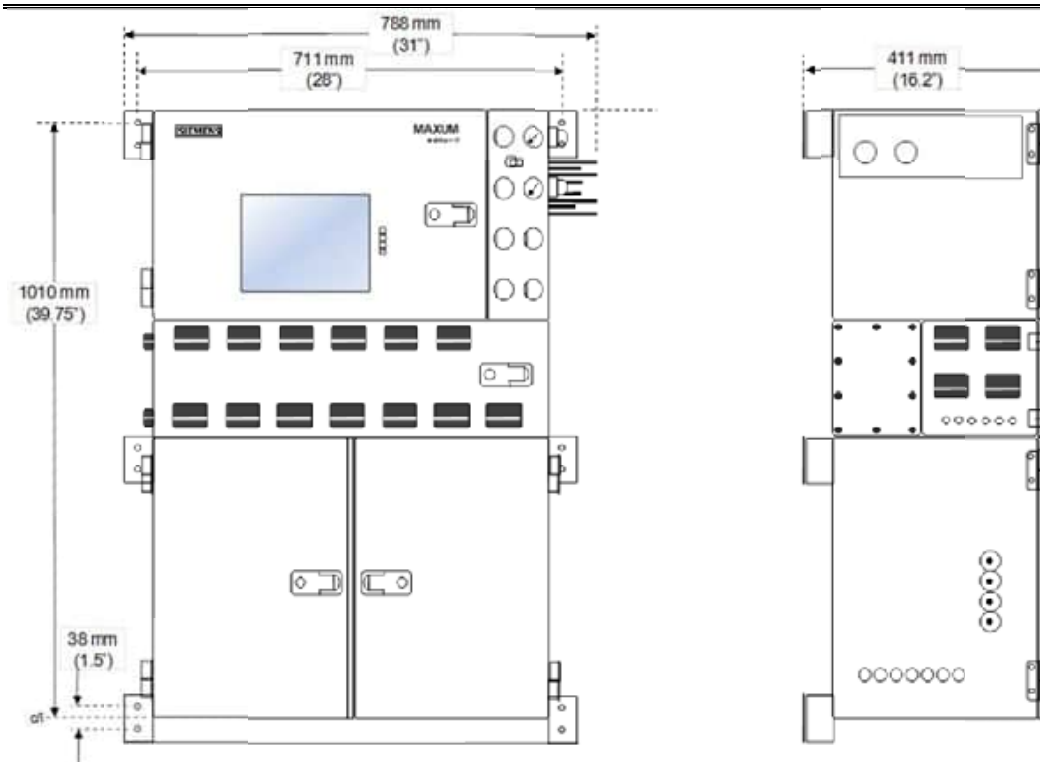


Рисунок. 1.4.2.-41. Компоновка хроматографа MAXUM Edition II

1.4.2.24.2. Термические окислители

Технологические схемы установки приборов КИПиА (датчиков анализаторов) на дымовых трубах термических окислителей А1-332-ФК-101/201 приведены на чертежах КЕ01-А1-332-PS-R-HP-0015-025-21025_P02 и КЕ01-А1-332-PS-R-HP-0215-025-21025_P02.и представлено их принципиальное размещение на Рис. 1.4.2.-39.

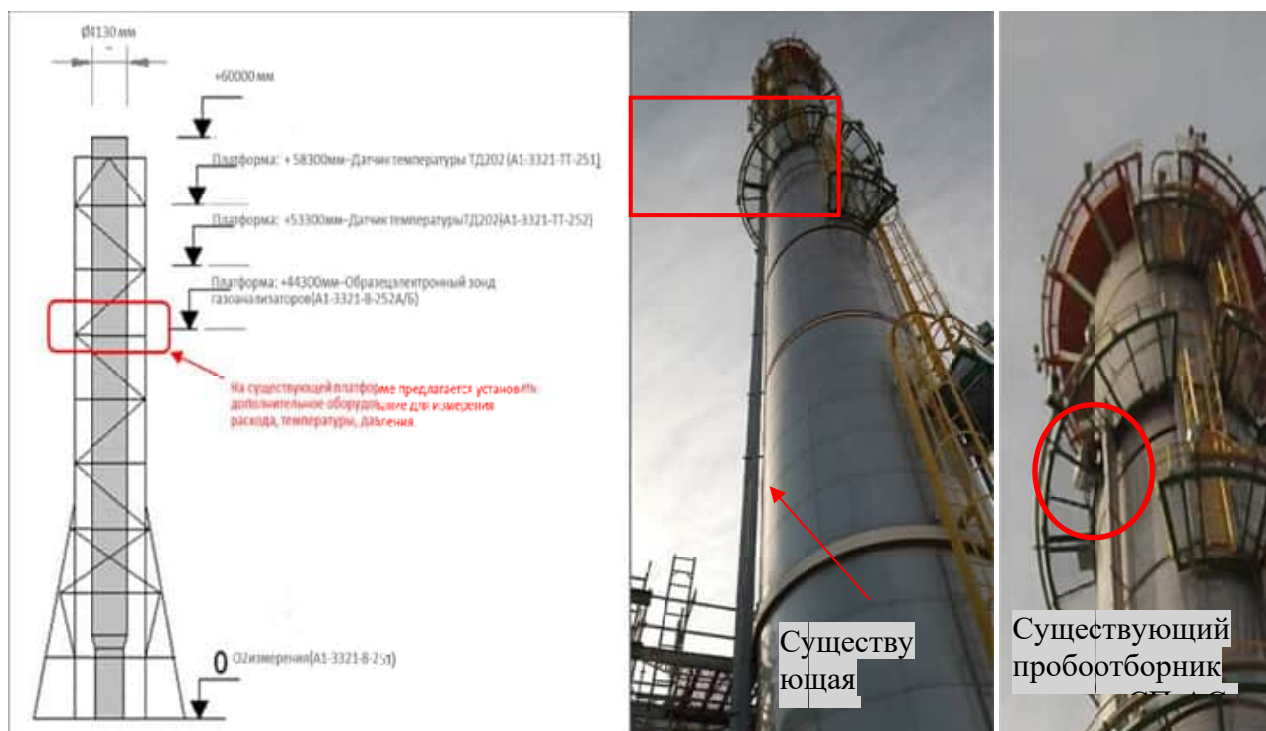


Рисунок 1.4.2.- 39. Принципиальное размещение приборов КИПиА (датчиков анализаторов) на дымовых трубах термических окислителей

Блоки анализаторов устанавливаются в существующих атмосферостойких укрытиях анализаторов А1-3321-ЖА-002 и А1-3322-ЖА-002, оборудованных системами вентиляции, кондиционирования, отопления,

электроснабжения и освещения. Новые аналитические системы устанавливаются и подключаются после демонтажа существующих.

Подробная информация о АСМВ термических окислителей см. раздел 6 - Автоматизация комплексная настоящего Проекта.

Расположения существующих укрытий А1-3321-JA-002 и А1-3322-JA-002 анализаторов см. раздел 2 - Генеральный план.

Основные параметры дымовых труб термических окислителей для установки АСМВ приведены в Табл. 1.4.2.-13.

Таблица 1.4.2-13. Основные параметры источника выбросов (дымовых труб) термических окислителей для установки АСМВ

Номер источника загрязнения	Параметры источника		Параметры газовой смеси на выходе из источника			
	Высота, м	Диаметр устья, м	Диапазон скоростей, м/с	Объемный расход, м ³ /с	Температура, мин/нор/макс °С	Давление, Мин Макс абс. бар
1	2	3	4	5	6	7
0360	60	4.13	11.1 – 50	149 - 670	-40/650/850	0,8/1,01
0361	60	4.13	11.1 – 50	149 - 670	-40/650/850	0,8/1,01

Полный состав дымовых газов источников загрязнения № 0360, 0361 при различных режимах эксплуатации объекта, рассматриваемый диапазон данных по компонентному составу дымовых газов для всех режимов, включая розжиг, техническое обслуживание, неисправности и т.д., согласно STN-00-Z32-I-SP-0009 «Общие характеристики онлайн-анализатора и корпуса анализатора» представлены в Технологической части проекта..

1.4.2.24.3. Факельная система

Принципиальная схема установки системы автоматизированного мониторинга выбросов на факельных установках представлена на Рис. 1.4.2-40

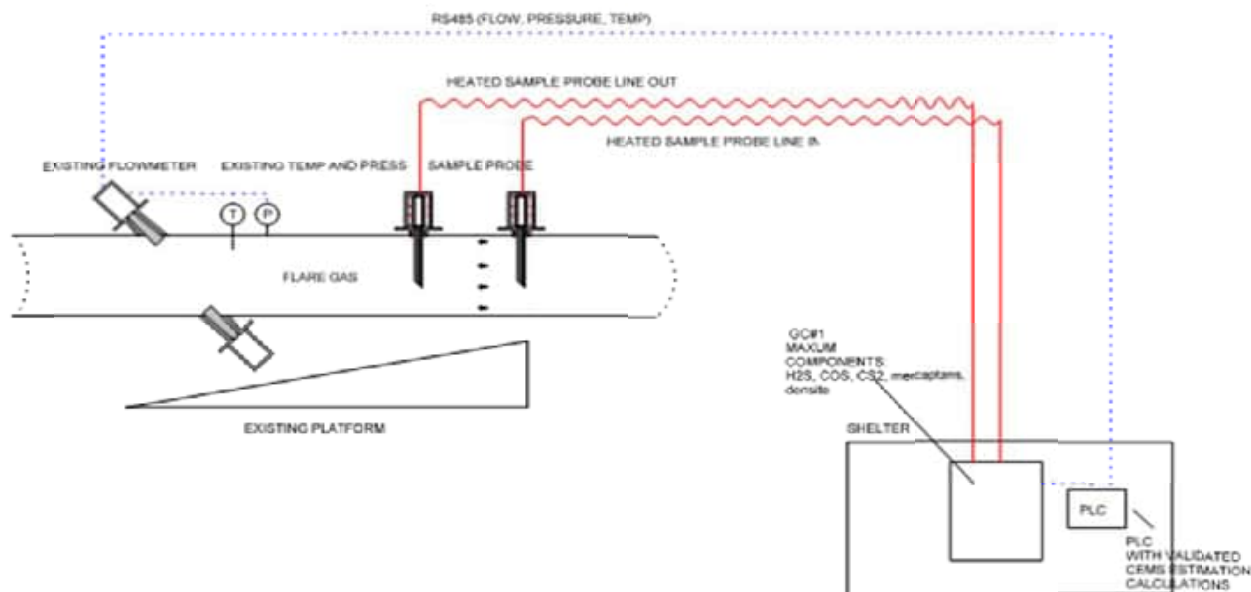


Рисунок 1.4.2.- 40. Принципиальная схема АСМВ на факельной установке

Врезки трубопроводов подачи факельного газа ВД и НД в блок анализаторов АСМВ

Газ ВД для анализаторов подается из факельного коллектора ВД А1-2300-FH-005-36"-А04-WN по трубопроводу А1-2300-FH-074-2"-А04-WN. Отработанный газ ВД из анализаторной возвращается в факельный коллектор по трубопроводу А1-2300-FH-075-2"-А04-WN.

Газ НД для анализаторов подается из факельного коллектора НД А1-2300-FL-006-36"-А11-WN по трубопроводу А1-2300-FL-051-2"-А11-WN. Отработанный газ НД из анализаторной возвращается в факельный коллектор по трубопроводу А1-2300-FL-052-2"-А04-WN.

Трубопроводы подачи газа в анализаторную и возврата отработанного газа ВД и НД теплоизолированы и оборудованы электрообогревом.

Блоки анализаторов устанавливаются в новом здании анализаторов А1-230-JA-001 блочно-комплектной поставки, оборудованном системой вентиляции, кондиционирования, отопления, электроснабжения и освещения.

Подробная информация об Автоматизированной системе мониторинга выбросов факелов высокого и низкого давлений см. раздел 6 - Автоматизация комплексная настоящего Проекта.

Расположение нового здания А1-230-JA-001 анализаторов факельных выбросов см. раздел 2 - Генеральный план.

Рабочие и расчетные параметры факела ВД для размещения АСМВ :

- Рабочее давление (мин/макс) бар изб.: 0/4;
- Рабочая температура (мин/макс): -96/150°C;
- Расчетное давление, бар изб.: 7;
- Расчетная температура (мин/макс) °C: -96/+220;
- Данные по проектированию инженерных сетей, согласно STN 57.

Состав факельного газа ВД для различных вариантов эксплуатации приведен в Технологическом разделе, согласно STN-00-Z02-H-YP-0001 «Принципы проектирования безопасности, здоровья, защиты и реагирования на чрезвычайные ситуации».

Рабочие и расчетные параметры факела НД для размещения АСМВ:

- Рабочее давление (мин/макс) бар изб.: 0/0,3;
- Рабочая температура (мин/макс): -36/270°C;
- Расчетное давление, бар изб.: 3,5;
- Расчетная температура, °C: 285.

Состав факельного газа НД для различных вариантов эксплуатации приведен в Технологическом разделе проекта, согласно STN-00-Z02-H-YP-0001 «Принципы проектирования безопасности, здоровья, защиты и реагирования на чрезвычайные ситуации»

1.4.2.25. еМоС 25599. Эксплуатация УКПНиГ без входного газосепаратора, но с эксплуатацией ОЗГ 1 и 2 на МК

В результате инцидента от 3 августа 2022 года, когда на входном газосепараторе (слаг-кетчере) А1-300-VQ-001 УКПНиГ произошла утечка из 42" трубного пальца № 10, в силу того, что резервного стаг-кетчера технологическая схема УКПГ не предусматривалась, была полностью остановлена добыча на м/р Кашаган.

С 11 августа по 5 ноября 2022 года объекты обустройства месторождения и УКПНиГ в частности были запущены и эксплуатировались во временном режиме «без входного газосепаратора» с объемом добычи до 210 тыс. ст. барр/сут с одновременным функционированием 2 установок ЗСГ по обратной закачке добываемого отсепарированного на МК сырого газа. При этом режим работы «без входного газосепаратора» не рассматривался в утвержденных ранее проектах обустройства периода ОПР м/р Кашаган (см. выше Раздел 1.2).

Учитывая отсутствие резерва на Установке 300 рассмотрение и организация эксплуатации м/р в режиме «без входного газосепаратора» в случае выхода из эксплуатации слаг-кетчера по внештатным причинам, как временного варианта, целесообразно.

Эксплуатация объектов обустройства месторождения в режиме «без входного газосепаратора» заключается в следующем:

- весь кислый газ, отделенный на сепараторах ВД, СД и НД Морского комплекса, закачивается обратно в пласт на МК, а частично стабилизированная кислая нефть транспортируется на НК;

- на УКПНИГ технологические газовые линии работают на ГМИ, отсепарированном на Установке подготовки нефти, и газе циркуляции обессеренного топливного газа от компрессора товарного газа Установки 361;
- для увеличения количества газа ГМИ в частично стабилизированной нефти на УКПНИГ были скорректированы штатные параметры режимных условий эксплуатации на объектах МК (увеличено рабочее давление сепараторов ВД, СД и НД). Сопоставление параметров периода ОПР и рассматриваемого режима представлено ниже в Табл. 1.4.2.-14;

Таблица 1.4.2.- 14. Технологические параметры работы оборудования на МК

Оборудование	еМоС 25599 - Эксплуатация УКПНИГ без входного газосепаратора, но с ОЗГ 1 и 2		Период ОПР	
	Давление, бар	Температура, °С	Давление, бар	Температура, °С
1	2	3	4	5
Сепаратор ВД	97	72.5	95,0	50
Сепаратор СД	28	59	30	40,99
Сепаратор НД	8,45	63.2	8,5	39,2
КО сепаратор газа ВД	93	40,1	94,4	39,96
КО сепаратор осушки газа 310-VN-101	92,86	41,5	94,1	39,82
КО сепаратор на входе 1-й ступени ЗСГ	90,75	36	93	45
КО сепаратор на выходе 1-й ступени ЗСГ	227	49,6	234,66	38
Компрессор ГМИ Линия 200 КО сепаратор на входе 1-й ступени	6,77	53,5	7,5	31,8
Компрессор ГМИ Линия 200 КО сепаратор на выходе 1-й ступени	22	49	27	40
Компрессор ГМИ Линия 200 КО сепаратор на выпуске 2й ступени	93,2	50	94,4	39,95

- кроме того, для увеличения объемного расхода сернистого газа и повышения добычи топливного газа рассматривается возможность использования 6" перемычки и импорта сернистых флюидов из 28" газопровода во входной коллектор сернистой нефти;
- в режиме работы «Без входного газосепаратора» на основании смоделированного режима с помощью UniSim NCOS были получены теоретические условия работы на МК и соответственно теоретический состав экспортируемой на НК сернистой нефти с измененным ее составом поступающей во входной коллектор, в связи с отсутствием потока конденсата из входного газосепаратора;
- из-за отсутствия сернистого газа с входного газосепаратора предусматривается организация подачи топливного газа из импортной линии Макат и его циркуляция для достижения минимальной производительности абсорбера амина Установки 330 и предотвращения достижения точки росы на входе в абсорбер амина. Циркуляция топливного газа поддерживается в диапазоне 160-180 тыс. ст. м³/ч. При появлении признаков конденсации углеводородов рециркуляция топливного газа может быть увеличена до 220 тыс.ст.м³/ч.

Баланс потребления топливного газа для режима работы «Без входного газосепаратора» представлен в Табл. 1.4.2.-15.

Таблица 1.4.2.-15. Баланс топливного газа (2 установки ЗСГ в работе)

Назначение газа	Ед. изм.	Объем газа
1	2	3

Назначение газа		Ед. изм.	Объем газа
1		2	3
Потребление	Потребление электроэнергии:	МВт	97.0
	Один паротурбинный генератор	МВт	23.0
	Газотурбинный генератор	МВт	74.0
	Потребление топливного газа СД	тыс. ст. м ³ /сут	570.0
		тыс. ст. м ³ /ч	23.8
	Потребление топливного газа ВД на МК	тыс. ст. м ³ /сут	950.0
		тыс. ст. м ³ /ч	39.6
	Потребление топливного газа потребителями СУГ	тыс. ст. м ³ /сут	460.0
		тыс. ст. м ³ /ч	19.2
	Потребление топливного газа НД	тыс. ст. м ³ /сут	40.0
		тыс. ст. м ³ /ч	1.7
Производство	Общее потребление топливного газа	тыс. ст. м ³ /сут	2,020.0
		тыс. ст. м ³ /ч	84.2
	Производство топливного газа с использованием ГМИ	тыс. ст. м ³ /ч	9.7
		тыс. ст. м ³ /сут	1,340.0
		кг/сут	628,460.0
		тыс. ст. м ³ /сут	317.4
Импорт	Производство СУГ	тыс. ст. м ³ /ч	13.2
		тыс. ст. м ³ /сут	317.4
	Импорт топливного газа Макат	тыс. ст. м ³ /сут	1,470.0
		тыс. ст. м ³ /ч	61.3
Импорт	+10%	тыс. ст. м ³ /ч	67.38
		тыс. ст. м ³ /сут	1,470.0

На Морском комплексе в работе находится одна линия нефти. При среднесуточной приемистости по закачке 16,8 млн. м³/сут средняя добыча нефти составляет ~210 000 барр./сут с учетом подмешивания С5+.

На УКПНИГ в эксплуатации находятся следующие блоки:

- Линия нефти 1 и Линия нефти 2 или 3 с подачей сырой нефти на Линию 1 ~ 720-750 м³/ч, а на Линию 2 или 3 подавалось ~820-840 м³/ч;
- 2 линии компрессорной ГМИ (КГМИ при подаче во входной коллектор компрессоров суммарного потока газа мгновенного испарения ~57 тыс.ст.м³/ч;
- Линия газа 1 и 2 с турбодетандером в эксплуатации;
- 2 компрессора товарного газа (КТГ);
- Установка серы Линия 1 или 2 с УОХГ в эксплуатации (ТОХ в эксплуатации на обеих линиях). Ожидаемый поток кислого газа на установку извлечения серы составляет ~20÷22 тыс. ст. м³/ч с содержанием ~87,48 моль% H₂S и 5,96 моль% CO₂;
- Без экспорта товарного газа и СУГ (топливный газ/СУГ используются для внутреннего потребления) При этом поток СУГ в осушители составлял ~40 м³/ч на Линии 1 и 17 м³/ч на Линии 2;
- Сера транспортируется на склад серы и заливается в серный блок. Фактическое производство жидкой серы варьируется от 590 до 610 т/сут.

Блок-схема временного режима работы УКПНИГ «без входного газосепаратора» представлена на Рис. 1.4.2-41

Детальное описание параметров эксплуатации установок УКПН и УКПГ при варианте работы месторождения Кашаган в режиме «без входного газосепаратора» представлено в технологическом разделе проекта.

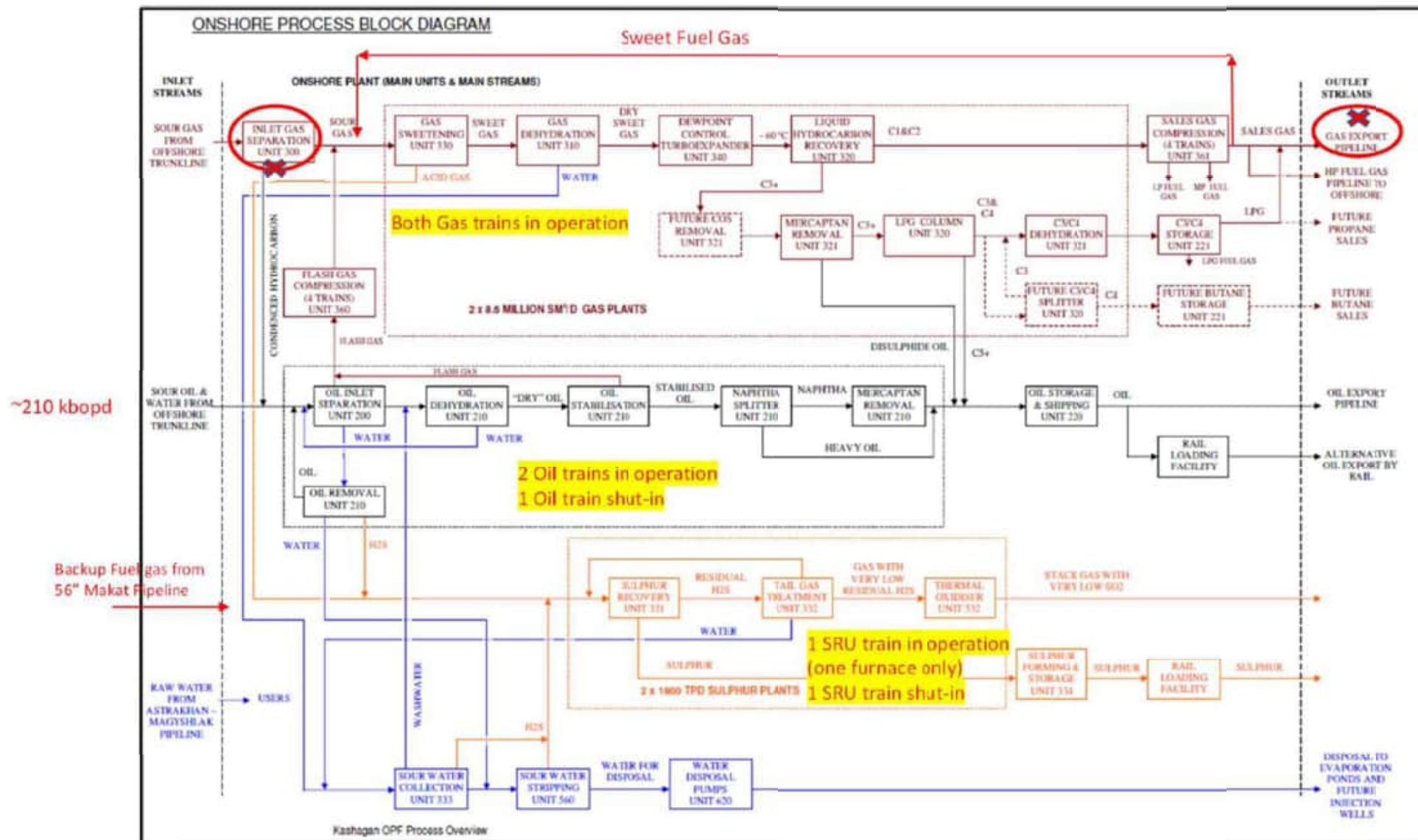


Рисунок 1.4.2.- 41. Принципиальная блок-схема эксплуатации УКПНиГ по временному режиму «без входного газосепаратора»

На основании полученного опыта эксплуатации объектов месторождения Кашаган в период с 11 августа по 5 ноября 2022 года временного режима «без входного газосепаратора» компанией НКОК Н.В. вынесла целый ряд соображений по совершенствованию данного режима эксплуатации с целью подготовки исходных данных в полном объеме требований СН РК 1.02-03-2022 для реализации его в дальнейшем отдельным проектом обустройства как резервного режима в случае возникновения его необходимости.

Компанией НКОК Н. в своем отчете «Анализ технологических данных на установке УКПНиГ в режиме отсутствия газосепаратора» (2023-XXX-001) были намечены следующие направления по подготовке дальнейших модификаций и необходимых технических решений по совершенствованию и повышению эффективности работы установок на данном режиме, а также по подготовке соответствующих исходных данных для проектирования:

- Разработка технологической схемы и материально-теплого баланса эксплуатации МК и установок УКПНиГ по режиму «без входного газосепаратора» и рассмотрение этого режима в рамках базовой проектной документации на разработку м/р Кашаган;
- Провести работы по сравнению пробы от эксперта по сере, чтобы понять, было ли какое-либо негативное воздействие на реакторы вызванное режимом работы «без входного газосепаратора»;
- Ввести постоянный еМоС для изменения аварийного сигнала горелки генератора восстановительного газа в условиях низкой производительности или предусмотреть заказ горелки с меньшей мощностью для такого режима работы;
- Провести тщательный Анализ опасностей при эксплуатации для работы в режиме низкой производительности в УОХГ.
- Иметь на складе запасной катализатор для реакторов Claus и CoMo;
- Заранее планировать регенерацию амина и осуществлять регенерацию в зависимости от качества амина.
- Внедрить режим совместного сжигания в текущую логику системы регулирования горелки для реакционных печей Установки 331;
- Учитывая, что намечаемый режим требует корректировки рабочих параметров работы оборудования (см. выше Табл. 1.4.2.- 14. Технологические параметры работы оборудования на МК), то с целью внесение изменений в ранее принятые по утвержденным проектам технологические параметры процесса (в частности в параметры ведения процесса по давлению и как следствие внесение изменений в МТБ) необходимо в рамках разработки и утверждения соответствующей ПСД по оборудованию, работающему под давлением, осуществить нормативные процедуры по следующему механизму:
 - для внесения параметров модернизации в режим эксплуатации, к примеру, сепараторов В4-200-VS-101/201 согласно нормативным требованиям МР 21.03-99 [16] в составе проекта для принимаемого в проекте оборудования с длительным циклом изготовления разрабатывается установленный требованиями СН РК 1.02-03-2022 специальный проектный документ, который называется «Исходными требованиями к разработке конструкторской документации на оборудование индивидуального изготовления» (Далее: ИТ»);
 - для комплектации в период разработки ПСД «Исходных требований» материалами существующего состояния оборудования, используемого под обновленные параметры технологического режима работы модернизируемых сепараторов В4-200-VS-101/201, проводится Техническое обследование (ТО) модернизируемого оборудования в объеме предусмотренном в Приказе МЧС РК от 29.09.2021 года №480 «Инструкция по проведению обследования сосудов, работающих под давлением, с истекшим сроком службы с целью определения возможности их дальнейшей эксплуатации» на предмет возможности эксплуатации опасного технического устройства (ОТУ) на новых рабочих параметрах. По итогам Технического обследования, владельцем ОТУ принимается решение о его дальнейшей эксплуатации;
 - в рамках реализации проекта Заказчик размещает заказ со спецификацией требований ИТ на модернизацию сепараторов под новые параметры, в т.ч. рабочего давления, в частности, с повышенным значением (97 бар.). Сформированные «Исходные требования» на модернизируемые сепараторы В4-200-VS-101/201 с обновленными

параметрами технологического режима работы с включенными в состав ИТ в качестве приложения материалами Технического обследования направляются разработчику или поставщику/изготовителю для осуществления разработки или модернизации оборудования;

- поставщик модернизированного оборудования с учетом итогов ТО и принятого разрешенного давления проводит при необходимости дополнительные технические обследования, поверочные прочностные расчеты, которыми или подтверждает заданное в ИТ обновленное значение рабочего давления, а также принятое в результате ТО значение разрешенного давления, или нет;
- на основании требований нормативов ГОСТ 15.001-88 «Межгосударственный стандарт. Система разработки и постановки продукции на производство. Продукция производственно-технического назначения», ГОСТ 15.005-86 «Межгосударственный стандарт. Система разработки и постановки продукции на производство. Создание изделий единичного и мелкосерийного производства, собираемых на месте эксплуатации» и СТ РК 4.5-2003 «Система разработки и постановки продукции на производство. Продукция по документации иностранных фирм» в случае внесения конструктивных изменений разработчик оборудования на основе исходных требований заказчика (ИТ), прежде чем разработать необходимые рабочие чертежи по изменениям и внести эти изменения в конструкцию оборудования разрабатывают Техническое задание (ТЗ), которое является исходным документом для создания изделий и их модернизаций и изменений, содержащий необходимые и достаточные требования для разработки, и признанный заказчиком и разработчиком.

В ТЗ в общем случае устанавливают технические и экономические требования к изделию, в том числе по уровню заводской готовности и монтажной технологичности, требования к разработке, изготовлению и приемочному контролю, включая объем заводской контрольной сборки и испытаний, требования к комплектности поставки, а также требования к строительной части, наладке испытаний на объекте, приемке, техническому обслуживанию и ремонту.

Также в ТЗ устанавливают стадии разработки конструкторской документации, а необходимость согласования ТЗ с заинтересованными организациями определяет разработчик совместно с заказчиком.

- далее разработчиком или поставщиком/изготовителем при необходимости разрабатывается согласно ЕСКД рабочая конструкторская документация на вносимые модификации, обновляется паспорт на аппараты при выдерживании требований ИТ и ТЗ или под модернизированный сепаратор готовится новый паспорт под подтвержденные параметры ИТ.
- При поступлении вновь изготовленного или модернизированного оборудования на строительную площадку для осуществления СМР и комплекса работ по ПНР поставщик модернизированного оборудования (либо аттестованная специализированная организация), участвующие в шеф-монтаже и индивидуальных испытаниях оборудования, проводят Техническое освидетельствование модернизированного оборудования в объеме работ, предусмотренном в Приказе МЧС РК от 16.08.2021 года №398 «Инструкция по проведению технического освидетельствования сосудов, цистерн, бочек и баллонов, работающих под давлением».

Поставщиком модернизируемого оборудования, либо специализированной организацией вносятся соответствующие записи в «Паспорт сосуда, работающего под давлением».

В разделе «Технологические решения» также подробно приводится целый ряд рекомендаций по совершенствованию и реализации рассматриваемого режима на установках УКПН и УКПГ с целью его вывода на безопасный и стабильный уровень функционирования.

1.4.3. Архитектурно-строительные решения

Целью проекта является разработка объемно-планировочных и конструктивных решений объектов, участвующих в наращивании производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на УКПНиГ Наземного комплекса.

Генеральным планом УКПНиГ предусматривается территориальное деление всей площадки на зоны, которые определялись с учетом функционального использования, технологических решений, санитарно-гигиенических и противопожарных норм.

С учетом зонирования планировочных решений на территории УКПНиГ построены здания, навесы, открыто устанавливаемое технологическое оборудование, эстажерки, трубопроводные и кабельные эстакады.

Принятые объемно-планировочные решения обеспечивают безопасную эксплуатацию запроектированных зданий и сооружений.

Конструктивно здания на территории УКПНиГ приняты каркасного типа из металлических конструкций со стеновыми и кровельными панелями, что обеспечивает снижение сроков строительства.

Согласно «Правилам определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам» уровень ответственности всех зданий и сооружений УКПНиГ – I (повышенный).

Степень огнестойкости всех проектируемых зданий и сооружений на территории УКПНиГ – II.

Вновь запроектированные объекты проекта модификаций по своим объемно-планировочным и конструктивным решениям приняты с целью унификации типизированными ранее запроектированными в период ОПР и успешно функционирующим в настоящее время.

Состав вновь проектируемых объектов удаления узких мест (debottlenecking) и модификаций на УКПНиГ Наземного комплекса, обеспечивающие наращивание добычи до 450 тыс. баррелей нефти в сутки и применения наилучших отраслевых практик представлен выше в таблице 1.1.5-3.

Ниже приводятся проектные решения по объектам модификаций, по которым принимались архитектурно-строительные решения.

1.4.3.1. **PCN 18027. Установка 210.- Удаление воды с рефлюксной емкости фракционной колонны.**

1.4.3.1.1. *Существующее положение*

Конструкции О-1-3-ST-03 предназначены для установки и обслуживания технологического оборудования – емкости орошения А1-210-VA-301.

Данная пространственная металлическая конструкция состоит из системы стоек, балок, вертикальных и горизонтальных связей. С одной стороны от конструкции устанавливаются основные лестничные марши. Площадки эстажерок и лестничные марши имеют ограждение высотой 1,25 м и 1,25 м соответственно.

Для защиты работников, пользующихся мостками и лестничными маршами от теплового излучения в случае возникновения пожара, предусматриваются защитные вертикальные теплоизоляционные панели. Под технологическими аппаратами устанавливаются металлические поддоны.

Фундаменты под стойки запроектированы свайные с монолитным ростверком. Материал фундаментов бетон С30/37 на сульфатостойком портландцементе, арматура класса S 400.

1.4.3.1.2. *Проектные решения, принятые по модификации PCN 18027*

В результате модификации для нового трубопровода запроектированы опоры на существующих металлических конструкциях и на монолитной ж/б плите О-1-3-ST-03.

В местах прохода через металлический настил на отм. 105.750 предусматривается вырез отверстия. Новые опоры состоят из стоек и траверс из металлических профилей.

Установка опор на отм. 100.000 предусматривается на ж/бетонное основание с креплением анкером.

На отм. 109.850 на конструкциях О-1-3-ST-03 запроектирована платформа с размерами 1.0x1.0 м из металлических профилей с перилами по периметру.

1.4.3.2. PCN 18032 - Постоянная рециркуляция воды Установки очистки хвостовых газов (УОХГ). Установка 332

1.4.3.2.1. Существующее положение

На территории объекта «Постоянная рециркуляция воды Установки очистки хвостовых газов (УОХГ). Установка 332», располагаются следующие сооружения:

- дымовая труба;
- открыто устанавливаемое технологическое оборудование;
- эстажерки и высотные металлические площадки для установки и обслуживания технологического оборудования;
- площадка резервуара хранения амина А1-332-ТВ-101;
- навесы для насосов

1.4.3.2.2. Проектные решения, принятые по модификации PCN 18032

В результате модификации запроектированы:

- площадка под охладитель и ж/бетонные опоры,
- площадка распределителя спутника и ж/б трубные опоры,
- опоры на существующих металлических конструкциях и на монолитной ж/б плите,
- площадки обслуживания и фундаменты под них.

Запроектирован плитный фундамент под охладитель воды УОХГ размерами в плане 15.0х15.0 м. Площадь застройки 225 м². Фундамент со столбчатыми стойками. Материал фундамента: бетон кл. С 30/37, арматура кл. S 400. Под фундаментом предусмотрен утрамбованный слой щебня толщиной 300 мм.

Запроектирован фундамент под распределительный щит теплоспутника размерами в плане 1.7х3.6 м., толщиной 0.5 м. Площадь застройки 6.12 м².

Материал фундамента: бетон кл. С 25/30, арматура кл. S 400. Под фундаментом предусмотрен утрамбованный слой щебня толщиной 300 мм.

Запроектированы площадки обслуживания из металлических профилей.

Проектными решениями предусмотрены опоры под кабельные лотки в виде металлических стоек и ж/бетонных фундаментов. А также опоры на существующих металлических конструкциях.

Материал фундаментов трубных опор : бетон кл. С 30/37, арматура кл. S 400.

Новые опоры состоят из стоек и траверс из металлических профилей.

1.4.3.3. PCN 17011. Установка 330..Фильтрация бедного (ненасыщенного) амина. Дополнительные фильтры

Строительными решениями под размещение блока дополнительных фильтров бедного амина предусмотрены:

- площадки прямоугольные в плане, с габаритными размерами 10.8 х11.1 м. с площадью застройки каждой площадки – 119.88 м²;
- покрытие площадок бетонное;
- ограждение площадок из монолитного бордюра.

На площадках запроектированы фундаменты под фильтры, опоры под трубопроводы.

Материал ж/бетонных конструкций- бетон кл. С_{25/30} на сульфатостойком портландцементе, арматура кл. S400.

Стойки опор из прокатных профилей.

1.4.3.4. PCN 22007. Установка 360. Компримирование газа мгновенного испарения

В данном проекте запроектированы металлоконструкции сервисных платформ защиты от избыточного давления компрессора мгновенного испарения

1.4.3.4.1. Существующие положение.

Для установки технологического оборудования и устройства площадок обслуживания емкостей компрессора (транш 1,2,3) построены этажерки - пространственные металлические конструкции, состоящие из системы стоек, балок, связей.

По наружному периметру устанавливаются металлические лестницы. Площадки этажерок и ступени маршей из просечно-вытяжного листа. Площадки этажерок имеют ограждение по периметру высотой 1.25 м.

1.4.3.4.2. Проектные решения

В проекте предусмотрено строительство дополнительных площадок обслуживания на отм.106.75м размерами 3.1х6.6 м и отм.116.500 м размерами 1.5х0.4м.

Площадки имеют ограждение по периметру высотой 1.25 м.

Для обслуживания запроектирована стремянка.

Покрытие площадок из решетчатого настила.

Все конструкции из металлических прокатных профилей. Материал S355.

1.4.3.5. PCN 22014. Установка 321.. Замена материала линии отходящего газа

1.4.3.5.1. Существующее положение.

По результатам выборочной проверки УТ в мае 2021 года наблюдалась большая потеря толщины трубопроводов, в основном на технологической линии 2 – U321 линия отходящих газов MEROX до 2,19 мм. В октябре 2021 г. наблюдалась потеря стенки на 0,72 мм за 4 месяца. Минимальная фактическая толщина стенки = 3 мм.

Целью данного проекта является модернизация всего трубопровода из углеродистой стали U321 с заменой на нержавеющую сталь в соответствии с установленными врезками и барабаном для отвода меркаптана A1-332-VN-102.

Трубопроводы расположены на эстакадах.

Трубная эстакада состоит из 3-х рядов колонн с размерами:

- Внешние колонны ниже уровня 106,00 м составляют 610 х 229 х 125 UB, а выше уровня 106,00 м – 457 х 191 х 74 UB;
- Центральная колонна ниже отметки 106,00 м – 610 х 305 х 149, выше отметки 106,00 м – 457 х 191 х 74 UB;
- Поперечные балки обычно 457 х 191 х 74 UB;
- Продольные балки на внешних линиях – 457 х 191 х 74 UB на нижних уровнях и 406 х 178 х 67 UB/ 356 х 171 х 51 на верхних уровнях.

Устойчивость в поперечном направлении обеспечивается за счет порталного действия рам на верхних уровнях, тогда как на нижней части рамы стабилизируются вертикальными связями.

Устойчивость в продольном направлении обеспечивается вертикальными связями.

Фундаменты представляют собой свайные фундаменты со смесью восьми, шести и четырех свай на свайный наголовник. Каждая свая имеет следующие мощности:

- Усилие сжатия 500 кН.
- Натяжение 50 кН
- Горизонтальная нагрузка 20 кН

Для прокладки нового трубопровода A1-3211-GA-007-2"-A15-НС на высоте 108,331 м необходимо будет переоборудовать существующие опоры труб для поддержки нового трубопровода. Затем эта труба опустится до отметки 106,13 м и будет опираться на стандартные опоры для труб.

1.4.3.5.2. Проектные решения

В проект предусмотрено:

- Модификация существующих опор трубопроводов PS1, PS2, PS3;
- Изменены длины элементов, добавлены новые элементы;
- Материал конструкций принят – сталь S355.

Новый 2-дюймовый трубопровод весит около 15 кг/м .

Каркасы эстакад расположены на расстоянии 6 м друг от друга.

Дополнительная нагрузка на раму составляет всего 1 кН на раму.

Колонны запроектированы на осевую нагрузку на сжатие не менее 1000 кН.

Фундамент / минимум на 4 сваи, следовательно, общая нагрузка $4 \times 500 \text{ кН} = 2000 \text{ кН}$.

Из вышеизложенного видно, что повышенная нагрузка минимальна по сравнению с любой резервной остаточной мощностью в колонне и фундаменте после учета всех остальных нагрузок от кабельных трасс и других труб на рамах.

1.4.3.6. PCN 21025. Установка 230. Внедрение АСМЭ

На факельной установке, где предусматривается размещение хроматографа в отдельно стоящем блоке анализаторного здания, разработан фундамент под блок анализатора и опоры под кабельные лотки.

Фундамент размерами в плане 4.0x7.0 м, высотой 0.4 м.

Бетон на сульфатостойком портландцементе. Марка бетона по водонепроницаемости W 8, по морозостойкости F100.

Фундаменты из монолитного ж/бетона бетон класса C_{30/37} на сульфатостойком портландцементе, арматура класса S400. В основании фундаментов устраивается подготовка из полиэтилена и монолитного бетона 100мм и уплотнительная подушка из песчано-гравийной смеси

Опоры из металлических прокатных профилей. Материал-сталь S400.

1.4.3.7. еМОС 25640. Установка 560. Нейтрализация отработанного каустика (УНОК).

Под размещение проектируемой Установки нейтрализации обработанного каустика предусматриваются отдельно расположенные площадки с учетом существующей плотной застройки на участке УКПНиГ:

- Площадка размещения резервуара серной кислоты;
- Площадка нейтрализации отработанного каустика.

1.4.3.7.1. Площадка резервуара серной кислоты А 1-560

Площадка резервуара запроектирована в сетчатом ограждении .

Резервуар устанавливается в ж/бетонном каре размерами в плане 7.5x7.7м

Каре с бортиком по периметру, высотой 700 мм от днища. Толщина днища 300 мм.

Фундаменты под резервуар из монолитного ж/бетона.

Материал -бетон кл. C_{30/37}, арматура кл. S400.

Бетон на сульфатостойком порландцементецементе. Марка бетона по водонепроницаемости W 8, по морозостойкости F100.

1.4.3.7.2. Площадка нейтрализации отработанного каустика.

Площадка прямоугольная в плане, с размерами в сях 10.0 x 13.0 м.

Площадь застройки 137.0 м².

Площадка из монолитного бетона, армированная. По периметру запроектирован бортик.

На площадке расположены фундаменты под оборудование и опоры под трубопроводы.

Запроектирован приямок с покрытием из просечно-вытяжной стали.

Основанием площадки является существующее бетонное покрытие.

Материал бетонных покрытий -бетон кл. С_{25/30}, арматура кл. S400.

Бетон на сульфатостойком портландцементе. Марка бетона по водонепроницаемости W 8, по морозостойкости F100.

1.4.3.8. Установка 334. Открытый склад серы. Механизированная экскаваторная разработка серных блоков с получением комовой серы

Внедрение механизированного способа разработки серных блоков на Установке 334 вызвало необходимость осуществления ниже приведенных модификаций с принятием планировочных и конструктивных решений

1.4.3.8.1. еМоС 21682. Погрузочная рампа для площадки по дроблению серы (PAD-1)

Эстакада состоит из рампы и непосредственно погрузочной эстакады.

Рампа представляет собой отсыпанную площадку из грунта и покрытием из сборных дорожных плит. Бетон кл. С30/37, арматура кл.S400.

Плиты укладываются на подготовленное основание:

- песок -100мм;
- щебеночный грунт- 780 мм;
- геомембрана;
- геотекстиль.

Размеры площадки по наружному контуру 8.38м x 7.28м.

Площадь застройки 61.0 м².

Рампа ограждается по трем сторонам подпорной стеной из монолитного бетона кл. С_{30/37}, арматура кл.S400. На подпорной стене устанавливаются противооткатные упоры из металлических профилей и эстакада.

Эстакада является стационарной конструкцией, изготовленной из металлических прокатных профилей, представляет собой скид с навесом, огражденным проволоочной сеткой и размещена на серной карте №1

Основанием скида является подпорная стена.

Скид монтируется из двух секций в плане, с размерами на отм. 101.576 м -3.0 x6.68 м

Навес устанавливается на конструкции скида.

Навес прямоугольный в плане , с размерами в осях .на отм. 108.7 - 6.0 x 6.68 м.

Степень огнестойкости - II.

Класс по функциональной пожарной опасности – Ф 5.1.

Класс по конструктивной пожарной опасности - С1.

Категория навеса по взрывопожарной и пожарной опасности - Б.

Уровень ответственности - I (повышенный).

Конструкция навеса: колонны, прогоны покрытия, стеновые прогоны из металлических прокатных профилей, стеновое ограждение и кровельное - сетчатое из металлической проволоки.

1.4.3.8.2. еМоС 26027. Установка 334.Мобильная погрузочная рампа для площадки по дроблению серы (PAD-2).

Эстакада состоит из рампы и непосредственно погрузочной эстакады.

Рампа представляет собой отсыпанную площадку из грунта и покрытием из сборных дорожных плит. Бетон кл. С_{30/37}, арматура кл.S400.

Плиты укладываются на подготовленное основание:

- песок -100мм;
- щебеночный грунт- 780 мм;
- геомембрана;
- геотекстиль.

Размеры площадки по наружному контуру 8.03м x12.01 м.

Площадь застройки 96.44 м².

Эстакада является передвижной конструкцией, изготовленной из металлических прокатных профилей, представляет собой скид с навесом, огражденным проволоочной сеткой.

Основанием скида являются металлические фермы.

Скид монтируется из двух секций в плане, с размерами на отм. 100.37 м -6.0 x10 м. и устанавливается на дорожные плиты.

Навес устанавливается на конструкции скида.

Навес прямоугольный в плане , с размерами в осях .на отм. 101.575- 6.0 x 6.68 м.

Площадь застройки 40.06 м².

Степень огнестойкости - II.

Класс по функциональной пожарной опасности – Ф 5.1.

Класс по конструктивной пожарной опасности - С1.

Категория навеса по взрывопожарной и пожарной опасности - Б.

Уровень ответственности - I (повышенный).

Конструкция навеса: колонны, прогоны покрытия, стеновые прогоны из металлических прокатных профилей, стеновое ограждение и кровельное - сетчатое из металлической проволоки.

Материал фундаментов -бетон кл. C_{25/30}, арматура кл.S400.

Бетон на сульфатостойком портландцементе. Марка бетона по водонепроницаемости W 8, по морозостойкости F100.

1.4.3.8.3. *еМоС 26111. Установка 334..Освещение карт.*

Под молниеотвод запроектирован фундамент размерами 2.1 x 2.1м.

Материал фундаментов -бетон кл. C_{25/30}, арматура кл.S400.

Бетон на сульфатостойком портландцементе. Марка бетона по водонепроницаемости W 8, по морозостойкости F100.

1.4.3.8.4. *еМоС 26094. Установка 334..Система пылеподавления для площадки по дроблению серы (PAD-2)*

Для прокладки трубопровода запроектирован ж/бетонный футляр 0.4x 0.5x 6.0 м.

Материал футляра - бетон кл. C_{25/30}, арматура кл. S400.

Бетон на сульфатостойком портландцементе. Марка бетона по водонепроницаемости W 8, по морозостойкости F100.

1.4.3.8.5. *еМОС 25338. Установка бытовых контейнеров (Кабина обеспыливания одежды персонала; Аварийный душ) для персонала сероуглеродного производства;*

Аварийный душ и камера обеспыливания устанавливается на фундамента размерами 1.7x1.9 м.

Материал - бетон кл. C_{25/30}, арматура кл. S400.

Бетон на сульфатостойком портландцементе. Марка бетона по водонепроницаемости W 8, по морозостойкости F100.

1.4.3.9. PCN 21017. Взрывоустойчивые модульные здания для укрытия операторов (BRM)

Для укрытия персонала в плохих погодных условиях запроектированы укрытия контейнерного типа - взрыво-защищенное модульное здание (ВСМ)

Одноэтажное здание, прямоугольное в плане, габаритными размерами в осях 8.25 x 3.7 м.

Высота- 3.5 м.

Укрытие запроектировано из блока полной заводской готовности.

Площадь застройки – 30.525 м².

Строительный объем –106.84 м³;

Степень огнестойкости – II.

Категория здания по взрывопожарной и пожарной опасности – Д.

Уровень ответственности здания – II (нормальный).

Класс функциональной пожарной опасности – Ф 5.1.

Класс конструктивной пожарной опасности – С0.

Блок полной заводской готовности, состоит из каркаса, основания, стеновой, потолочной и обшивки основания. Основание выполнено из системы металлических балок, обшито металлическими листами.

Каркас блока выполнен из стоек из металлических гнутых профилей, приваренных к основанию.

Кровля плоская с неорганизованным водостоком.

Полы металлические.

Блок утеплен обшивкой из негорючего утеплителя с внутренней металлической обшивкой.

Блок бокс устанавливается на столбчатые фундаменты, на отм. 0.5 м от поверхности земли.

Бетон С_{20/25}, арматура S 400. Бетон на сульфатостойком портландцементе. Марка бетона по водонепроницаемости W 8, по морозостойкости F100.

1.4.4. Контроль и автоматизация

Как выше в водных разделах данной записке было отмечено, что весь комплекс объектов, по которым выполнялись локальные проектные работы по точечным модификациям и изменениям (PCN's и eMoC's), условно сгруппированы в силу целевых технических проектных задач, на две группы:

- Объекты debottlenecking (объекты устранения / расшивки узких мест) и модификаций на НК, обеспечивающих непосредственно задачу по расширению мощности по добычи до 450 тыс. барр. нефти/сут. без необходимости ввода дополнительных скважин на МК;
- Объекты дополнительных оптимизаций и модернизаций Наземного комплекса по внедрению лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности, обеспечивающих повышение уровня эффективности, безопасных условий его эксплуатации и функционирования.

1.4.4.1. Проектные решения по системе автоматизации объектов, обеспечивающих расширение мощности по добычи до 450 тыс. барр. нефти/сут.

1.4.4.1.1. PCN 18027. УКПН. Установка 210. Удаление воды с рефлюксной емкости фракционной колонны

В настоящее время цель по эффективному отводу воды в ручном режиме из дефлегматора не достигнута. Вниз по потоку совместно с углеводородом продолжает поступать большое количество воды и связанного с ней сероводорода, а это недопустимо. Тем более при дальнейшем увеличении объема добываемой нефти подразумевается еще большее количество уносимой воды.

В настоящее время в емкости нафтоотгонной колонны установлен уровнемер 2101/2102/2103-LT-019, с которого отражается в диспетчерской сигнал об измерении уровня. Управления по уровню не ведется. Осуществляется ручное управление слива свободной воды в закрытую дренажную систему.

Философия управления по принятой модификации PCN 18027 заключается в следующем. Поскольку количество свободной воды, которая должна быть слита во время нормальной работы, невелико, межфазный уровень в барабане будет автоматически контролироваться в режиме включения/выключения с помощью нового регулирующего клапана для поддержания уровня накапливаемой воды между высоким уровнем межфазной жидкости и низким уровнем межфазной жидкости.

В связи с необходимостью обеспечения отделения воды и предотвращения попадания нефти в закрытую дренажную систему принято решение об установке дополнительного регулирующего клапана 2101/2102/2103-LCV-019, который будет управляться по сигналу с уровнемера 2101/2102/2103-LT-019.

Это будет технологический контроль уровня раздела фаз.

Дополнительно в целях безопасности будет установлен еще один уровнемер 2101/2102/2103-LT-020 раздела фаз с сигнализацией по верхнему и нижнему аварийным уровням с передачей сигнала на отсечной клапан 2101/2102/2103-ESV-011.

Этот уровнемер 2101/2102/2103-LT-020 при достижении верхнего уровня также будет подавать сигнал на регулирующий клапан 2101/2102/2103-LCV-019 на полное открытие клапана. При достижении нижнего аварийного уровня 2101/2102/2103-LT-020 подает сигнал на закрытие отсечного клапана 2101/2102/2103-ESV-011, установленного на дренажной линии.

Детальная характеристика автоматического управления процесса контроля уровня воды в дефлегматоре по модификации PCN 18027 с показанием уставок по контролируемым уровням и соответствующие действия представлены в отдельной пояснительной записке раздела «Контроль и автоматизация»

Принципиальная аппаратная схема модификации по удалению воды с рефлюксной емкости фракционной колонны приведена выше на Рис. 1.4.2-1 технологического раздела.

Проектное решение по системе автоматического контроля межфазного уровня в дефлегматоре с помощью нового регулирующего клапана для поддержания уровня накапливаемой свободной воды между высоким уровнем границы раздела жидких фаз и низким уровнем границы раздела жидких фаз надежно обеспечит предотвращение проникновения свободной воды вниз по потоку нефти для дальнейшей ее демеркаптанзации, что снимет значительные технологические издержки на данной операции.

1.4.4.1.2. PCN 22007 . Установка 360. Установка компримирования газа мгновенного испарения (ГМИ). Проект защиты от избыточного давления компрессоров ГМИ

Исследования TKJV и Atkins показали, что на трубопроводной обвязке компрессоров ГМИ при одном обратном клапане на линиях нагнетаниях 1 и 2 ступенях, независимо от уровня добычи, существует риск обратных потоков, что может создать избыточное давление компрессоров ГМИ.

В целях избежания такого сценария, в рамках данного проекта, рассматривается реализация долгосрочных модификаций оборудования и обеспечение адекватной защиты от избыточного давления для всех агрегатов компрессоров мгновенного газа, а также повышение ремонтпригодности выпускных клапанов аварийного останова для удовлетворения требований безопасности.

Для этого предусматривается установка 8-дюймовых двойных разнородных обратных клапанов на выпуске 1 и 2-ой ступени с нижним давлением срабатывания.

Теперь, когда двойные разнородные обратные клапаны установлены последовательно, можно предположить, что обратный поток из газового коллектора ограничивается этими обратными клапанами.

Пара обратных клапанов обеспечивает меньшую скорость утечки, чем противопомпажные клапаны, что снижает требуемую скорость сброса давления и, как следствие, меньшие клапаны PSV.

Установка обратных клапанов приводит к дополнительному перепаду давления в системе, что может повлиять на производительность компрессора.

Данным проектом предусмотрена установка преобразователей давления после двойных обратных клапанов для контроля давления.

На линиях выхода сжатого газа 1 и 2 ступеней для 1,2,3 и 4 линии (компрессоров) после клапанов решено добавить по одному датчику давления.

Схемы трубопроводов и КИП приведены в разделе «Технологические решения». Принципиальная схема линии компрессоров ГМИ с выполненными модификациями представлена выше на Рис. 1.4.2-5.

Сигналы от данных преобразователей давления поступают по свободным парам многопарных, уже проложенным, кабелям на существующие контроллеры, установленные в спутниковой станции OT-SI-01 (SIS 1), откуда по существующим сетям в ЦД на дисплеи операторам.

1.4.4.1.3. PCN 18032 . Установка 520. Система производственного водоснабжения. Постоянная рециркуляция воды Установки очистки хвостовых газов (УОХГ) Установки 332

В настоящее время пластовая вода имеет высокое содержание нефти и метанола, которые не могут быть смешаны с водой УОХГ и направлены в ОККВ. Пластовая вода направляется в 560-ТА-001 по линии разделения и вывозится автотранспортом для дальнейшей очистки перед направлением на ПРЖТО.

Однако из-за ограничений графика, были спроектированы автономные установки, с ручным управлением.

Временные установки состоят из двухкомпонентного рукавного фильтра, за которым следуют четыре воздухоохладителя с ребристыми вентиляторами, каждый из которых имеет два отсека.

После охлаждения в теплообменнике пластовой воды/отпарной воды 560-НА-001 теплая отпаренная вода УОХГ из существующей отпарной колонны кислой воды 560-VJ-001, прежде чем она поступает в резервуары сырой/пожарной воды 520-ТА-001/2, дополнительно охлаждается до температуры ниже 40°C, где смешивается с технической водой из Установки 500.

В качестве подготовки к зимним условиям требуются активные действия оператора, особенно в зимний сезон, поскольку объекты были построены без автоматических средств для эксплуатации в зимний период.

Взамен временной установки по утилизации кислой воды с Установки 332 в систему производственного водоснабжения модификация в рамках PCN 18032 представляет собой проект новых установок, которые будут включать в себя первичные воздухоохладители, спроектированные с учетом соответствующей подготовки к эксплуатации в зимних условиях, а также интеграцию с существующими системами контроля уровня жидкости в резервуарах сырой/пожарной воды 520-ТА-001/2.

Воздухоохладители, запроектированы аналогичным тем, которые в настоящее время работают на УКПНГ.

Стационарные установки состоят из следующих систем управления и КИП, которые интегрированы с существующими системами управления и КИП в резервуарах сырой/пожарной воды А1-520-ТА001/2 на Установке 520, а также с будущими системами управления и КИП, относящимся к новому проекту ОККВ:

- Датчик расхода 5600-FT-001 на УОХГ воды в резервуары сырой/пожарной воды.

Кроме записи объема воды УОХГ, повторно используемой в резервуарах сырой/пожарной воды А1-520-ТА-001/2, датчик расхода А1-5600-FT-001 также будет использоваться в системе блокировки для ОСТАНОВКИ вентиляторов на А1-520-НС-002 в случае низкого расхода или отсутствия потока воды УОХГ, подаваемой в воздушный охладитель. В системе РСУ будет сгенерирован аварийный сигнал, который подаст сигнал СТОП на вентиляторы воздушного охладителя;

- Датчик аварийно высокого уровня жидкости 5200-LINH-001 в резервуарах сырой/пожарной воды.

Новый датчик аварийно высокого уровня жидкости будет добавлен к существующим датчикам уровня в двух резервуарах сырой/пожарной воды для предотвращения переполнения резервуаров водой УОХГ;

- Клапан включения-выключения 5200-XV-040 на линии воды УОХГ в резервуары сырой/пожарной воды.

По датчику аварийно высокого уровня жидкости в резервуаре этот клапан будет закрыт для прекращения поступления воды УОХГ в резервуары и переполнения резервуаров. Будущий контролер расходомер отводит воды УОХГ в ПРЖТО.

Новый датчик аварийно высокого уровня жидкости в резервуаре сырой/пожарной воды не будет закрывать клапан 5600-XV-040, и оператор должен предпринять корректирующие действия после уведомления о тревоге высокого уровня. Это позволит предотвратить останов ОККВ 560-VJ-001;

- Контроль температуры 5200-TIC-104 на выходе из воздушных теплообменников;
- Клапаны регулирования расхода (5600-FCV-104 и 5600-FCV-105).

После установки клапанов регуляторов расхода (поставляются NDD), контролер измерителя температуры на выходе из воздушных теплообменников сначала будет изменять скорость ЧРП для поддержания температуры на выходе в желаемом диапазоне. Если температура продолжает расти и срабатывает сигнализация высокой температуры при 40°C, функция низкого отбора на контролере измерителя температуры (на выходе из воздушных теплообменников) откроет клапаны - регуляторы расхода и позволит воде УОХГ поступать в ПРЖТО.

Открытие клапана регуляторов расхода будет контролироваться контролером измерителя температуры. Он отменяет любой сигнал управления потоком;

- Автоматическое управление вентиляционными решетками

Воздушный охладитель должен быть оснащен автоматическими решетками, а впускной контролер измерителя температуры будет изменять положение решеток следующим образом: при повышении температуры воздуха приточные и вытяжные решетки открываются, а обводная решетка закрывается. При снижении температуры воздуха до минимальной температуры приточные и вытяжные решетки закрываются, а обводная решетка открывается.

Блоки обратного осмоса, расположенные ниже в Установке 530, которые получают питательную воду из резервуаров сырой/пожарной воды, оснащены сигнализацией высокой температуры при 40°C и отключением по аварийно высокой температуре при 42°C для обеспечения безопасности блока обратного осмоса. Учитывая, что объем каждого резервуара составляет 5 000 м³, а общий объем двух резервуаров - 10 000 м³, для повышения температуры воды смешения в резервуарах на 1°C потребуются несколько часов. Если сработает сигнализация высокой температуры в резервуарах при 37°C, у операторов будет достаточно времени, чтобы отреагировать и предотвратить повышение температуры воды в резервуарах до 40°C. Поэтому 5200-TAH-001 не будет закрывать клапан 5600-XV-040 при высокой температуре на выходе из воздушных теплообменников.

До завершения нового проекта ОККВ контролер измерителя температуры будет изменять скорость вращения ЧРП для поддержания температуры на выходе в желаемом диапазоне. Если температура продолжит расти и подаст сигнализацию высокой температуры при 40 °C, оператору придется вручную открыть шаровой клапан (А1-5300-RG-815) и отвести воду УОХГ в ПРЖТО.

Схемы функциональные автоматизации совмещены с технологическими схемами и представлены в разделе «Технологические решения» на чертежах: KE01-A1-620-KI-R-HP-0006-000-PR18032, KE01-A1-520-PK-R-HP-0004-000-PR18032

Схема рециркуляции воды УОХГ с утилизацией в техническую воду показана выше на Рис. 1.4.2.-7.

Принятая модификацией PCN 18032 система автоматического контроля и управления первичными воздухоохладителями позволит надежно управлять оборудованием, снизит риск ошибок операторов и облегчит труд оператора, а также урегулирует и обеспечит контроль сброса воды в ПРЖТО.

1.4.4.1.4. еМОС 24319. Установка 321. Очистка СУГ. Модернизация регулирующих клапанов, 3211-FCV-206 и 3212-FCV-206

При достижении добычи 370 тыс. барр/сут на существующих клапанах Установки 321 их открытие стабильно составляет 87% и это оказалось недостаточным для обработки и окисления высокого содержания RSH в потоке СУГ на входе Мегох.

В текущей ситуации для устранения этого узкого места в систему подается дополнительный воздух через бак для добавления катализатора (321-VN-102/202), чтобы способствовать окислению RSH и поддерживать качество отработанной каустики. Однако поток через бак для впрыска катализатора невозможно контролировать, что потенциально может привести к попаданию воздуха в линии DSO и уравнивательные линии, что вызывает коррозию этих линий.

Модификация еМОС 24319 заключается в:

- Замене существующих клапанов 3211-FCV-206 и 3212-FCV-206 компании производителя Dresser masoneilan на клапана других производителей с увеличенной пропускной способностью;
- Замене существующего специального обратного клапана с Ду 3/8 дюйма на 1/2 дюйма, установленного ниже по потоку от 3211/2-FCV-206.

При замене клапанов не предусмотрено изменений в логике ИСУБ, не предусмотрена установка новых КИП, новых кабельных линий.

Схема замены клапанов регуляторов расхода 3211/3212-FCV-206 и специальных обратных клапанов SP-8051 представлена выше на Рис. 1.4.2.- 16.

1.4.4.1.5. еМОС 22085. Установка 332. Установка очистки хвостовых газов (УОХГ). Замена клапана

С начала эксплуатации в октябре 2016 года возникли трудности с поддержанием должного уровня в Охлаждающей колонна 332-VE-201 транша 2. Проблема связана с длиной и конфигурацией линии, что приводит к более высоким гидравлическим потерям в Емкости дегазации кислой воды 333-VH-001 (установка 333, расположенная на транше 1).

Исследование давления на месте подтвердило, что значения CV клапана 3322-FCV-020 недостаточно для обработки всей пластовой воды в Охлаждающей колонне транша 2.

Давление на нагнетании клапана 3322-FCV-020 было зафиксировано на уровне 4 бар (изб.), тогда как нагнетание насоса составляет 6,2 бар (изб.). Ожидается, что такой высокий перепад давления является результатом небольшого Cv клапана.

Поэтому в проекте предлагается заменить существующий 2-дюймовый клапан на 4-дюймовый клапан с большим Cv, следовательно, гидравлическое ограничение будет удалено.

Схема замены регулирующего клапана 3322-FCV-020 представлена выше на Рис. 1.4.2.- 17

1.4.4.1.6. еМОС 22974. Установка 331. Установка извлечения серы. Замена регулирующих клапанов

Во время нормальной работы клапан 331-FCV-013B закрывается, активируя защиту потока LL и отключая реакционную печь 331-FF-101B,

Во время эксплуатации произошло самозакрытие клапана. Привод клапана не имеет обратной связи с оператором. Проектными решениями произведена замена клапанов на более производительные и с обратной связью, т.е. с сигнализацией состояния клапанов.

При замене клапанов не предусмотрено существенных изменений в логике ИСУБ, не предусмотрена установка новых КИП, новых кабельных линий – задействована свободная пара существующего кабеля.

Схема замены регулирующих клапанов A1-3311/2-FCV-013A/B показана выше на Рис 1.4.2.- 18.

1.4.4.2. Объекты дополнительных оптимизаций и модернизаций Наземного комплекса по внедрению лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности

1.4.4.2.1. PCN 17011. Установка 330. Реконструкция установки фильтрации амина

Фильтрация Аминов используется для очистки амина в процессе сероочистки газов. Цель аминовой очистки газа – удаление кислых газовых компонентов: сероводорода (H₂S) и углекислого газа (CO₂) из сырого природного газа и технологических газов гидрогенизационных каталитических процессов (водородсодержащего газа, легкого углеводородного газа).

Амины используются в качестве растворителя для абсорбции H₂S and CO₂ в контактной абсорбционной колонне.

Присутствие частиц и загрязнений в амине может приводить к следующим проблемам в работе:

- вспенивание – потеря в площади массообмена, плохое удаление H₂S and CO₂, вынос жидкости в газовый продукт, ухудшение качества продуктов;
- деградация амина – расходы на добавление свежего амина.

В настоящее время текущего качества амина недостаточно устойчивого функционирования Установки 330, а фильтрующая способность существующего угольного фильтра составляет всего 1% от общего потока амина.

В связи с этим проектным решением предусмотрена установка дополнительной установки аминной фильтрации, которая будет работать параллельно с существующей.

Блок фильтрации будет изготовлен согласно Исходным требованиям на разработку блочно-комплектного устройства.

Контроль давления до и после каждого фильтра (чистота фильтров) будет определяться местными манометрами.

Подробное описание проектного решения по установке дополнительных фильтров приведено в разделе технологические решения.

Схемы подключения, планы кабельных проводок будут определены после получения данных от поставщика БКУ на следующей стадии проектирования.

Схемы подключения блока дополнительной фильтрации и аппаратурной схемы БКУ дополнительных аминовых фильтров представлены на Рис. 1.4.2.- 21 ÷ 22.

1.4.4.2.2. еМОС 26126 (линия 1). еМОС 26137 (линия 2). Избыточное давление в емкости испарителя амина из абсорбера амина

Вероятность сброса давления в абсорбере и возникновении избыточного давления в испарителе высока вследствие сценария выброса газа и сброса/вытеснения жидкости из абсорбера в результате, когда регулирующий клапан 3301-LCV-035 на потоке обогащенного амина в испаритель не открывается независимо от уставок 3301-LCV-005A/B.

Объем модификации состоит из решения о переносе клапанов системы АО 3301/2-ESV-005 на байпасную линию последовательно с 3301/2-ESV-007 на линии от аминного абсорбера к сепаратору аминного испарения для достижения уровня SIL 2.

При переносе на байпасную линию не предусмотрена установка новых КИП, новых кабельных линий.

В логике ИСУБ предусмотрено изменение уставок контроллеров уровня - уменьшена настройка нормального уровня жидкости 3301/2-LIC-019 с 2,2 м до 1,6 м и настройка высокого уровня жидкости 3301/2-LAH-019 с 2,9 м до 2,2 м в емкости для испарения амина.

Задачи изменения настроек по новым уставкам представлены выше в разделе Технологические решения.

Принципиальная схема модификации по предотвращению сценария прорыва жидкости/пара из аминового абсорбера в сепаратор/экспонайзер для испарения обогащенного амина представлена выше на Рис. 1.4.2 - 24.

1.4.4.2.3. PR 20109. Установка 221. Проект экспорта СУГ (подключения)

Реализация данной модификации позволяет уйти от существующей не эффективной утилизации СУГ и выйти на получение дополнительной для НКОК товарной продукции, отпускаемой на внутренний и внешний рынки с получением существенной добавочной стоимости.

В настоящее время около половины СУГ добавляется в товарный газ. Другая половина утилизируется для собственных нужд, сжигаясь в термических окислителях и паровых котлах УКПНИГ.

Состав объектов, включенных в данный PR 20109:

- Модификации термического окислителя (Новые горелки термического окислителя для работы на двух видах топлива, трубная обвязка топливного блока, модификация топливного блока),
- БКУ рабочих/резервных экспортных насосов для СУГ (221-РА-001А/В);
- Узел коммерческого учета;
- Подсоединение к нагнетательной линии перекачивающего насоса СУГ линии рециркуляции минимального расхода и линии вентиляции уплотнения;
- Прокладки линии товарного СУГ;
- Подключения внеплощадочных инженерных и вспомогательных сетей к существующим системам УКПНИГ;

В составе данного проекта по данной модификации необходимо выполнить все врезки в технологические трубопроводы, электротехнические работы по установке нового оборудования в подстанции OS-SS-02 (SS6), выполнить работы по подключению нового оборудования к существующей ИСУБ.

Работы по подключению (интегрированию) к ИСУБ будут вестись в подстанции SS6 – по экспорту СУГ, SIS 4 - по топливному газу и в Центральной диспетчерской.

Подстанция SS6

Проект экспорта сжиженного нефтяного газа (объем ТА-22) в SS6 будет включать установку нового узла Triconex АО/ПиГ (ESD/FGS) в SS6 для взаимодействия с новым вводом-выводом АО/ПиГ для пусковой установки для экспорта сжиженного нефтяного газа.

Этот новый узел Triconex будет подключен к основной сети Triconex SLAN УКПНИГ.

Сигналы PCY (DCS) будут подаваться через существующую систему управления PCY SS6 и дополнительные карты ввода/вывода для балансировки запасных частей.

Два FDC280 (контроллера полевых устройств) будут установлены и подключены к системе PCY для связи с внешними системами; один FDC280 для взаимодействия с новым узлом SS6 Triconex, а второй FDC280 для связи с будущими системами измерения, обнаружения утечек трубопроводов и газоанализаторами.

Архитектура системы ИСУБ в подстанции SS6 с вновь установленным оборудованием для подключения экспорта СУГ представлена на Рис. 1.4.4.- 1:

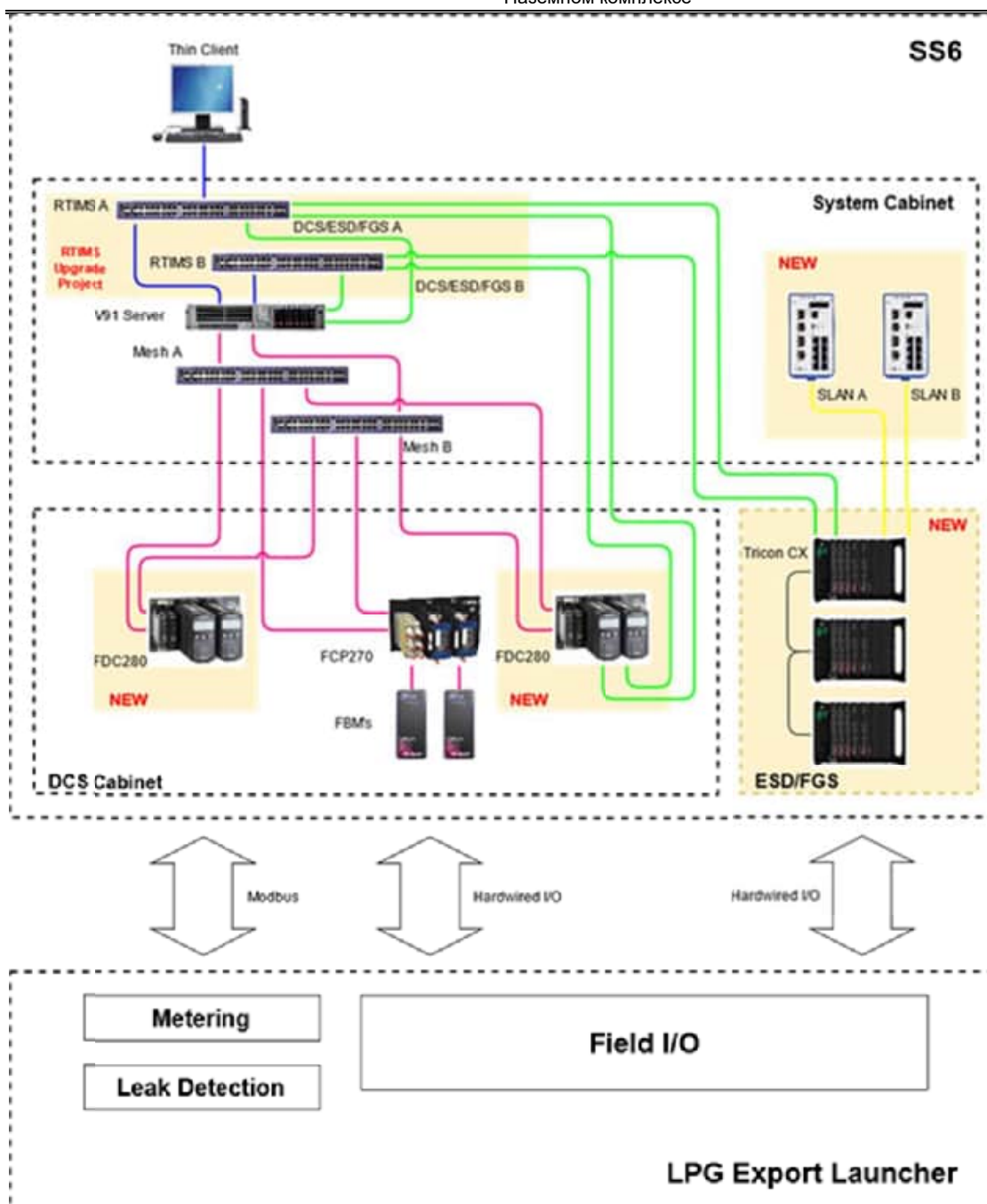


Рисунок 1.4.4.- 1. Архитектура системы ИСУБ в подстанции SS6 с вновь установленным оборудованием для подключения экспорта СУГ

Сателлитная станция SIS 4 (SP/SI/01)

Чтобы иметь возможность установить объем работ экспорта СУГ без необходимости остановки завода, необходимо провести следующие работы по топливному газу:

- Установку новых плат ввода-вывода PCY (DCS), полевых клеммных блоков и проводки распределительных клемм;
- Установку новой карты ввода-вывода Triconex, полевых клеммных блоков и проводки распределительных клемм.

Архитектура системы ИСУБ в сателлитной станции КИП SIS 4 с вновь установленным оборудованием для подключения системы топливного газа представлена на Рис. 1.4.4.-2.

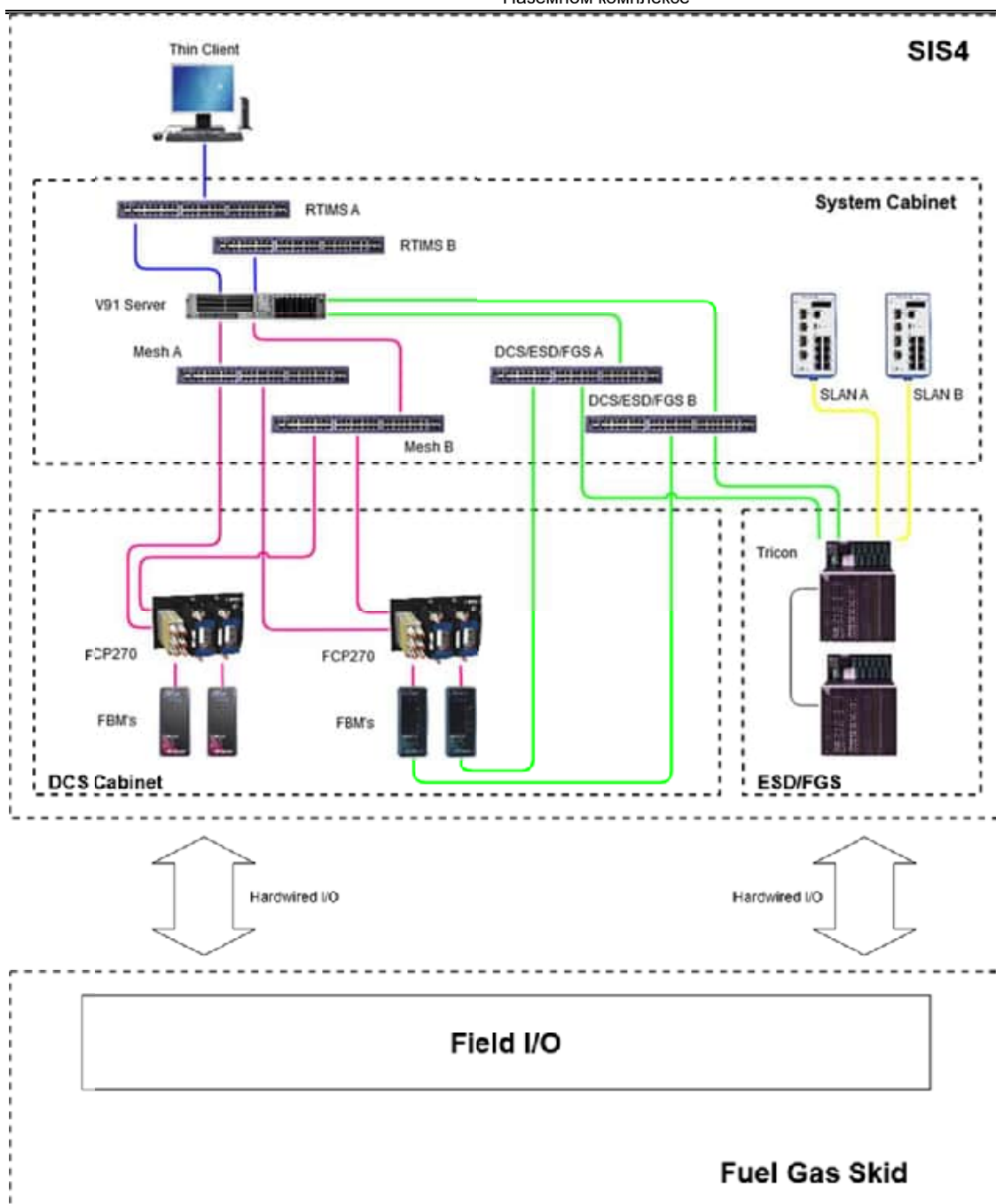


Рисунок 1.4.4.-2. Архитектура системы ИСУБ в спутниковой станции КИП SIS 4 с вновь установленным оборудованием для подключения системы топливного газа

Центральная диспетчерская УКПНИГ

В ЦПУ также проводились работы ИСУБ КР2022, аналогичные SIS4:

- Установка новых плат ввода-вывода PCY (DCS), полевых клеммных блоков и проводки распределительных клемм;
- Установка новой карты ввода-вывода Triconex, полевых клеммных блоков и проводки распределительных клемм.

Архитектура системы ИСУБ в Центральной диспетчерской с подключением новых насосов экспорта СУГ, коммерческого учета газа – к SS6, системы топливного газа к SIS4 и нового трубопровода СУГ (линейные крановые узлы 1 и 2) по системе СКАДА представлена на Рис. 1.4.4.-3.

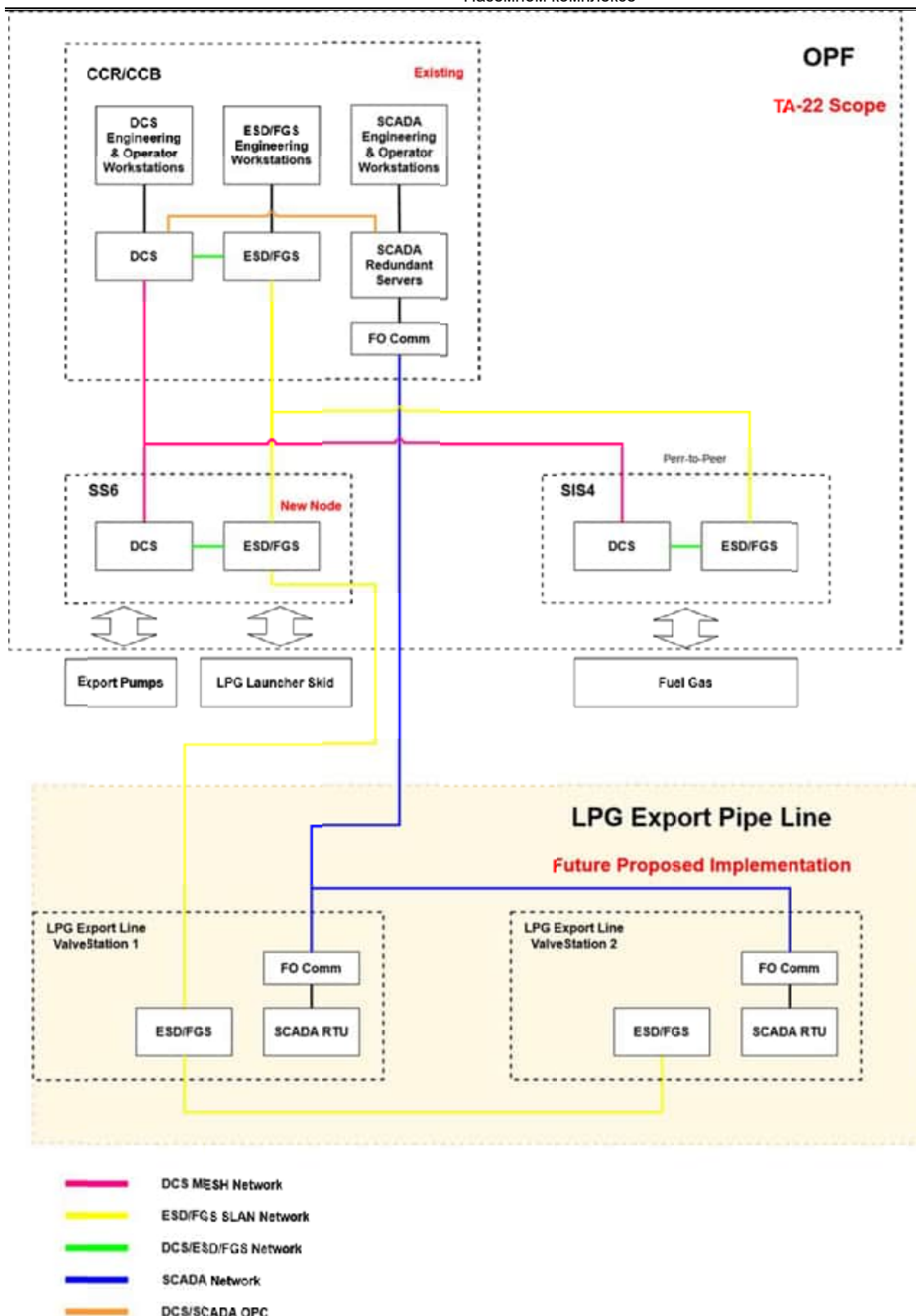


Рисунок 1.4.4.-3. Архитектура системы ИСУБ в Центральной диспетчерской с подключением новых насосов экспорта СУГ, коммерческого учета газа

1.4.4.2.4. eMOC 23247. Установка 221. Установка дополнительных датчиков ПиГ

Ранее в проекты были внесены изменения в трубопроводы обвязки насосов откачки СУГ (A1-221-PA-001A/B) на Установка 221 СУГ с применением фланцевых соединений для установки системы автоматического сброса давления в насосах, что привело к появлению дополнительных источников утечки углеводородов на данной площадке.

В результате этих технологических модификаций были изменены степени взрывопожароопасности в пожарной зоне FZ 6320, что вызвало установку дополнительных датчиков системы обнаружения ПиГ в этой зоне – 5 шт.

Новые датчики подключены к существующим соединительным коробкам и далее по существующим кабельным трассам сигналы выведены в существующую панель системы ПиГ.

Схемы подключения новых датчиков к соединительным коробкам и далее к распределительному шкафу и панели ПиГ приведены в документе KE01-A1-700-MS-I-HL-5003-000_RLMU, принципиальный план установки датчиков представлен выше на Рис. 1.4.1-10 Места размещения дополнительных точечных детекторов горючих газов.

1.4.4.2.5. *еМОС 25640. Установка 560. Установка нейтрализации отработанного каустика" (УНОК)*

Установка нейтрализации отработанного каустика предназначена для нейтрализации отработанного каустика (из системы MEROX) посредством закачки серной кислоты для снижения значения pH и подачи азота для усиления продувки газа (H₂S, RSH и т. д.).

В состав установки будет входить:

- Накопительные резервуары (
- Насос циркуляции и откачки каустика;
- Блок дозирования реагентов - Емкость хранения серной кислоты, Блок дозирования серной кислоты.

Оборудование будет поставляться комплектно с КИП и СА согласно ИТ на разработку (представлены в разделе «Технологические решения»).

Сигналы от вновь установленных средств ИСУБ будут подключены к соответствующим шкафам систем PCY, АО и ПиГ в сателлитной станции КИП 3 (UT/SI/01).

1.4.4.2.6. *PCN21025 – Внедрение автоматизированных систем мониторинга эмиссий на стационарных источниках выбросов*

Как отмечалось выше, согласно новому Экологическому кодексу, НКЭК Н.В. обязана оснастить источники выбросов автоматизированными системами мониторинга эмиссий (АСМВ) для непрерывного мониторинга выбросов и дальнейшей онлайн-передачи данных в государственную базу данных мониторинга.

АСМВ должна соответствовать требованиям приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК № 208 «Об утверждении Правил ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля» от 22 июня 2021 года.

АСМВ должна включать в себя:

- получение достоверной информации о величинах выбросов загрязняющих веществ в нормальном режиме работы;
- передача всех измеряемых параметров в существующую PCY, контроллеры которой установлены в SIS 4;
- передача информации о величинах выбросов по защищенной линии связи в региональную службу экологического контроля Республики Казахстан;
- учет измеренных и переданных значений выбросов с хранением результатов измерений в течение 5 лет;
- работоспособность и целостность данных при сбоях электропитания в системе, при возникновении аварийных ситуаций, технологических сбоев и т.п.

На Наземном комплексе источниками эмиссий являются выхлопные газы термоокислителей транша1, 2 и факелы ВД/НД.

АСМВ должна обеспечить измерение и учет следующих показателей по выхлопным газам термоокислителей транша1, 2:

- концентрации загрязняющих веществ в среднем за 20 минут;

- массовые выбросы загрязняющих веществ составили в среднем за 20 минут;
- значения выхлопных газов, необходимые для расчета выбросов загрязняющих веществ, в том числе:
 - температура;
 - давление (отрицательное давление);
 - расход или объемный расход;
 - концентрация кислорода или коэффициент избытка воздуха;
 - влажность или концентрация водяных паров;
 - текущее значение даты и времени;

Анализатор системы АСМВ должна обеспечить измерение и учет следующих показателей по Факельным газам, поступающим на факельные линии НД и ВД:

- газовый состав, где обязательному контролю подлежат следующие компоненты состава газа:
 - оксид углерода (CO)
 - диоксид азота (NO₂)
 - оксид азота (NO)
 - диоксид серы (SO₂);
- плотность газа;
- объемный расход газа.

Для наземного комплекса предусмотрено строительство 1 нового укрытия для АСМВ на факельных коллекторах Установка 230 и установка АСМВ в существующих укрытиях Установки 332.

Блок-схема АСМВ Установки 332 Наземного комплекса приведена на Рис.1.4.4.-4

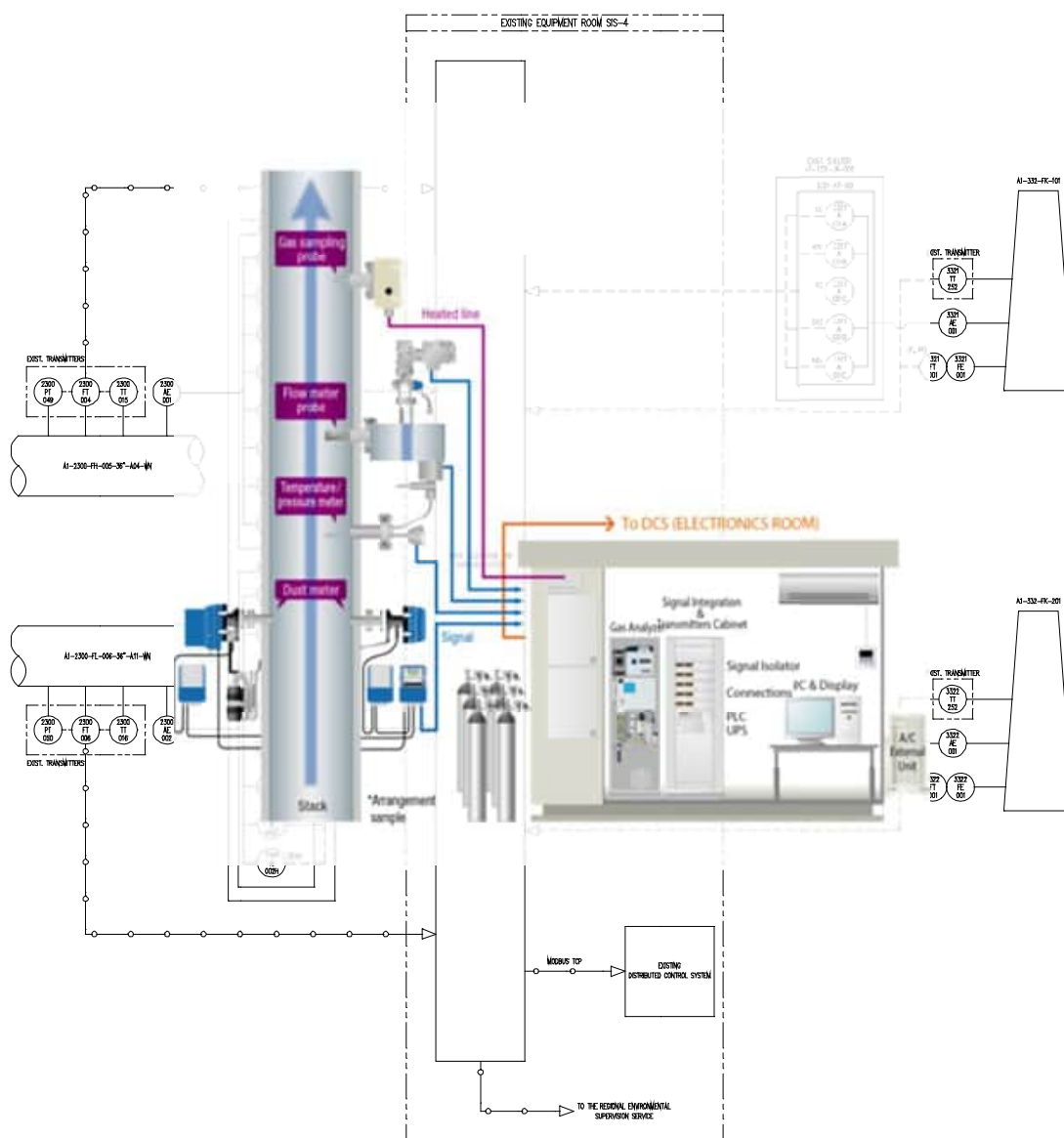


Рисунок 1.4.4.- 4. Блок-схема АСМВ

Анализаторы для факельных газов ВД/НД

В состав АСМВ должно входить следующее оборудование:

- Анализаторы H₂S, COS, CS₂, меркаптанов и плотности в комплекте с соответствующими аналитическими системами, измерительной электроникой и специальным защищенным от атмосферных воздействий анализатором;
- Расходомеры, датчики давления и температуры, установленные на факельных линиях ВД и НД;
- Необходимое вспомогательное оборудование (шкафы, распределительные коробки, кабели, баллоны с калибровочными смесями и т.п.);
- Системы сбора, обработки, архивирования и передачи данных.

План расположения укрытия АСМЭ приведен на чертеже KE01-A1-230-KI-I-DL-0001-001-PR21025.

Укрытие для анализаторов – блочно-комплектная установка полной заводской готовности. В укрытии анализатора установлены отдельные анализаторы потоков из факельных систем ВД и НД.

Система ПиГ укрытия будет интегрироваться в существующую систему ПиГ.

При получении сигнала ПиГ отключится электропитание оборудования, не сертифицированного для зоны 1, и запустится резервный вентилятор ОВКВ или отключится подача (электроэнергии и технических газов) ко всему оборудованию в зависимости от опасного состояния.

При обнаружении газа в воздухозаборнике включается сигнализация, закрываются заслонки воздухозаборника и происходит переход в режим рециркуляционной вентиляции.

При обнаружении газа внутри здания анализатора активируются сигналы тревоги, запускается режим повышения давления с подачей дополнительного свежего воздуха и вытяжкой для разбавления.

При обнаружении дыма или пожара подаётся сигнал тревоги, отключается система HVAC.

Все состояния входов/выходов (включая значение измеряемой переменной, нормальное состояние, состояние тревоги и неисправности, запрет на техническое обслуживание и состояние блокировки зоны) передаются в PCY объекта (Сателлитную станцию SIS 4).

АСМВ должна обеспечивать возможность удаленной настройки полевых устройств SMART в режиме реального времени и без отключения устройств от системы. Все действия по проверке, калибровке и настройке полевых устройств должны автоматически документировать.

Анализаторы для термических окислителей 332-FK-101/332-FK-201 Установки 332

Комплекты анализаторов для термоокислителей (транши 1 и 2) идентичны, установленным на факельной системе. В качестве анализаторов должны использоваться газоанализаторы с отбором пробы и системой измерения, основанной на горячих/влажных параметрах.

Анализаторы установлены в существующих атмосферостойких анализаторных укрытиях А1-3321-JA-002 и А1-3322-JA-002, оборудованных системами вентиляции, кондиционирования, отопления и вентиляции, электроснабжения и освещения. Новые аналитические системы устанавливаются и подключаются после демонтажа существующих.

План расположения оборудования в существующем укрытии АСМЭ А1-3321-JA-002 приведен на чертеже KE01-A1-332-PS-I-DP-5003-001-PR21025.

План расположения оборудования в существующем укрытии АСМЭ А1-3322-JA-002 приведен на чертеже KE01-A1-332-PS-I-DP-6003-001-PR21025.

1.4.4.2.7. PCN 21017 Взрывоустойчивые модульные здания

УКПНиГ проектировалось на этапе ОНР без постоянного присутствия операторов на территории завода и соответствующих бытовых укрытий по зонам территории промышленной площадки, что существенно, как показала практика, ухудшало условия работы операторов полевого уровня.

Здания SIS КИП (Сателлитные станции) в течение короткого периода использовались в качестве бытового здания, подробные измерения электромагнитного излучения показали, что они непригодны для длительного пребывания и, следовательно, запрещены к использованию.

В настоящее время операторы используют здания ВУ; однако это лишь временное решение. У ВУ разные функции: у каждой комнаты есть четко обозначенная функция, которая в настоящее время нарушена. ВУ не должны использоваться постоянно из-за ухудшения целостности, что ставит под угрозу философию экстренного сбора.

Предполагалось, что все операторы на местах и в диспетчерской будут размещены в административном здании, однако ходить туда и обратно для ведения журналов, передачи обслуживания, неэффективно из-за большого расстояния (1-3 км) и медленного реагирования в случае сбоев, отключений и т. д.

Вмешательства полевого оператора необходимы в качестве дополнительных мер по предотвращению последствий в случае отклонений и аварийных ситуаций, выполнения работ по текущему контролю и наладке оборудования.

Для реализации критических мероприятий требуется постоянное присутствие полевых операторов на объекте.

Для улучшения условий труда операторов на площадке УКПНиГ предлагается установить пять (5) передвижных взрывостойких модулей (ВМ) (т.е. взрывостойких зданий), чтобы предоставить операторам защищенное место для коротких перерывов на отдых, проведения сменных совещаний и повседневной деятельности (ведение журналов и протоколов).

Взрывостойкие модули будут установлены на каждой из следующих площадок УКПНиГ:

- Установка подготовки газа (модуль 1);
- Установка серы (модуль 2);
- Установка подготовки нефти (модуль 3);

- Северные внезаводские сооружения (модуль 4)
- Зона инженерного обеспечения (модуль 5);

Для разработки Взрывоустойчивых модулей для укрытия операторов разработаны ИТ, согласно которым будут поставлены модули полной заводской готовности, оснащенные необходимыми инженерными системами, такими как: освещение, отопление и вентиляция, системой обнаружения пожара и загазованности, оповещения, системой ГС/ОО и пр.

Система ПиГ обеспечивает:

- Внешнее обнаружение ПиГ (обнаружение горючих и токсичных газов) на воздухозаборном канале системы ОВиКВ и возле входной двери.
- Внутреннее обнаружение дыма и тепла.
- Внутренний звуковой и визуальный маяк, связанный с системой ГС/ОО УКПНиГ, для оповещения операторов об инцидентах, происходящих на УКПНиГ.

Согласно философии системы ПиГ, принятой на УКПНиГ в модуле должны быть установлены следующие детекторы:

- Детекторы дыма: - Оптические детекторы дыма для обнаружения пожара, возникающего из любого электрического оборудования, устанавливаемые внутри модуля по 2 шт.
- Детекторы горючих газов: точечный ИК-детектор газа, уровень газа измеряется в процентах НПВ, устанавливаются на воздухозаборниках зданий по 3 шт.
- Детекторы токсичных газов: - фиксированная система обнаружения на воздухозаборниках зданий по 3 шт.

Также предусмотрены ручные извещатели, установленные у выхода из модуля по 1 шт.

Системы ПиГ и ГС/ОО каждого модуля будут интегрированы в соответствующие системы всего завода, путем подключения к шкафам в Сателлитных станциях или подстанции:

- Модуль 1 – к GT-SI-01 (SIS 2);
- Модуль 2 – к SP-SI-01 (SIS 4);
- Модуль 3 – к OT-SI-01 (SIS 1);
- Модуль 4 – к подстанции OS/SS/01 (SS 5);
- Модуль 5 – к подстанции UT-SI-01 (SIS 3).

Сигналы системы ПиГ будут передаваться по 4-х волоконному ОВК, сигналы ГС/ОО по 2 сигнальным кабелям (один префикса А, другой префикса В):

1.4.5. Связь и сигнализация

Основной состав объектов модификаций и изменений по проектным решениям носят территориально точечный характер и являются неотъемлемой конструктивной составной частью существующих установок и оборудования УКПНиГ. В связи с этим объекты модификаций такого типа оказываются глубоко интегрированными в существующие основные системы связи и сигнализации и в итоге не требуют дополнительных решений. Только в отдельных случаях вновь проектируемые объекты, территориально обособленные и функционально независимые по своему назначению, имеющие существенные объемно-планировочные расположения на площадях УКПНиГ, требуют индивидуальных проектных решений по обеспечению их системами связи и сигнализации, которые также подлежат интегрированию в конечном итоге в единую сеть связи и сигнализации УКПНиГ на верхнем уровне.

К последним таким объектам модификаций и изменений (PCN's и eMoC's) относятся:

- Экспортный газопровод сырого газа 1BCMA для доставки сырого газа на ГПЗ третьей стороны;
- Взрывоустойчивые модульные здания, для обслуживания полевых операторов.

1.4.5.1. PR 20108. Установка 361. Новый трубопровод сырого газа Ду400 (DN 16") от УКПНиГ до УКПГ третьей стороны для транспортировки осушенного неочищенного газа. Экспортный газопровод сырого газа 1BCMA

Как отмечалось выше, на экспортный газопровод сырого газа 1BCMA компанией ТОО «Caspian Business Support» (CBS) был разработан отдельный проект «Строительство нового трубопровода сырого газа» КТ00-00-362-4U-A-RE-0001-000.

Проектом предусматривается возможность поставить сырой газ номинальным объемом до 1 млрд. м3/год с установки комплексной подготовки нефти и газа НКОК Н.В. на наземную установку подготовки газа, ГПЗ третьей стороны.

Объектами связи и сигнализации данного проекта являются следующие сооружения расположенные на территории УКПНиГ, и линейные промысловые объекты, расположенные до границ УКПГ третьей стороны:

- Площадка камеры пуска/приема скребка на УКПНиГ;
- Модульное помещение силовых трансформаторов электроснабжения на УКПНиГ;
- Площадка электронагревателей газа А-170-НМ-101/102 на УКПНиГ;
- Станция катодной защиты (ЭХЗ) (система N 1 ИССР на УКПНиГ)
- Трубопровод сырого газа Ду400 (DN16");
- Линейный крановый узел – 1 на ПК5;
- Линейный крановый узел – 2 на ПК10;
- Крановый узел - 3 на входе в УКПГ.

Для обслуживания проектируемого трубопровода предусмотрены следующие системы связи:

- оптико-волоконная система связи;
- магистральная УКВ-радио связь;
- охранные устройства.

Для обеспечения связи между объектами газопровода и передачи данных состояния газопровода предусмотрена оптико-волоконная система связи.

Оптико-волоконные кабели, проложенные от установки комплексной подготовки нефти и газа (УКПНиГ) до УКПГ, предназначены для систем связи, системы SCADA и передачи технологических данных распределенной системы управления между УКПНиГ и УКПГ.

Для резервирования предусмотрена прокладка двух 36 волоконных оптических кабеля.

Для обеспечения радиосвязью по всей трассе газопровода в блок-боксах ЛКУ установлены радиостанции магистральной связи.

На каждом ЛКУ предусмотрена охранный сигнализация: установлены видеокамеры, контроль доступа в операторские.

1.4.5.2. PCN 21017. Взрывоустойчивые модульные здания

Для улучшения условий труда операторов на площадке УКПНИГ предлагается установить пять (5) взрывоустойчивых модулей (ВМ) чтобы предоставить операторам защищенное место для коротких перерывов на отдых, проведения сменных совещаний и повседневной деятельности (ведение журналов и протоколов).

Взрывостойкие модули будут установлены на каждой из следующих площадок УКПНИГ:

- Установка подготовки газа (модуль 1);
- Установка серы (модуль 2);
- Установка подготовки нефти (модуль 3);
- Северные внезаводские сооружения / складская зона (модуль 4)
- Зона инженерного обеспечения (модуль 5);

Для разработки Взрывоустойчивых модулей для укрытия операторов разработаны ИТ, согласно которым будут поставлены модули полной заводской готовности, оснащенные необходимыми инженерными системами, такими как: освещение, отопление и вентиляция, системой обнаружения пожара и загазованности, оповещения, системой ГС/ОО.

Система ГС/ОО каждого модуля будет интегрирована в систему ГС/ОО всего завода, поддерживая принцип дублирования, определенная как система префикса А и система префикса В, путем подключения к шкафам ГС/ОО в Сателлитных станциях или подстанции:

- Модуль 1 – к GT-SI-01 (SIS 2);
- Модуль 2 – к SP-SI-01 (SIS 4);
- Модуль 3 – к OT-SI-01 (SIS 1);
- Модуль 4 – к подстанции OS/SS/01 (SS 5);
- Модуль 5 – к подстанции UT-SI-01 (SIS 3).

Сигналы ГС/ОО будут передаваться по 2 сигнальным кабелям (один префикса А, другой префикса В).

1.4.6. Электротехнические решения

1.4.6.1. Существующая система электроснабжения объектов УКПНиГ

Основная система электроснабжения обеспечивает питание всего комплекса при нормальном режиме работы. Система первоочередного электроснабжения обеспечивает аварийное (первоочередное) питание потребителей 1-й категории («первоочередных нагрузок» – по классификации AgirKCO/KDPC). Система питания критических нагрузок предназначена для электроснабжения электроприемников особой группы 1-й категории («критических нагрузок» – по классификации AgirKCO/KDPC).

Определение расчетных максимальных нагрузок для технологических установок и систем инженерного обеспечения выполнено с учетом одновременности этих нагрузок. Коэффициенты одновременности учитывают вероятность совпадения включения нагрузок, что определяет величину пиковой расчетной мощности. Проектируемая система распределения электроэнергии (трансформаторы, распределительные устройства, кабели) рассчитываются на бесперебойное обеспечение электропитанием потребителей на уровне 125% от пиковой нагрузки.

Резервные мощности системы распределения обеспечивают безопасность, надежность и бесперебойность работы комплекса. При этом уровень надежности распределительных систем принят не ниже надежности системы электропитания (генерирующей системы). На каждой ступени распределения предусмотрен резерв на случай проведения технического обслуживания, испытаний, проверок.

Выработка электроэнергии на электростанции производится генераторами на напряжении 10 кВ, с повышением через трансформаторы до 110 кВ.

Выдача мощности осуществляется от ОРУ-110 кВ через понизительные трансформаторы 110/35 кВ. Напряжение 35 кВ является первой ступенью схемы распределения. Но часть нагрузок подключена и к шинам 10 кВ, предусмотренным в составе распределительных устройств электростанции.

Главной схемой электростанции предусматривается связь с местной энергосистемой, которую планируется осуществлять по двум ЛЭП-110 кВ через буферные трансформаторы 110/110 кВ мощностью по 50 МВА, установленные на ОРУ-110 кВ электростанции. Эта связь дает возможность выдавать в сети энергосистемы избыточную мощность электростанции и одновременно обеспечивает удовлетворение нормативного требования ПУЭ о необходимости наличия двух независимых источников питания для потребителей 1-й категории (первоочередные, т.е. аварийные нагрузки), имеющих в составе электроприемников УКПНиГ. Однако принятые концептуальные проектные решения по схеме Главных соединений электростанции фактически предполагают удовлетворение данного условия по надежности электропитания потребителей 1-й категории с избытком, т.к. в составе электростанции уже предусматривается система аварийного электроснабжения с 2-мя аварийными генераторами для 1-го и 2-го пускового комплекса УКПНиГ и с третьим аварийным генератором для 3-го пускового комплекса.

Для выдачи мощности от электростанции потребителям электроэнергии УКПНиГ и других объектов месторождения в ее составе предусматривается Главная подстанция, которая выполняет функции распределения электроэнергии на напряжении 35 кВ и 10 кВ. Главная подстанция входит в состав электростанции и была разработана ранее утвержденным проектом.

От РУ-35 кВ осуществляется по фидерам 35 кВ питание крупных распределительных подстанций 35/10 кВ, установленных на участках Технологической зоны, Зоны инженерного обеспечения, Складской зоны, а также питание подстанции на Вахтовом поселке (запроектирована в составе Ранних работ). Непосредственно от РУ-35 кВ осуществляется также через трансформаторы 35/10 кВ питание крупных высоковольтных приводов компрессорных агрегатов в Технологической зоне.

Кроме того, в составе Главной подстанции предусматривается распредел. устройство 10 кВ. РУ-10 кВ состоит из трех секций шин. На две секции напряжение 10 кВ подается от основных генераторов через трансформаторы 35/10 кВ, а на одну секцию, секцию аварийных нагрузок, питание подается от аварийных генераторов.

От РУ-10 кВ осуществляется питание собственных нужд электростанции, наиболее ответственных потребителей УКПНиГ (потребителей 1-й категории), потребителей Предзаводской зоны, а также предусматривается питание вдоль трассовых воздушных ЛЭП-10 кВ, по которым осуществляется электроснабжение потребителей Промысловых трубопроводов (Береговой участок), Экспортных трубопроводов.

Проектными решениями предусмотрено на УКПНиГ три системы электропитания:

- основная (для питания потребителей 2 и 3 категорий);
- первоочередная (для питания потребителей 1-й категории);
- аварийной (для питания потребителей особой группы 1-й категории).

Принципиальная блок-схема электроснабжения объектов УКПНиГ, принятая в Проекте с учетом принятых проектных решений, связанных с модернизацией УКПНиГ периода ОПР, а также и с учетом ранее выделенных Пусковых комплексов представлена на рисунке 1.4.6-1.

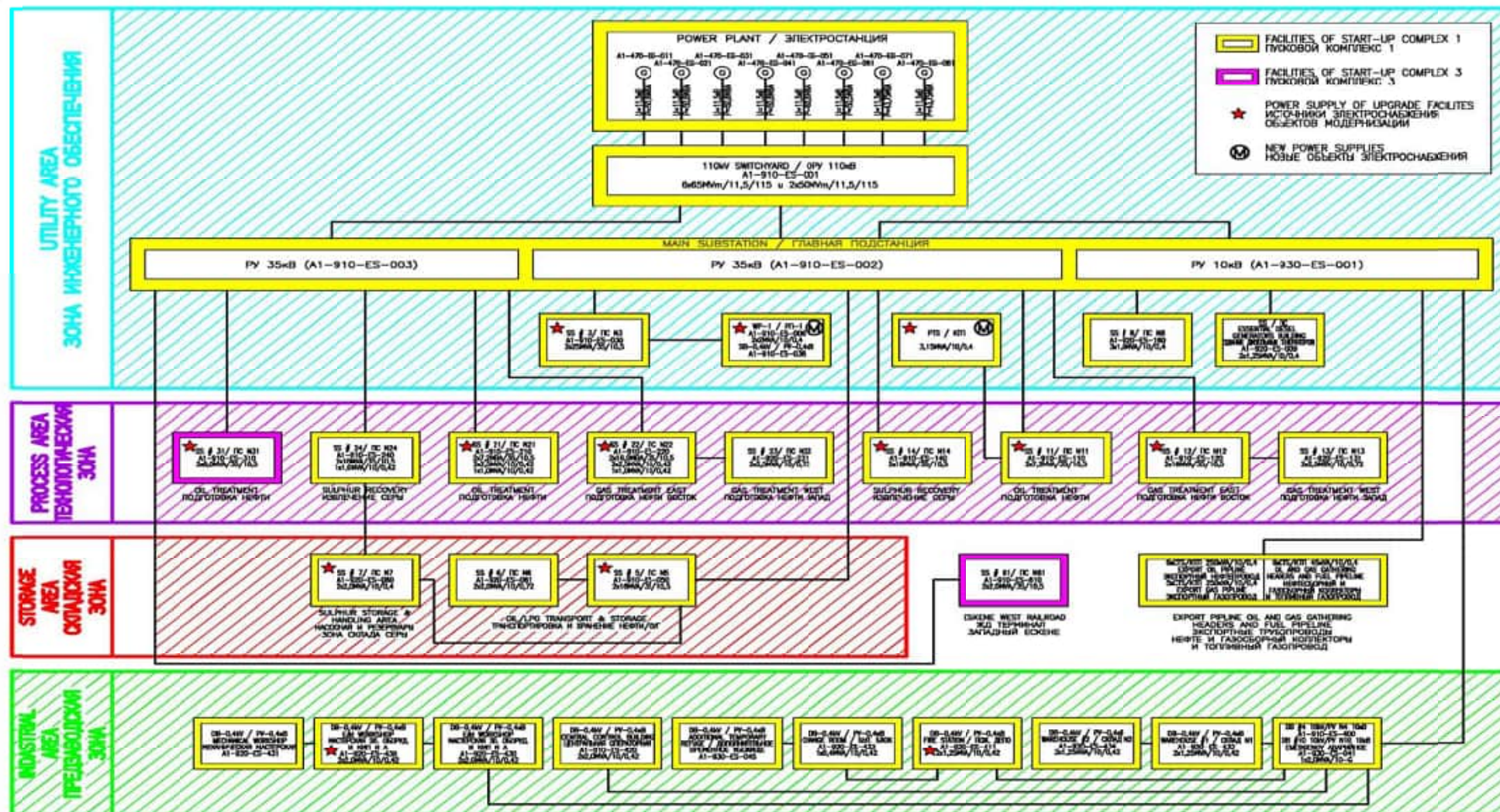


Рисунок. 1.4.6-1. Принципиальная существующая блок-схема электроснабжения промышленных объектов УКПНИГ с учетом их поэтапного ввода в эксплуатацию Пусковыми комплексами

В объеме раздела «Электротехнические решения» данного проекта рассмотрены вновь проектируемые объекты удаления узких мест (debottlenecking), обеспечивающие наращивание добычи до 450 тыс. баррелей нефти в сутки, а также объекты модификаций, направленных на реализацию лучших практик, которые те и другие являются новыми на площадке УКПНИГ объектами электроснабжения.

К объектам электроснабжения по изменениям и модификациям (PCN's и MoC's) для наращивания производительности с 370 до 450 тысяч баррелей нефти в сутки» относятся следующие объекты:

- PCN 18027 - Удаление воды с рефлюксной емкости 210-VA-101/201/301 фракционной колонны. УКПНИГ. Установка 210. Установка подготовки сырой нефти.
- PCN 18032 - Постоянная рециркуляция воды Установки очистки хвостовых газов (УОХГ). Установка 332. Установка 332 - .Утилизация воды установки очистки хвостовых газов (УОХГ) в техническую воду Системы производственного водоснабжения Установки 520.
- PCN 20108 – Экспортный газопровод сырого газа 1BCMA. Строительство нового трубопровода сырого газа. Новый трубопровод сырого газа Ду400 (DN 16") от УКПНИГ до УКПГ третьей стороны для транспортировки осушенного неочищенного газа.

Вновь проектируемые объекты электроснабжения локальных проектов по внедрению лучших отраслевых практик:

- eMoc 26111. Установка 334. Открытый склад серы. Проект по дроблению и отгрузке серы;
- PCN 17011. Установка 330. Транш 1, 2. Фильтрация бедного (ненасыщенного) амина. Дополнительные фильтры (Повышение эффективности фильтрации ДЭА);
- eMoC 25640. Установка 560. Нейтрализация отработанного каустика (УНОК);
- PCN 21025. Установка 230. Внедрение автоматизированных систем мониторинга эмиссий на стационарных установках;
- PCN 23003. Установка 332. Точки врезки для водопоглощающей колонны охладителей экспортной нефти;
- PR 20109. Установка 332. Проект экспорта СУГ (подключения);
- PCN 21017. Установка пунктов обогрева. Модульные здания для укрытия операторов (BRM);
- PCN 22014. Установка 321. Замена материала линии отходящего газа системы Мерокс и каплеотбойника блока меркаптана с углеродистой на нержавеющую сталь;
- PR15021. Установка 330. Транш 1, 2. Модификация линии амина-каплеотбойные сепараторы в рамках кластера пластовых вод;
- PCN 22007. Установка 360. Защита компрессора газа мгновенного испарения от избыточного давления.

1.4.6.2. PCN 18027. Удаление воды с рефлюксной емкости фракционной колонны Установки 210

В принципиальную схему технологического процесса отделения воды от углеводородов и автоматического слива ее в существующую дренажную систему внесены изменения и модификации. Данные модификации предусматривают изменение трубной обвязки технологических узлов и как следствие изменение конфигурации существующей системы электрического обогрева.

В системе обогрева в качестве тепловыделяющих элементов используются саморегулирующиеся кабели обогрева марки «RAYCHEM». Электрообогрев с использованием электрических нагревательных кабелей легко устанавливается и обеспечивает равномерность обогрева трубопроводов, поддерживая положительную температуру.

Все проектируемое электрооборудование имеет исполнение, соответствующее климатическим условиям его размещения и классификации зон по пожаро- и взрывоопасности, в которых они размещаются. Границы и класс опасных зон показаны графической части проекта.

Дополнительных изменений в электротехнических подсистемах (электроосвещение, силовое оборудование и т.д) в рамках данной модификации не предусматривается. Все вышеперечисленное оборудование работает в штатном режиме, новые кабели прокладываются по существующим кабельным конструкциям и подключаются к резервным фидерам суц. электроустановок.

Детальное описание электротехнических решения по модификации системы электрообогрева, включая прокладку дополнительных кабельных линий по данному объекту, показано в соответствующем разделе и его графической части настоящего проекта.

Показатели электрических нагрузок по данному объекту приведены ниже в таблице 1.4.6.-1.

Таблица 1.4.6.-1. Основные электропотребители объекта модификации и показатели электрических нагрузок

№ п/п	№ Распределительного щита	№ Потребителя	№ Фидера	Мощность, кВт	Наименование потребителей
1	2	3	4	5	6
1	A1-920-EH-111	A1-920-EH-111-07Y/04	07Y	2.08	Распределительная коробка электрообогрева
2		A1-920-EH-111-10G/01	10G	0.65	Распределительная коробка электрообогрева
3	A1-920-EH-113	A1-920-EH-111-07G/05	07G	3.1	Распределительная коробка электрообогрева
4	A1-920-EH-114	A1-920-EH-114-08G/06	08G	8,26	Распределительная коробка электрообогрева
5		A1-920-EH-114-15Y/08	15Y	2,1	Распределительная коробка электрообогрева
		A1-920-EH-114-15Y/04			Распределительная коробка электрообогрева
6		A1-920-EH-114-29G/01	29G	1,77	Распределительная коробка электрообогрева
7	A1-930-EH-210	A1-930-EH-210-07R/01	07R	1,2	Распределительная коробка электрообогрева
8		A1-930-EH-210-10Y/01		0,95	Распределительная коробка электрообогрева
9	A1-920-EH-212	A1-920-EH-212-09R/05	09R	2,1	Распределительная коробка электрообогрева
10		A1-920-EH-212-09R/09			Распределительная коробка электрообогрева
11		A1-920-EH-212-15Y/01	15Y	2.08	Распределительная коробка электрообогрева
12		A1-920-EH-212-16Y/01	16Y	3,1	Распределительная коробка электрообогрева
13	A1-920-EH-215	A1-920-EH-215-27G/01	27G	1,77	Распределительная коробка электрообогрева
14	A1-930-EH-310	A1-930-EH-310-07R/01	07R	1,53	Распределительная коробка электрообогрева
15		A1-930-EH-310-10Y/01	10Y	0,95	Распределительная коробка электрообогрева
16	A1-920-EH-312	A1-920-EH-312-04G/04	04G	2,8	Распределительная коробка электрообогрева
17		A1-920-EH-312-04G/05	05G		Распределительная коробка электрообогрева
18		A1-920-EH-312-16Y/00	16Y	3,10	Распределительная коробка электрообогрева

№ п/п	№ Распределительного щита	№ Потребителя	№ Фидера	Мощность, кВт	Наименование потребителей
1	2	3	4	5	6
19		A1-920-ЕН-312-17G/04	17G	2,08	Распределительная коробка электрообогрева
20	A1-920-ЕН-315	A1-920-ЕН-315-30Y/01	30Y	1,77	Распределительная коробка электрообогрева

1.4.6.3. PCN 18032. Установка 520.- Постоянная рециркуляция воды Установки очистки хвостовых газов (УОХГ).

В рамках текущей модификации выполняются следующие электротехнические мероприятия:

- в связи с включением в принципиальную схему технологического процесса новой технологической линии рециркуляции, предназначенной для рециркуляции кислой воды УОКГ на постоянной и долгосрочной основе, в состав проекта добавлены дополнительные участки электрического обогрева;
- для управления вновь проектируемой системой электрического обогрева предусматривается установка нового шкафа управления обогревом;
- выполняется электроснабжение, новых вентиляторов воздухоохлаждавателей с антиконденсатными нагревателями, аварийными постами и панелями ЧРП;
- для повышения уровней освещенности новых участков с технологическим оборудованием, проектом предусмотрено устройство дополнительных систем рабочего и аварийного освещения;
- для подвода электропитания к новым потребителям электроэнергии предусматривается строительство новых участков кабельной эстакады;
- все дополнительное оборудование подключается к существующим и исправно функционирующим системам заземления и молниезащиты.

1.4.6.3.1. Система Электрического обогрева

В системе обогрева в качестве тепловыделяющих элементов используются саморегулирующиеся кабели обогрева и комплектующие марки «RAYCHEM». Электрообогрев с использованием электрических нагревательных кабелей легко устанавливается и обеспечивает равномерность обогрева трубопроводов, поддерживая положительную температуру.

Для управления вновь проектируемыми системами электрообогрева, проектом предусмотрена установка нового распределительного шкафа системы электрообогрева поз.А1-920-ЕН-018, в взрывозащищенном исполнении. Конструкция и наполнение шкафа коммутационным оборудованием типовые, согласно внутренним стандартам Компании NCOC и опросного листа представленного в графической части проекта.

Электроснабжение нового распределительного шкафа управления электрообогревом выполняется от резервного фидера существующего распределительного щита 400В поз. А1-920-ES-032, согласно однолинейной схемы док.КЕ01-А1-РВUE08А-Е07-0001-037-PR18032.

1.4.6.3.2. Аппараты воздушного охлаждения (АВО)

Согласно вновь принятым проектным решениям технологического процесса, вода установки очистки хвостовых газов (УОХГ), проходит через аппараты воздушного охлаждения (АВО) воды, поз.520-НС-002А/В/С/Д, которые представляют собой ребристые вентиляторные воздушные охладители.

В рамках данного раздела предусмотрено на постоянной и долгосрочной основе электроснабжение данных установок.

Подключение вновь проектируемых аппаратов АВО планируется выполнить от резервных фидеров существующего распределительного щита напряжением 690В поз. А1-920-ES-031. Отключение и управления вентиляторами выполняется в автоматическом режиме с помощью частотно-регулируемых

приводов (VSD), а также по месту в ручном режиме с помощью устанавливаемых аварийных постов управления.

1.4.6.3.3. Электроосвещение

На территории УКПНИГ имеется существующая, исправно функционирующая система наружного освещения, состоящая из систем рабочего (нормального), первоочередного и аварийного освещения.

В рамках данной модификации появляются новые технологические конструкции и аппараты, для которых согласно нормам РК, а также внутренним нормативам NCOC требуется увеличение уровней освещенности. Для этого проектом предусматривается установка новых дополнительных осветительных устройств.

Дополнительное освещение выполняется с использованием светодиодных прожекторов взрывозащищенного исполнения производителя CHALMIT различной мощности.

Прожекторы закрепляются на металлоконструкциях с помощью специальных кронштейнов, на каждом уровне установки. Всего в рамках данного проекта предусматривается установка 10 прожекторов первоочередного освещения, 18 прожекторов основного и 4 прожектора аварийного освещения.

Подключение вновь проектируемого оборудования согласно полученным техническим условиям производится к существующим щитам управления наружным освещением поз. А1-920-EL-551 и А1-900-EL-051, с использованием существующего резерва.

1.4.6.3.4. Кабельные трассы и сооружения

Для подключения электроприемников к питающей сети предусматривается прокладка новых силовых и контрольных кабельных сетей напряжением 0,4кВ.

Прокладка кабельных сетей предусматривается открытым способом по новым и существующим кабельным конструкциям.

Показатели электрических нагрузок по данному объекту модернизации приведены ниже в таблице 1.4.6-2.

Таблица 1.4.6.-2. Показатели электрических нагрузок

№№ п/п	№ Распределительного щита	№ Потребителя	№ Фидера	Мощность, кВт	Наименование потребителей
1	2	3	4	5	6
1	A1-920-ES-032	A1-920-EH-018	A2F.B/2	54,0	Распред. щит системы электрообогрева
2	A1-920-EL-551	A1-920-EL-551-2GN-01	2GN	0,9	Прожекторы нормального освещения
3		A1-920-EL-551-2R-01	2R	0,56	Прожекторы нормального освещения
4	A1-900-EL-051	A1-900-EL-051-2R-01	2R	0,56	Прожекторы аварийного освещения
5		A1-900-EL-051-12R-01	12R	0,04	Прожекторы аварийного (эвакуационного) освещения

Все проектируемое электрооборудование имеет исполнение, соответствующее климатическим условиям его размещения и классификации зон по пожаро- и взрывоопасности, в которых они размещаются. Границы и класс опасных зон показаны графической части проекта.

1.4.6.4. PCN 20108/ Экспортный газопровод сырого газа 1BCMA. Строительство нового трубопровода сырого газа

Все решения по данному объекту должны быть выполнены на основе ранее разработанного и утвержденного проекта «Строительство нового трубопровода сырого газа» компании CBS TOO «Caspian Business Support» г. Атырау, контракт NCOC N.V./ UI169479 от 10 октября 2018г.

1.4.6.5. eМос 26111 и eМос 25338. Установка 334. Комовая сера. Механизированная экскаваторная разработка серных блоков.

В рамках текущей модификации выполняются следующие электротехнические мероприятия:

- в связи с включением в схему процесса дробления новых (механических) пылеподавляющих установок в рамках данного проекта предусмотрено описание решений по электрическому обогреву участков водопровода;
- выполняется электроснабжение, новых санитарных модулей (аварийный душ и туалет);
- для повышения уровней освещенности зон производства работ, с участием тяжелой техники, проектом предусмотрено устройство дополнительных систем рабочего и аварийного освещения;
- для выполнения требований для безопасного производства работ, в районе погрузочных рампы предусматривается установка новых молниеприемников;
- все дополнительное оборудование подключается к существующим и исправно функционирующим системам заземления и молниезащиты.

В данном объеме работ (модификации) предусматривается разработка ранее сформированных серных блоков, для этого согласно принятым решениям утвержденной ранее Технологической карте выполняется дробление серных блоков с последующей их отгрузкой для дальнейшей вывозки на погрузочные терминалы Компании.

1.4.6.5.1. Система Электрического обогрева

Для предотвращения образования серной пыли при дроблении серных блоков, проектом предусмотрена установка системы пылеподавления (детальные чертежи см. раздел ВК). В качестве источника-подавителя планируется использовать воду. Транспортировку воды планируется выполнить по новым водопроводам от существующих источников водоснабжения завода, часть трубопроводов, преимущественно надземной прокладки необходимо защитить от замерзания в зимний период. Для этого планируется выполнить систему электрического обогрева данных водопроводов с использованием саморегулирующихся греющих кабелей, с подключением от существующей трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ OS/PS/07, распред. щит A1-920-ES-080

1.4.6.5.2. Санитарные модули

Для выполнения требований санитарных и норм промышленной безопасности в рамках данного проекта предусматривается устройство дополнительных санитарных модульных зданий (аварийный душ и кабинка обеспыливания). Модульные здания поставляются на площадку завода в полной заводской готовности, в комплекте с электрооборудованием и системами силовых и осветительных сетей. Здание пригодно к эксплуатации в опасных зонах, детальная информация приведена в графической части раздела ВК.

Планы расположения оборудования, прокладки силовых (питающих) сетей, а также сетей заземления детально показаны в графической части настоящего раздела. Подключение новых модулей планируется выполнить с использованием существующего резерва, от распределительных устройств существующих пунктов обогрева для персонала.

1.4.6.5.3. Устройство дополнительных систем электроосвещения.

Существующие системы освещения серных карт находятся в полностью исправном, рабочем состоянии, но в связи с изменением специфики производства работ, более не соответствуют требованиям нормативной освещенности. Для безопасности производства работ требуется повышение уровней освещенности в местах дробления комовой серы путем добавления дополнительных прожекторных установок и устройство новых систем освещения в местах производства погрузочных работ.

Проектом предусматривается увеличения количества светильников рабочего освещения площадок серных карт, а также устройство новых систем рабочего и аварийного освещения погрузочных площадок.

Все новое оборудование должно быть подключено к распределительным коробкам существующих систем освещения, для этого предусматривается прокладка новых силовых кабельных линий напряжением 0,4кВ.

Вновь проектируемые прожекторы для освещения территории серных карт устанавливаются на мачты освещения высотой 16 и 17м, приборы освещения погрузочных рамп крепятся к металлоконструкциям в удобных для обслуживания местах.

1.4.6.5.4. Заземление и молниезащита

На территории площадки серных карт имеется развитая, исправно функционирующая система заземления и молниезащиты.

Все вновь проектируемое оборудование должно быть подключено к существующему контуру заземления.

Все проектируемое электрооборудование имеет исполнение, соответствующее климатическим условиям его размещения и классификации зон по пожаро- и взрывоопасности, в которых они размещаются.

Вновь сооружаемые погрузочные рампы не входят в зону действия существующей системы молниезащиты, поэтому проектом предусматривается установка дополнительных, отдельно стоящих молниеприемников высотой 20м..

Показатели электрических нагрузок по данному объекту модернизации приведены в таблице 1.4.6.-3

Таблица 1.4.6.-3. Показатели электрических нагрузок по проекту дробления и отгрузки серы. Установка 334

№ п/п	№ Распределительного щита	№ Потребителя	№ Фидера	Мощность, кВт	Наименование потребителей
1	2	3	4	5	6
1	A1-900-EN-082	A1-900-EN-082-Q52A-13	Q52A-13	0,8	Аварийное освещение (Серные карты 1, 2)
		A1-900-EN-082-Q52A-14	Q52A-14 (предполагаемая точка подключения)	0,8	Аварийное освещение (Серные карты 3, 4)
		A1-900-EN-082-Q52A-15	Q52A-15 (предполагаемая точка подключения)	0,8	Аварийное освещение (Серные карты 5, 6)
2	A1-920-EL-081	A1-920-EL-081-36Y/QH38	36Y/QH38	4,0	Нормальное освещение (Серные карты 1, 2)
		A1-920-EL-081-37G/QH39	37G/QH39 (предполагаемая точка подключения)	4,0	Нормальное освещение (Серные карты 3, 4)
		A1-920-EL-081-12R/QH11	12R/QH11 (предполагаемая точка подключения)	4,0	Нормальное освещение (Серные карты 5, 6)
3	A1-930-EL-083	A1-930-EL-083-06R/QF05	06R/QF05	0,28	Первоочередное освещение (Серные карты 1, 2)
		A1-930-EL-083-07Y/QF06	07Y/QF06 (предполагаемая точка подключения)	0,28	Первоочередное освещение (Серные карты 3, 4)

№ п/п	№ Распределительного щита	№ Потребителя	№ Фидера	Мощность, кВт	Наименование потребителей
1	2	3	4	5	6
		A1-930-EL-083-08G/QF07	08G/QF07 (предполагаемая точка подключения)	0,28	Первоочередное освещение (Серные карты 5, 6)
4	M1-334-EN-103B	M1-334-EN-103B/01	01	3,0	Прожекторные мачты (Серная карта 1 – Север)
5	M1-334-EN-101A	M1-334-EN-101A/01	01	3,0	Прожекторные мачты (Серная карта 1 – Середина)
6	M1-334-EN-102A	M1-334-EN-102A/01	01	3,0	Прожекторные мачты (Серная карта 1 – Юг)
7	M1-334-EN-105A	M1-334-EN-105A/01	01	3,0	Прожекторные мачты (Серная карта 2 – Север)
8	M1-334-EN-107A	M1-334-EN-107A/01	01	3,0	Прожекторные мачты (Серная карта 2 – Середина)
9	M1-334-EN-108A	M1-334-EN-108A/01	01	3,0	Прожекторные мачты (Серная карта 2 – Юг)
10	M1-334-EN-301A (предполагаемая точка подключения)	M1-334-EN-301A /01	01	3,0	Прожекторные мачты (Серная карта 3 – Север)
11	M1-334-EN-302A (предполагаемая точка подключения)	M1-334-EN-302A /01	01	3,0	Прожекторные мачты (Серная карта 3 – Середина)
12	M1-334-EN-303A (предполагаемая точка подключения)	M1-334-EN-303A/01	01	3,0	Прожекторные мачты (Серная карта 3 – Юг)
13	M1-334-EN-305A (предполагаемая точка подключения)	M1-334-EN-305A/01	01	3,0	Прожекторные мачты (Серная карта 4 – Север)
14	M1-334-EN-307A (предполагаемая точка подключения)	M1-334-EN-307A/01	01	3,0	Прожекторные мачты (Серная карта 4 – Середина)
15	M1-334-EN-308A (предполагаемая точка подключения)	M1-334-EN-308A/01	01	3,0	Прожекторные мачты (Серная карта 4 – Юг)
16	M1-334-EN-501A (предполагаемая точка подключения)	M1-334-EN-501A /01	01	3,0	Прожекторные мачты (Серная карта 5 – Север)
17	M1-334-EN-502A (предполагаемая точка подключения)	M1-334-EN-502A /01	01	3,0	Прожекторные мачты (Серная карта 5 – Середина)
18	M1-334-EN-503A (предполагаемая точка подключения)	M1-334-EN-503A /01	01	3,0	Прожекторные мачты (Серная карта 5 – Юг)

№ п/п	№ Распределительного щита	№ Потребителя	№ Фидера	Мощность, кВт	Наименование потребителей
1	2	3	4	5	6
19	M1-334-EN-505A (предполагаемая точка подключения)	M1-334-EN-505A /01	01	3,0	Прожекторные мачты (Серная карта 6 – Север)
20	M1-334-EN-507A (предполагаемая точка подключения)	M1-334-EN-507A /01	01	3,0	Прожекторные мачты (Серная карта 6 – Середина)
21	M1-334-EN-508A (предполагаемая точка подключения)	M1-334-EN-508A /01	01	3,0	Прожекторные мачты (Серная карта 6 – Юг)
22	ЩСН бытовки обогрева персонала (предполагаемая точка подключения)	JB	ЩСН (резервный фидер)	4,572	Аварийный душ и ванночка для промывки глаз (распределительная коробка)
23	ЩСН бытовки обогрева персонала (предполагаемая точка подключения)	JB	ЩСН (резервный фидер)	6,0	Кабинка обеспыливания (распределительная коробка)

1.4.6.5.5. Защита от статического электричества

Передвижные транспортные средства, предназначенные для транспортировки горючих и легковоспламеняющихся сред должны иметь защиту от статического электричества и разряжаться путем надежного прикосновения заземленного электрода к корпусу автомашины, при помощи цепочки из неискрящегося металла, имеющей такую длину, чтобы несколько звеньев при транспортировании постоянно находились на земле или на полу.

Присоединение к корпусам автомашин металлических проводников заземляющего устройства должно осуществляться инструментом, исключающим возможность образования искр, к специальным клеммам с обеспечением надежного контакта.

Машины, во время погрузки и разгрузки горючих и легковоспламеняющихся средств, в течение всего времени заполнения и опорожнения должны быть присоединены к заземляющему устройству.

1.4.6.6. PCN 17011. Установка 330. Транш 1, 2. Фильтрация бедного (ненасыщенного) амина. Дополнительные фильтры (Повышение эффективности фильтрации ДЭА.

В рамках модернизации и установки дополнительного технологического оборудования для фильтрации отработанного амина выполняется следующий объем электротехнических работ:

- электроснабжение блока аминовых фильтров полной заводской готовности (БКУ);
- устройство систем электрического обогрева;
- устройство систем заземления.

1.4.6.6.1. Электроснабжение БКУ

В рамках данного раздела предусмотрено электроснабжение блоков аминовых фильтров БКУ (транш-1 и транш-2), БКУ поставляются на площадку строительства в состоянии полной заводской готовности.

Силовое и осветительное электрооборудование блоков разрабатывается Поставщиком в соответствии с требованиями нормативных документов РК.

Согласно исходным требованиям, в составе БКУ должны быть предусмотрены следующие системы и оборудование:

- системы местного освещения;

- электрический распределительный шкаф, предназначенный для питания нагрузок собственных нужд БКУ;
- оборудование защиты и управления системами электрического обогрева;
- система заземления.

Электроснабжение БКУ планируется выполнить от существующих распределительных установок завода на напряжение 0,4кВ с использованием имеющегося резерва.

1.4.6.6.2. Электроосвещение

В рамках данной модификации для проектируемых технологических площадок Блоков аминовых фильтров Транш 1 и 2, согласно нормам РК, а также внутренним нормативам NCOС требуется устройство новых систем рабочего и аварийного освещения.

Для этого проектом предусматривается установка новых дополнительных осветительных устройств, которые входят в комплект поставки БКУ. Так же в комплекте поставки БКУ предусмотрены силовые распределительные коробки, для подвода электропитания освещения проектируемых установок.

Согласно требованиям внутренних нормативов Компании NCOС, освещение проектируемых установок выполняется с использованием светодиодных светильников взрывозащищенного исполнения.

Светильники закрепляются на металлоконструкциях с помощью специальных кронштейнов, на каждой установке. Количество светильников, их расстановка и нормы освещенности определяются и разрабатываются заводом-изготовителем данных БКУ.

Подключение вновь проектируемого оборудования предполагается выполнить от существующих щитов управления наружным освещением, с использованием имеющегося резерва.

1.4.6.6.3. Система Электрического обогрева

В комплекте поставки проектируемых БКУ транш 1 и 2 предусматривается электрообогрев трубопроводов амина, дренажных линий, приборов КИП и запорной арматуры. Управление и контроль должен быть выполнен от ЩСН входящего в комплект БКУ.

Так же система электрообогрева должна быть выполнена для новых участков межплощадочных трубопроводов (от вновь проектируемой БКУ до точек врезок в существующие технологические трубопроводы и аппараты).

Система электрообогрева трубопроводов выполняется на базе саморегулирующихся греющих кабелей обогрева и комплектующих марки «RAYCHEM». Электрообогрев с использованием электрических нагревательных кабелей легко устанавливается и обеспечивает равномерность обогрева трубопроводов, поддерживая положительную температуру.

1.4.6.6.4. Кабельные трассы и сооружения

Для подключения БКУ к питающей сети предусматривается прокладка новых силовых и контрольных кабельных сетей напряжением 0,4 кВ.

Прокладка кабельных сетей предусматривается открытым способом по существующим кабельным конструкциям.

Показатели электрических нагрузок по данному объекту модернизации приведены в таблице 1.4.6.-4.

Таблица 1.4.6.-4. Показатели электрических нагрузок по PCN 17011. Фильтрация бедного (ненасыщенного) амина. Дополнительные фильтры

№ п/п	№ Распределительного щита	№ Потребителя	№ Фидера	Мощность, кВт	Наименование потребителей
1	2	3	4	5	6
1	A1-920-EL-122	LJB (БКУ)	резервный фидер	Ожидаемая нагрузка 1,0	Распределительная коробка. Освещение площадки БКУ фильтров амина. Транш 1

№ п/п	№ Распределительного щита	№ Потребителя	№ Фидера	Мощность, кВт	Наименование потребителей
1	2	3	4	5	6
2	A1-930-ЕН-122	DB	резервный фидер	Ожидаемая нагрузка 10,0,	Щит собственных нужд. Электрообогрев трубопроводов площадки БКУ фильтров амина. Транш 1
3	A1-920-ЕL-222	LJB (БКУ)	резервный фидер	Ожидаемая нагрузка 1,0	Распределительная коробка. Освещение площадки БКУ фильтров амина. Транш 2
4	A1-920-ЕН-222	DB	резервный фидер	Ожидаемая нагрузка 10,0,	Щит собственных нужд. Электрообогрев трубопроводов площадки БКУ фильтров амина. Транш 1

1.4.6.6.5. Заземление и молниезащита

На территории вновь проектируемых площадок блоков аминовых фильтров имеется развитая, исправно функционирующая система заземления. Все вновь проектируемое оборудование должно быть подключено к существующему контуру заземления. Внутренний контур систем заземления должен быть разработан заводом изготовителем, согласно действующим нормам РК.

Все проектируемое электрооборудование имеет исполнение, соответствующее климатическим условиям его размещения и классификации зон по пожаро- и взрывоопасности, в которых они размещаются.

Разработка отдельных решений по устройству молниезащиты не требуется, существующая защита завода исправно функционирует и покрывает зону расположения вновь проектируемых площадок.

1.4.6.7. eMoC 25640. Установка 560. Нейтрализация отработанного каустика (УНОК)

В рамках данной модернизации планируется установка следующего дополнительного технологического оборудования:

- установка нейтрализации отработанного каустика (УНОК);
- блок дозирования реагентов.

Все оборудование поставляется на площадку строительства в полной заводской готовности, в блочно-комплектном исполнении полной заводской готовности, согласно исходным требованиям представленных в графической части раздела ТХ.

По БКУ «Установка нейтрализации отработанного каустика (УНОК)» и БКУ «Блок дозирования реагентов» _в рамках модернизации и установки дополнительного технологического оборудования для нейтрализации отработанного каустика (из системы MEROX) выполняется следующий объем электротехнических работ:

- электропитание БКУ;
- устройство систем электрического обогрева;
- устройство систем заземления.

1.4.6.7.1. Электроснабжение БКУ

В рамках данного раздела предусмотрено электроснабжение блоков УНОК и БДР (транш-1 и транш-2), оборудование БКУ поставляется на площадку строительства в состоянии полной заводской готовности.

Силовое и осветительное электрооборудование блоков разрабатывается Поставщиком в соответствии с требованиями нормативных документов РК.

Согласно исходным требованиям, в составе БКУ должны быть предусмотрены следующие системы и оборудование:

- системы местного освещения и силового оборудования;
- электрический распределительный шкаф, предназначенный для питания нагрузок собственных нужд БКУ;
- оборудование защиты и управления системами электрического обогрева, а также электрическими приводами отсечной и регулирующей арматуры;
- система заземления.

Электроснабжение БКУ планируется выполнить от существующих распределительных установок завода на напряжение 0,4кВ с использованием имеющегося резерва.

1.4.6.7.2. Электроосвещение

В рамках данной модификации для проектируемых технологических площадок Блоков УНОК и БДР Транш 1 и 2, согласно нормам РК, а также внутренним нормативам NCOC требуется устройство новых систем рабочего и аварийного освещения.

Для этого проектом предусматривается установка новых дополнительных осветительных устройств, которые входят в комплект поставки БКУ. Так же в комплекте поставки БКУ предусмотрены силовые распределительные коробки, для подвода электропитания освещения проектируемых установок.

Согласно требованиям внутренних нормативов Компании NCOC, освещение проектируемых установок выполняется с использованием светодиодных светильников взрывозащищенного исполнения.

Светильники закрепляются на металлоконструкциях с помощью специальных кронштейнов, на каждой установке. Количество светильников, их расстановка и нормы освещенности определяются и разрабатываются заводом-изготовителем данных БКУ.

Подключение вновь проектируемого оборудования предполагается выполнить от существующих щитов управления наружным освещением, с использованием имеющегося резерва.

1.4.6.7.3. Система Электрического обогрева

В комплекте поставки проектируемых БКУ транш 1 и 2 предусматривается электрообогрев следующих трубопроводов:

- трубопроводы кислого газа;
- трубопроводы отработанного каустика;
- трубопроводы хим.реагентов;
- дренажные линии;
- приборы КИП, запорная арматура.

Управление и контроль должен быть выполнен от ЩСН входящего в комплект БКУ.

Так же система электрообогрева должна быть выполнена для новых участков межплощадочных трубопроводов (от вновь проектируемой БКУ до точек врезок в существующие технологические трубопроводы и аппараты).

Система электрообогрева трубопроводов выполняется на базе саморегулирующихся греющих кабелей обогрева и комплектующих марки «RAYCHEM». Электрообогрев с использованием электрических нагревательных кабелей легко устанавливается и обеспечивает равномерность обогрева трубопроводов, поддерживая положительную температуру.

1.4.6.7.4. Кабельные трассы и сооружения

Для подключения БКУ к питающей сети предусматривается прокладка новых силовых и контрольных кабельных сетей напряжением 0,4 кВ.

Прокладка кабельных сетей предусматривается открытым способом по новым и существующим кабельным конструкциям.

Показатели электрических нагрузок по данному объекту модернизации приведены в таблице 1.4.6.-5

Таблица 1.4.6.-5. Показатели электрических нагрузок по Установке нейтрализации отработанного каустика (УНОК).

№ п/п	№ Распределительного щита	№ Потребителя	№ Фидера	Мощность, кВт	Наименование потребителей
1	2	3	4	5	6
1	A1-920-ES-014	DB (БКУ)	резервный фидер	Ожидаемая нагрузка 5,0	Щит собственных нужд площадки БКУ БДР
2	A1-920-ES-014	DB (БКУ)	резервный фидер	Ожидаемая нагрузка 7,5	Щит собственных нужд площадки БКУ УНОК
3	A1-920-EL-030	LJB (БКУ)	резервный фидер	Ожидаемая нагрузка 0,4	Распределительная коробка освещения площадки БКУ БДР
4	A1-920-EL-030	LJB (БКУ)	резервный фидер	Ожидаемая нагрузка 0,5	Распределительная коробка освещения площадки БКУ УНОК

1.4.6.7.5. Заземление и молниезащита

На территории вновь проектируемых площадок УНОК и БДР имеется развитая, исправно функционирующая система заземления. Все вновь проектируемое оборудование должно быть подключено к существующему контуру заземления. Внутренний контур систем заземления должен быть разработан заводом изготовителем, согласно действующим нормам РК.

Все проектируемое электрооборудование имеет исполнение, соответствующее климатическим условиям его размещения и классификации зон по пожаро- и взрывоопасности, в которых они размещаются.

Разработка отдельных решений по устройству молниезащиты не требуется, существующая защита завода исправно функционирует и покрывает зону расположения вновь проектируемых площадок.

1.4.6.8. PCN 21025. Установка 230, 332. Внедрение автоматизированных систем мониторинга эмиссий на стационарных установках.

Согласно новому Экологическому кодексу, компания «НКОК Н.В.» обязана оснастить источники выбросов автоматизированными системами мониторинга выбросов (AIMS) для непрерывного мониторинга выбросов и дальнейшей онлайн-передачи данных в государственную базу данных мониторинга.

В рамках данного PCN для факельной системы предусматривается установка нового укрытия для систем автоматизированного мониторинга за состоянием окружающей среды. Укрытие анализатора должно быть поставлено на площадку строительства в полностью готовом заводском исполнении, в комплекте с электрооборудованием и системами силовых и осветительных сетей. Здание пригодно к эксплуатации в опасных зонах, детальная информация по компоновке, приведена в графической части смежных разделов проекта.

Комплекты анализаторов для термоокислителей (транши 1 и 2) идентичны, установленным на факельной системе. В качестве анализаторов должны использоваться газоанализаторы с отбором пробы и системой измерения, основанной на горячих/влажных параметрах.

Анализаторы термоокислителей установлены в существующих атмосферостойких анализаторных укрытиях A1-3321-JA-002 и A1-3322-JA-002, оборудованных системами вентиляции, кондиционирования, отопления и вентиляции, электроснабжения и освещения. Новые аналитические системы устанавливаются и подключаются после демонтажа существующих.

В рамках данной работы выполняются следующие электротехнические мероприятия:

- электрический обогрев новых участков технологических трубопроводов отбора и возврата проб;
- строительство нового участка кабельной эстакады;
- электроснабжение, прокладка новых силовых сетей электропитания укрытия;

- подключение новых сооружений к существующей системе заземления.

1.4.6.8.1. Система Электрического обогрева

В принципиальную схему технологических трубопроводов по части линий отбора и возврата проб факельной системы и термоокислителей внесены изменения и модификации. Данные модификации предусматривают трубную прокладку системы отбора и возврата проб соответственно в ФУ и термоокислители, что в свою очередь вызывает необходимость в дополнительных решениях по системе электрического обогрева с целью предотвращения конденсатообразования в коммуникациях пробоотбора.

В системе обогрева в качестве тепловыделяющих элементов используются саморегулирующиеся кабели обогрева марки «RAYCHEM». Электрообогрев с использованием электрических нагревательных кабелей легко устанавливается и обеспечивает равномерность обогрева трубопроводов, поддерживая положительную температуру.

1.4.6.8.2. Силовые сети и кабельные сооружения

Для электроснабжения вновь проектируемого здания укрытия факельной системы, проектом предусмотрено строительство нового участка (совмещенной с трубопроводной) кабельной эстакады. Кабельные конструкции согласно стандартам NCOS выполняются с применением цинкования.

Прокладку кабельных линий планируется выполнить открытым способом по существующим (с использованием резерва) и частично по новым кабельным эстакадам.

Электроснабжение осуществляется по первой категории надежности от распределительной панели A1-920-ES-242 и панели двойной системы питания ИБП A1-900-EK-018A.

1.4.6.8.3. Система заземления и молниезащиты

На территории площадки установки нового укрытия анализатора имеется развитая, исправно функционирующая система заземления и молниезащиты.

Все вновь проектируемое оборудование должно быть подключено к существующему контуру заземления.

Показатели электрических нагрузок по данному объекту модернизации приведены в таблице 1.4.6-6

Таблица 1.4.6.-6. Показатели электрических нагрузок по автоматизированным системам мониторинга выбросов (AIMS)

№ п/п	№ Распределительного щита	№ Потребителя	№ Фидера	Мощность, кВт	Наименование потребителей
1	2	3	4	5	6
1	A1-920-ES-242	A1-920-ES-242-11F-C	11F-C	Ожидаемая нагрузка 25,0	Укрытие анализатора A1-230-JA-001
2	A1-900-EK-018A (ИБП)	A1-900-EK-018A-0.52A.63	0.52A.63	Ожидаемая нагрузка 4,0	Укрытие анализатора A1-230-JA-001
3	A1-920-EF-094	A1-920-EF-094-02R-03	02R	2,735	Распределительная коробка электрообогрева
4	A1-930-EF-066	A1-930-EF-066-05G-02	05G	2,97	Распределительная коробка электрообогрева
5	*	*	*	25,0	Укрытие анализатора A1-3321-JA-002
6	*	*	*	25,0	Укрытие анализатора A1-3322-JA-002
* - Точки подключения, однолинейные схемы будут определены и разработаны на этапах детального					

№ п/п	№ Распределительного щита	№ Потребителя	№ Фидера	Мощность, кВт	Наименование потребителей
1	2	3	4	5	6
проектирования					

1.4.6.9. PCN23003. Установка 332.Точки Врезки для водопоглощающей колонны, МДЭА, Охладителей экспортной нефти.

Целью данной модификации является изменение технологической схемы на установке 332, в целях поддержания объемов добычи и обеспечения работы, в пределах допустимых для НКОК лимитов выбросов в окружающую среду.

В рамках модернизации выполнены изменения технологической схемы трубной обвязки под организацию врезок патрубков пол будущее подключение блока охлаждения, что, как следствие, внесло изменения существующей системы электрообогрева трубопроводов.

В системе обогрева в качестве тепловыделяющих элементов используются саморегулирующиеся кабели обогрева марки «RAYCHEM». Электрообогрев с использованием электрических нагревательных кабелей легко устанавливается и обеспечивает равномерность обогрева трубопроводов, поддерживая положительную температуру.

Дополнительных изменений в электротехнических подсистемах (электроосвещение, силовое оборудование и т.д) в рамках данной модификации не предусматривается. Все вышеперечисленное оборудование работает в штатном режиме, новые кабели прокладываются по существующим кабельным конструкциям и подключаются к резервным фидерам сущ. электроустановок.

Показатели электрических нагрузок по данному объекту модернизации приведены в Табл.1.4.6.-7.

Таблица 1.4.6.- 7. Показатели электрических нагрузок модификации точек врезки для водопоглощающей колонны

№ п/п	№ Распределительного щита	№ Потребителя	№ Фидера	Мощность, кВт	Наименование потребителей
1	2	3	4	5	6
1	A1-920-ЕН-147	A1-920-ЕН-147-18G/01	18G	1,74	Распределительная коробка электрообогрева
2		A1-920-ЕН-147-18R/01	18R	1,62	Распределительная коробка электрообогрева
3	A1-920-ЕН-243	A1-920-ЕН-243-13R/01	13R	1,72	Распределительная коробка электрообогрева
4		A1-920-ЕН-243-14Y/01	14Y	1,64	Распределительная коробка электрообогрева

1.4.6.10. eMoC 24586 и eMoC 24330. Система охладителей экспортной нефти. Установка 220

Целью данной модификации является улучшение эффекта охлаждения нефти, путем установки запорных клапанов и врезок в существующую трубную обвязку коллектора товарной нефти для последующего размещения охлаждающих сооружений по отдельному проекту.

В рамках модернизации выполнены изменения технологической схемы трубной обвязки и соответствующие изменения существующей системы электрообогрева трубопроводов.

В системе обогрева в качестве тепловыделяющих элементов используются саморегулирующиеся кабели обогрева марки «RAYCHEM». Электрообогрев с использованием электрических нагревательных кабелей легко устанавливается и обеспечивает равномерность обогрева трубопроводов, поддерживая положительную температуру.

Дополнительных изменений в электротехнических подсистемах (электроосвещение, силовое оборудование и т.д) в рамках данной модификации не предусматривается. Новые кабели

прокладываются по существующим кабельным конструкциям и подключаются к резервным фидерам сущ. электроустановок.

Показатели электрических нагрузок по данному объекту модернизации приведены в Табл. 1.4.6-8.

Таблица 1.4.6.- 8. Показатели электрических нагрузок модификации Система охладителей экспортной нефти Установка 220.

№ п/п	№ Распределительного щита	№ Потребителя	№ Фидера	Мощность, кВт	Наименование потребителей
1	2	3	4	5	6
1	A1-920-ЕН-067	A1-920-ЕН-067-34Y	34Y	1,19	Распределительная коробка электрообогрева
2	A1-920-ЕН-067	A1-920-ЕН-067-35G	35G	1.83	Распределительная коробка электрообогрева
3	A1-920-ЕН-067	A1-920-ЕН-067-36R	36R	1.5	Распределительная коробка электрообогрева

1.4.6.11. PR 20109. Установка 321; 332. Проект экспорта СУГ (подключения).

Для реализации дополнительных работ по модернизации технологического оборудования проекта экспорта СУГ, без необходимости остановки завода, на технологических трубопроводах и в электрической подстанции OS-SS-02 (подстанция №6) предусматриваются следующие работы:

- замена автоматических выключателей A2F и B2F в существующем распределительном щите напряжением 690В A1-920-ES-061 для будущего подключения двигателей экспортных насосов для СУГ;
- установка автоматического выключателя в существующий распределительный щит напряжением 400В A1-920-ES-062 в цепи A2F.F для будущего подключения нового распределительного щита напряжением 400/230В, предназначенный для распределения местных нагрузок;
- подключение новых электротехнических системных кроссовых шкафов A1-9800-JE-644 и A1-9800-JJ-605 (ESD и MARSHALLING CABINET) напряжением 230В, установленных в рамках другого контракта подрядчиком (ICSS) КМГА;
- электрообогрев новых участков технологических трубопроводов.

1.4.6.11.1. Система Электрического обогрева

В системе обогрева в качестве тепловыделяющих элементов используются саморегулирующиеся кабели обогрева и комплектующие марки «RAYCHEM». Электрообогрев с использованием электрических нагревательных кабелей легко устанавливается и обеспечивает равномерность обогрева трубопроводов, поддерживая положительную температуру.

Электроснабжение вновь проектируемых систем электрообогрева, проектом предусматривается выполнить от существующих распределительных шкафов управления, с использованием имеющегося резерва.

1.4.6.11.2. Кабельные трассы и сооружения

Для будущего подключения электродвигателей экспортных насосов и подключения нового распределительного шкафа местных нагрузок к питающей сети предусматривается прокладка новых силовых и контрольных кабельных сетей напряжением 0,69 и 0,4кВ.

Прокладка кабельных сетей предусматривается открытым способом с использованием существующих кабельных конструкций.

Показатели электрических нагрузок по данному объекту модернизации приведены в Табл.1.4.6.- 9.

Таблица 1.4.6.- 9. Показатели электрических нагрузок модификации Проект экспорта СУГ (подключения)

№ п/п	№ Распределительного щита	№ Потребителя	№ Фидера	Мощность, кВт	Наименование потребителей
1	2	3	4	5	6
1	A1-900-EK-026A	A1-9800-JE-644	Q52A.38 (TE-05)	1,5	Системный шкаф ESD
2	A1-900-EK-026B		Q52B.36 (TE-07B)		
3	A1-930-EN-061		Q34/12Y (TE-03B)		
4	A1-920-EN-145	Цепь 1453	15Y	3,2	Электрообогрев
5		Цепь 1688-1	20Y	0,8	Электрообогрев
		Цепь 1688-2	20 Y	0,7	Электрообогрев
6	A1-920-EN-242	Цепь 2688-2	20Y	1,1	Электрообогрев
7		Цепь 2688-1	20Y	0,3	Электрообогрев

1.4.6.12. PCN 22014. Установка 321. Замена материала линии отходящего газа системы Мерокс и каплеотбойника блока меркаптана с углеродистой на нержавеющую сталь.

По результатам проверки в мае 2021 года была выявлена высокая скорость коррозии линий отвода отходящих газов Мерокс и высокая общая потеря стенок и сильная точечная коррозия на поверхности корпуса сепаратора для сбора меркаптанов и отходящих газов.

В рамках проекта была выполнена замена материального исполнения трубопроводов A1-3211/2-GA-001-2"-A11-НС – 2 трубы и A1-3211/2-GA- 001-4"-A11-НС (газовый агрегат) - 4 "трубы, а так же сепаратора A1-332-VN-102 меркаптан отходящих газов с углеродистой стали на нержавеющую сталь.

Для этого в электрической части проекта были выполнены следующие работы:

- демонтаж существующих линий электрообогрева меняемых секций трубопроводов;
- монтаж линий электрообогрева новых трубопроводов;
- переустановка существующих светильников.

В системе обогрева в качестве тепловыделяющих элементов используются саморегулирующиеся кабели обогрева марки «RAYCHEM». Электрообогрев с использованием электрических нагревательных кабелей легко устанавливается и обеспечивает равномерность обогрева трубопроводов, поддерживая положительную температуру.

Новые кабели прокладываются по существующим кабельным конструкциям и подключаются к резервным фидерам суц. электроустановок.

Переустановка светильников производится в связи с непроходимостью новых трубопроводов. Монтаж светильников выполняется в правильном положении, обеспечивающем требуемый уровень освещенности и необходимую их устойчивость.

Показатели электрических нагрузок по данному объекту модернизации приведены в Табл.1.4.6.-10.

Таблица 1.4.6.- 10. Показатели электрических нагрузок модификации по замена материала линии отходящего газа системы Мерокс и каплеотбойника блока меркаптана

№ п/п	№ Распределительного щита	№ Потребителя	№ Фидера	Мощность, кВт	Наименование потребителей
1	2	3	4	5	6
1	A1-920-EH-121	A1-920-EH-121-23G/01	23G	4,53	Распределительная коробка электрообогрева
2	A1-920-EH-136	A1-920-EH-121-27R/01	27R	4,52	Распределительная коробка электрообогрева
3	A1-920-EH-129	A1-920-EH-129-10R/01	10R	4.66	Распределительная коробка электрообогрева
4		A1-920-EH-129-23R/01	23R	4.6	Распределительная коробка электрообогрева
5		A1-920-EH-129-24G/01	24G	2.19	Распределительная коробка электрообогрева
6	A1-920-EH-221	A1-920-EH-221-15Y/01	15Y	2.93	Распределительная коробка электрообогрева
7		A1-920-EH-221-18R/01	18R	3.42	Распределительная коробка электрообогрева
8	A1-920-EH-231	A1-920-EH-231-30R/01	30R	2.98	Распределительная коробка электрообогрева
9	A1-920-EH-232	A1-920-EH-232-26G/01	26G	4.21	Распределительная коробка электрообогрева

1.4.6.13. PR15021. Установка 230. Модификации линии амина - каплеотбойные сепараторы в рамках кластера пластовых вод.

По существующей схеме, жидкости, собирающиеся в факельных сепараторах, возвращаются во входные сепараторы нефти 200-VS-101/201/301. При нештатных ситуациях, происходит унос амина в факельный сепаратор, что ведет за собой нарушение технологического процесса на дальнейших этапах переработки. В рамках модернизации линии амина выполнены изменения технологической схемы трубной обвязки и соответствующие изменения существующей системы электрообогрева трубопроводов.

В системе обогрева в качестве тепловыделяющих элементов используются саморегулирующиеся кабели обогрева марки «RAYCHEM». Электрообогрев с использованием электрических нагревательных кабелей легко устанавливается и обеспечивает равномерность обогрева трубопроводов, поддерживая положительную температуру.

Дополнительных изменений в электротехнических подсистемах (электроосвещение, силовое оборудование и т.д.) в рамках данной модификации не предусматривается. Новые кабели прокладываются по существующим кабельным конструкциям и подключаются к резервным фидерам сущ. электроустановок.

Показатели электрических нагрузок по данному объекту модернизации не изменились.

1.4.6.14. PCN 22007. Установка 360. Защита компрессора газа мгновенного испарения от избыточного давления.

Целью данного объема, является модернизация системы защиты от избыточного давления компрессора выпарных газов на установке 360. В рамках данной модификации предусматриваются изменения обвязки технологических трубопроводов сырого газа и соответственно существующей системы

электрообогрева трубопроводов. Также проектом выполняется установка новых и замена существующих механических клапанов и устройств КИП на реконструируемом участке трубопровода.

В рамках данного PCN проекта предусматриваются следующие мероприятия:

- электрический обогрев новых участков технологических трубопроводов;
- установка дополнительных устройств электрического освещения.

1.4.6.14.1. Система Электрического обогрева

В принципиальную схему технологических трубопроводов сырого газа внесены изменения и модификации. Данные модификации предусматривают изменение трубной обвязки технологических узлов и как следствие изменение конфигурации существующей системы электрического обогрева.

Новые участки электрического обогрева выполняются на основе саморегулирующихся кабелей обогрева марки «RAYCHEM». Электрообогрев с использованием электрических нагревательных кабелей легко устанавливается и обеспечивает равномерность обогрева трубопроводов, поддерживая положительную температуру. Подключение новых участков обогрева выполняется от существующих распределительных коробок управления обогревом.

1.4.6.14.2. Устройство дополнительных устройств освещения.

Существующие системы рабочего освещения установки 360 площадки сепараторов находятся в полностью исправном, рабочем состоянии, но в связи с изменением технологической обвязки и добавлением в схему дополнительных приборов КИП, для повышения уровней освещенности проектом предусматривается установка дополнительных светильников. Дополнительные светильники крепятся на существующие металлические конструкции установки и подключаются к существующим распределительным коробкам управления освещением.

Прокладка кабельных линий до вновь проектируемых потребителей выполняется по существующим кабельным конструкциям с использованием доступного резерва.

Все вновь проектируемое оборудование должно быть подключено к существующему контуру заземления.

Показатели электрических нагрузок по данному объекту модернизации приведены в Табл. 1.4.6.-11.

Таблица 1.4.6.- 11. Показатели электрических нагрузок модификации по защите компрессора газа мгновенного испарения от избыточного давления

№ п/п	№ Распределительного щита	№ Потребителя	№ Фидера	Мощность, кВт	Наименование потребителей
1	2	3	4	5	6
1	A1-920-EL-114	A1-920-EL-114-03R	03R	0,785	Прожекторы освещения
2	A1-920-EL-215	A1-920-EL-215-04G	04G	0,893	Прожекторы освещения
3	A1-920-EL-116	A1-920-EL-116-15R/01	15R	3,12	Распределительная коробка электрообогрева
	A1-920-EL-217	A1-920-EL-217-14R/01	14R	2,7	Распределительная коробка электрообогрева

1.4.6.15. PCN 21017. Установка пунктов обогрева. Модульные здания для укрытия операторов (BRM)

Целью данной модификации является установка взрывоустойчивых модулей по всей территории завода в количестве 5 штук для укрытия полевых операторов.

В рамках данной модернизации выполняется следующий объем электротехнических работ:

- электроснабжение взрывоустойчивых модулей полной заводской готовности (БКУ);

- устройство систем заземления.

1.4.6.15.1. Электроснабжение БКУ

В рамках данного раздела предусмотрено электроснабжение модулей для укрытия операторов. БКУ поставляются на площадку строительства в состоянии полной заводской готовности.

Силовое и осветительное электрооборудование блоков разрабатывается Поставщиком в соответствии с требованиями нормативных документов РК.

Согласно исходным требованиям, в составе БКУ должны быть предусмотрены следующие системы и оборудование:

- электрооборудование здания;
- вводно-распределительное устройство;
- система рабочего и аварийного освещения;
- система электропитания потребителей собственных нужд;
- система заземления и молниезащиты.

Электроснабжение БКУ планируется выполнить от существующих распределительных установок завода на напряжение 0,4кВ с использованием имеющегося резерва.

1.4.6.15.2. Кабельные трассы и сооружения

Для подключения БКУ к питающей сети предусматривается прокладка новых силовых и контрольных кабельных сетей напряжением 0,4 кВ.

Прокладка кабельных сетей предусматривается открытым способом по новым и существующим кабельным конструкциям.

Показатели электрических нагрузок по данному объекту модернизации приведены в Табл.1.4.6.-12.

Таблица 1.4.6.- 12. Показатели электрических нагрузок модификации по установкам пунктов обогрева. Модульные здания для укрытия операторов (BRM)

№ п/п	№ Распределительного щита	№ Потребителя	№ Фидера	Мощность, кВт	Наименование потребителей
1	2	3	4	5	6
1	ПС 12. А1-920-ES-122	BRM1	1F-F	9,35	Модульное здание для укрытия операторов 1
2	ПС 14. А1-920-ES-142	BRM2	3F-B	9,35	Модульное здание для укрытия операторов 2
3	ПС 21. А1-920-ES-212	BRM3	2R-D	9,35	Модульное здание для укрытия операторов 3
4	ПС 5. РЩ	BRM4	резервный фидер	9,35	Модульное здание для укрытия операторов 4
5	ПС 3 А1-920-ES-035	BRM5	А1.F/1	9,35	Модульное здание для укрытия операторов 5

1.4.6.15.3. Заземление и молниезащита

На территории вновь проектируемых площадок модульных зданий для укрытия операторов имеется развитая, исправно функционирующая система заземления. Все вновь проектируемое оборудование должно быть подключено к существующему контуру заземления согласно принятым проектным решениям. Внутренний контур систем заземления должен быть разработан заводом изготовителем, согласно действующим нормам РК.

Все проектируемое электрооборудование имеет исполнение, соответствующее климатическим условиям его размещения и классификации зон по пожаро- и взрывоопасности, в которых они размещаются. Границы и класс опасных зон показаны графической части проекта.

Разработка отдельных решений по устройству молниезащиты не требуется, существующая защита завода исправно функционирует и покрывает зону расположения вновь проектируемых площадок модульных зданий.

1.4.7. Водоснабжение и канализация

1.4.7.1. Существующие системы водоснабжения и водоотведения

В период ОНР, на первых этапах освоения м/р Кашаган промышленная площадка УКПНИГ была обеспечена следующими системами водоснабжения и водоотведения:

- Установка 500. Система технического водоснабжения;
- Установка 520. Система производственного водоснабжения;
- Установка 530. Система питьевого водоснабжения;
- Водопроводные сети;
- Установка 540. Система производственно-дождевой канализации;
- Система пластовой воды. Установка 560;
- Установка 570. Система бытовой канализации;
- Установка 590. Система сброса воды;
- Наружные канализационные сети.

Установка 500 включает в себя следующие основные объекты и оборудование:

- A1-500-XX-001 - Установка по обработке технической воды;
- A1-500-TA-001 - Резервуар технической воды;
- A1-500-PA-001A/B – Насосы подачи технической воды в резервуары сырой/пожарной воды;
- A1-500-PA-002A/B - Насосы подачи технической воды на установку подготовки питьевой воды.

Установка 520 включает в себя следующие основные объекты и оборудование:

- A1-520-TA-001/002 – Резервуары сырой / пожарной воды;
- A1-520-PA-001A/B - Насос подачи технической воды;
- A1-530-TA-003 – Резервуар деминерализованной воды
- A1-530-TA-004 - Резервуар деионизированной воды;
- A1-530-PA-003A/B - Насосы подачи деминерализованной воды;
- A1-530-PA-004A/B - Насосы подачи деионизированной воды.

Установка 530 включает в себя следующие основные объекты и оборудование:

- A1-530-XX-001 - Установка подготовки питьевой воды;
- A1-530-TA-001/002 - Резервуары питьевой воды;
- A1-530-PA-001A/B - Насос подачи питьевой воды;
- A1-530-ZL-001A/B - Картрижные фильтры;
- A1-530-XX-003 - Установка подготовки деминерализованной воды;
- A1-530-XX-003 - Установка деионизации.

Установка 540 включает в себя следующие основные объекты и оборудование:

- A1-540-VW-001/012 - Отстойники нефтесодержащих сточных вод;
- A1-540-PA-001 / 012A/B - Погружные насосы перекачки сточных вод.

Установка 560 включает в себя следующие основные объекты и оборудование:

- Фильтры сероводородсодержащей воды А1-560-ZL-001А/В;
- Теплообменники сероводородсодержащая вода / отпарная вода А1-560-НА-001А/В/С/Д;
- Отпарная колонна сероводородсодержащей воды А1-560-VJ-001;
- Насосы подачи отпарной воды А1-560-РА-004/В;
- Сепаратор пластовой воды А1-560-VJ-002;
- Питательный резервуар отпарной колонны сероводородсодержащей воды А1-560-ТА-001;
- Угольный фильтр А1-560-ZN-003А/В;
- Насосы сероводородсодержащей воды А1-560-РА-003А/В;
- Питательный резервуар воды дегидрататора А1-560-ТА-002;
- Насосы питательной воды дегидрататора А1-560-РА-006А/В;
- Комплектная установка подачи ингибитора коррозии и накипи А1-560-XX-002.

Установка 570 включает в себя следующие основные объекты и оборудование:

- Комплектная установка очистки сточных вод А1-570-XX-001;
- Канализационные насосные станции А1-570-TZ-001/002;
- Резервуар-усреднитель для приема стоков производственно-дождевой канализации А1-570-ТР-001;
- Установка утилизации отходов А1-570-XX-002;
- Установка по обработке отработанного каустика А1-570-XX-003.

Установка 590 включает в себя следующие основные объекты:

- Стоки от установок по технологическим напорным линиям различных диаметров 2"-6" (50-150 мм) и напорами до 1,0 МПа поступают в общий коллектор и сбрасываются через Установку УОСВ в ПРЖТО.

Ниже приведены объекты, которые включены в данный проект как ранее выполненные проектные решение по модернизации УКПНиГ согласно проекту «Проект обустройства объектов опытно – промышленной разработки м/р Кашаган. Наземный комплекс. Модернизация УКПНиГ» (Заключение ГЭ № 01-0007-21 от 12.01.2021г. РГП «Госэкспертиза»):

- Водоотделение из установки очистки хвостовых газов;
- Монтаж поточных анализаторов отпарной колонны кислой воды в рамках кластера пластовых вод;
- Модификации системы очистки твердых веществ СПВ в рамках кластера пластовых вод;
- Модификации системы контроля уровня pH в отпарной колонне кислой воды в рамках кластера пластовых вод;
- Перевод воды установки очистки хвостовых газов в техническую воду;
- Установка 560. Система пластовой воды. Установка по очистке вод технологического процесса УКПНиГ. (Новая установка отпарной колонны, А1-560-VJ-003);
- Комплекс по выделению и обезвоживанию нефтешлама;
- Промывочная площадка на УКПНиГ.

Основным внешним источником водоснабжения УКПНиГ является существующий магистральный водовод волжской воды «Казтрансойл» Астрахань-Мангышлак».

С реализацией в рамках выше отмеченного проекта модернизации Установка 560 «Система пластовой воды» с включением в ее состав «Установки по очистке вод технологического процесса УКПНиГ» и второй отпарной колонны ОККВ 2 открылась возможность по организации режима стабильной отпарки кислой воды на существующих мощностях действующей отпарной колонны кислой воды, А1-560-VJ-001, поступающей с установки очистки хвостовых газов (УОХГ), Установки 332, с удалением H_2S и снижением концентрации метанола и доведением качества кислой воды до возможности ее повторного

использования в процессах с последующим сокращением потребления на площадке УКПНИГ волжской воды.

Повторное использование очищенной кислой вода УОХГ обеспечивается за счет ее рециркуляции в систему производственного водоснабжения Установки 520 и использования ее в качестве сырой воды и пожарной воды на УКПНИГ.

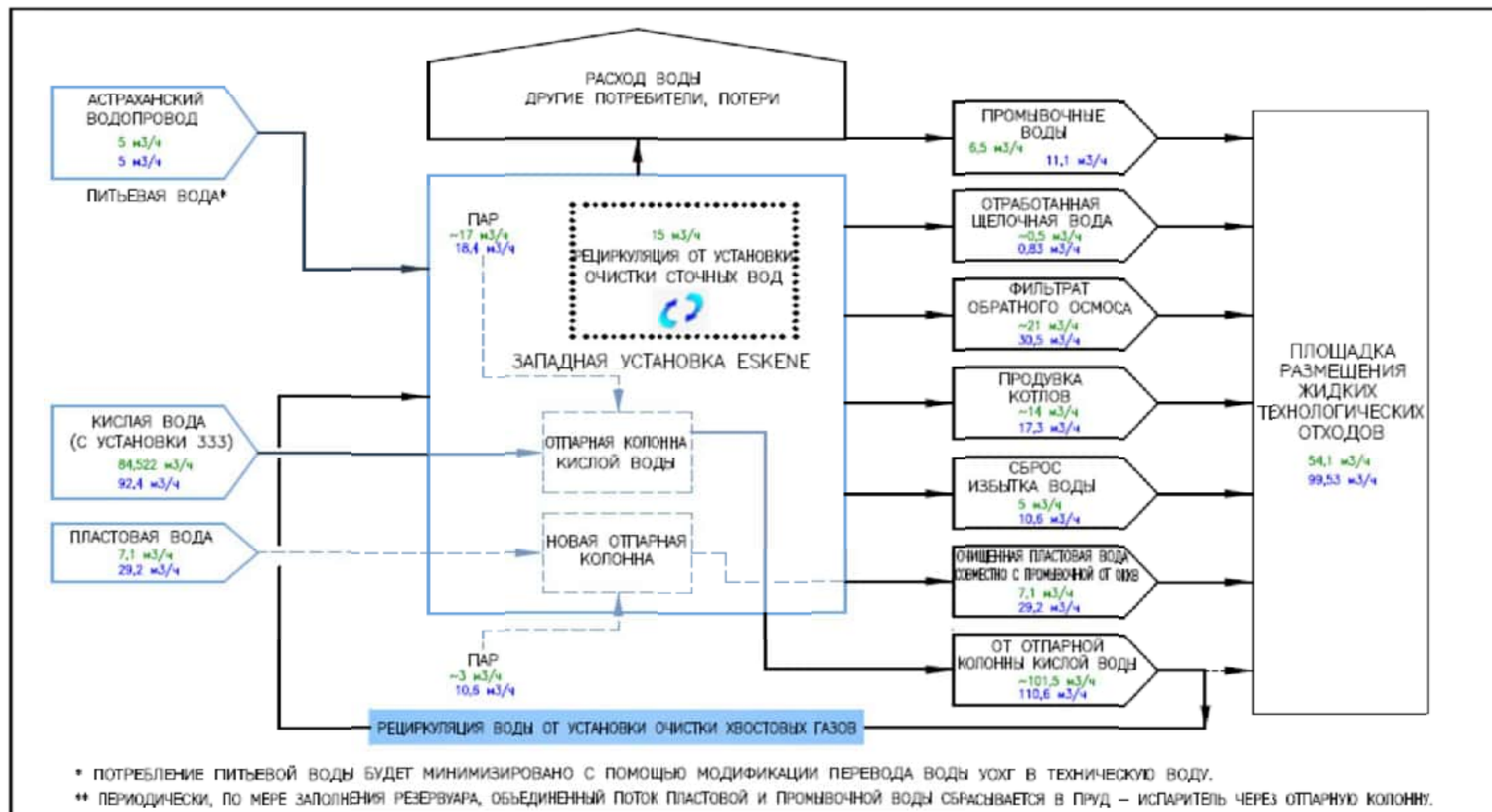


Рисунок 1.4.7 -1. Потребление воды УКПНиГ. Обзор системы рециркуляции воды установки очистки хвостовых газов (180 тыс. бар./сут. при обводненности 0,1% и 370 тыс. бар./сут. при обводненности 0,1%) с учетом ввода второй отпарной колонны ОКВ 2



Рисунок 1.4.7.-2. Принципиальная блок-схема ранее модернизированной ОКВ и внеплощадочной УОСВ в условиях эксплуатации объектов при повышении уровня добычи до 450 тыс. барр. в сутки

Организация внешних потоков водоснабжения и водоотведения УКПНиГ при организации рециркуляции очищенной кислой воды с УОХГ в период ОПР при уровне добычи 370 тыс. бар./сут. представлено выше на Рис. 1.4.7.-1.

Принципиальная блок-схема ранее модернизированной ОККВ и внеплощадочной УОСВ в условиях эксплуатации объектов при повышении уровня добычи до 450 тыс. барр. в сутки показана выше на Рис. 1.4.7.- 2.

На Рис. 1.4.7.-1 ÷ 2 представлены принципиальные варианты перспективных схем внешних потоков водоснабжения и водоотведения УКПНиГ с организацией максимального повторного использования сбросных очищенных стоков (очищенной кислой воды с установки УОХГ и УОСВ). В рамках данного проекта рассмотрен этап с повторным использованием кислой воды УОХГ за счет ее рециркуляции в 100% объеме см. Табл. 1.4.7.-1 «Сводный водный баланс для рециркуляции воды УОХГ».

1.4.7.2. Объекты модификаций и изменений УКПНиГ в условиях наращивания добычи до 450 тыс. барр. нефти в сутки

В данном разделе представлены принятые изменения и модификации существующих систем водоснабжения и водоотведения УКПНиГ, реализация которых способствует в устойчивом режиме эксплуатации инженерных систем достигнуть уровня добычи 450 тыс. барр/сут. и внедрить дополнительные объекты вспомогательно-производственного назначения, обеспечивающих эффективность действующих технологических установок и получить в безопасных условиях дополнительную товарную продукцию на УКПНиГ:

- PCN 18032. Постоянная рециркуляция воды УОХГ (Установка 332);
- PCN 17011. Реконструкция установки фильтров амина. Установка 330;
- eMoC 24624 / eMoC 26027. Дробление серы. Установка 334;
- eMoC 25640. Установка нейтрализации отработанного каустика. Установка 560;
- PCN 21017. Взрывоустойчивые модульные здания для укрытия операторов (BRM).

Подраздел по «Взрывоустойчивым модульным зданиям для укрытия операторов (BRM)» по водоснабжению и водоотведению не описывается в ТПД 450. Не смотря на то, что по нормам РК в модульном здании необходимо предусмотреть размещение санитарного узла, данное решение будет выделено отдельным проектом в Фазе 2, с установкой туалетов контейнерного типа рядом с BRM. Более подробную информацию по модульным зданиям BRM смотреть в разделах марки AC.

1.4.7.2.1. PCN 18032. Установка 332.Постоянная рециркуляция воды Установки очистки хвостовых газов (УОХГ).

Целью данной модификации является повторное использование воды более чем на 70%, чтобы свести к минимуму забор воды из водовода «Астрахань-Мангышлак» и продлить срок службы ПРЖТО, путем сокращения сброса воды. Поэтому в 2017 году, компания NCOC спроектировала и построила временные сооружения, в том числе двухкамерный фильтр и аппараты воздушного охлаждения (АВО). Установки были успешно введены в эксплуатацию в третьем квартале 2017 года. В апреле 2018 года общий объем воды УОХГ возвращаемой в резервуары технической/пожарной воды, составил приблизительно 120 815 м³.

Для перевода эксплуатационного режима эксплуатации системы рециркуляции кислой воды УОХГ и наращивания ее повторного использования в автоматическом режиме при условии дальнейшего повышения добычи на объектах ОПР новые решения будут включать в себя:

- первичные воздухоохладители, спроектированные с учетом соответствующей подготовки к эксплуатации в зимних условиях, А1-520-НС-002А/В/С/Д;
- интеграцию систем автоматики объектов рециркуляции с существующими системами контроля уровня жидкости в резервуарах технической/пожарной воды 520-ТА-001/2. Где теплая очищенная вода УОХГ будет смешиваться с холодной технической водой;
- в составе постоянного сооружения будет установлены дуплексные фильтры, А1-520-ZL-001А/В, с байпасом фильтров с запорными клапанами.

Схема рециркуляции воды УОХГ с утилизацией в техническую воду показана выше на Рис. 1.4.2.-7.

Подробно описание установки рециркуляции кислой воды с УОХГ представлена в разделе 1.4.2.4 технологических решений.

В целом эксплуатационный режим будет непрерывным, однако в периоды высокой температуры окружающего воздуха система Отпарной колонны кислой воды (ОККВ) будет работать с понижающим коэффициентом. Данное значение будет увеличиваться, когда температура окружающего воздуха понизится. В случае превышения предельных показаний температуры после АВО автоматика осуществляет сброс воды в ПРЖТО.

Поток воды УОХГ составляет 110 м³/ч. Такой же объем воды поступает в систему ОККВ для очистки и дегазации. Доля очищенной воды УОХГ, доступной для повторного использования 100%. Минимальный годовой коэффициент рециркуляции воды УОХГ может достигать 75,7% при добыче нефти 450 тыс. барр./сут даже при отсутствии рециркуляции воды УОХГ в летний период, когда дневная температура воздуха превышает 32°C.

При достижении полки добычи 370 тыс. барр./сут. рециркуляционный поток кислой воды УОХГ для повторного использования достигает предельного значения 110 м³/ч и независимо от дальнейшего повышения уровня добычи нефти до 450 тыс. барр./сут. или выше остается с постоянной производительностью, т.к. газовые линии имеют технические ограничения по пропускной способности при достижении уровня добычи 370 тыс. барр./сут.

Общее потребления сырой воды (очищенная кислая вода+ волжская вода) при достижении уровня добычи нефти до 450 тыс. барр./сут на Установке 520 с учетом оборотной воды УОХГ составляет 125 м³/ч, см. Табл. 1.4.7.-1.

В таблице ниже приведен водный баланс рециркуляции воды УОХГ в резервуарах технической/пожарной воды 520-ТА-001/2 на Установке 520.

Таблица 1.4.7.-1. Сводный водный баланс для рециркуляции воды УОХГ

Параметр	Размерность	До ввода в эксплуатацию новой ОККВ 2	После ввода в эксплуатацию новой ОККВ 2	
		-	Без очистки ПВ от высокого содержания метанола	С очисткой ПВ от метанола
		370 тыс. барр./сут	450 тыс. барр./сут	
1	2	3	4	5
Общее потребление сырой воды на Установке 520	м ³ /ч	120	125	125
	м ³ /сут	2,880	3,000	3,000
Вода УОХГ полученная из УИС	м ³ /ч	110	110	110
	м ³ /сут	2,640	2,640	2,640
Вода УОХГ для промывки нефти ⁽¹⁾	м ³ /сут	0	360	360
Подача воды УОХГ на ОККВ	м ³ /сут	2,640	2,280	2,280
	м ³ /ч	110	95	95
Соотношение пара НД и воды УОХГ	кг/м ³ воды	184	184	184
Использование пара НД	м ³ /сут	485,8	419,5	419,5
	м ³ /ч	20,2	17,5	17,5
Всего очищенной воды УОХГ	м ³ /сут	3,126	2,700	2,700
	м ³ /ч	130	112	112

Параметр	Размерность	До ввода в эксплуатацию новой ОККВ 2	После ввода в эксплуатацию новой ОККВ 2	
		-	Без очистки ПВ от высокого содержания метанола	С очисткой ПВ от метанола
		370 тыс. барр./сут	450 тыс. барр./сут	
1	2	3	4	5
Очищенная вода УОХГ для разбавления ПВ, содержащей большое количество метанола ⁽²⁾	м3/сут	0	0	240
	м3/ч	0	0	10
Всего очищенной воды УОХГ, доступной для повторного использования	м3/сут	3,126	2,700	2,460
	м3/ч	130	112	102
Доля очищенной воды УОХГ для повторного использования		92%	100%	100%
Вода УОХГ предполагаемая для повторного использования	м3/сут	2,880	2,700	2,460
	м3/ч	120	112	102
Избыточная очищенная вода УОХГ	м3/сут	246	0	0
	м3/ч	10,2	0	0
Примечания: Расход воды УОХГ на промывку нефти при производительности 450 тыс. барр./сут основан на данных Основ проектирования новой установки ОККВ и УОСВ; Расход воды УОХГ на разбавление некондиционной ПВ при производительности по нефти 450 тыс. барр./сут определяется по данным Основ проектирования новой установки ОККВ и УОСВ.				

Новая линия трубопроводов от существующего теплообменника (560-НА-001А/В/С/Д) до существующих резервуаров технической/пожарной воды (520-ТА-001/2), выполнена из стальных труб диаметром 6" (Ду 150). Установка АВО (520-НС-002А/В/С/Д) размещена на площадке Установки 520 на новой 6" линии. Существующий дуплексный фильтр тонкой очистки (520-ZL-001А/В) располагается рядом с установкой АВО и подключен к новой трубопроводной обвязки теплообменника с воздушным охлаждением.

Линия работает в режиме переключения. Когда существующая ОККВ будет использоваться для обработки пластовой воды, очищенная вода УОХГ также будет подаваться на постоянные сооружения через специальные новые точки врезки.

Схема стационарного оборудования для рециркуляции воды УОХГ представлена выше на Рис. 1.4.2.-7.

Принципиальная блок-схема водопотребления и водоотведения УКПНиГ по состоянию начала Этапа I ПОМ представлена ниже на Рис. 1.4.7.-3

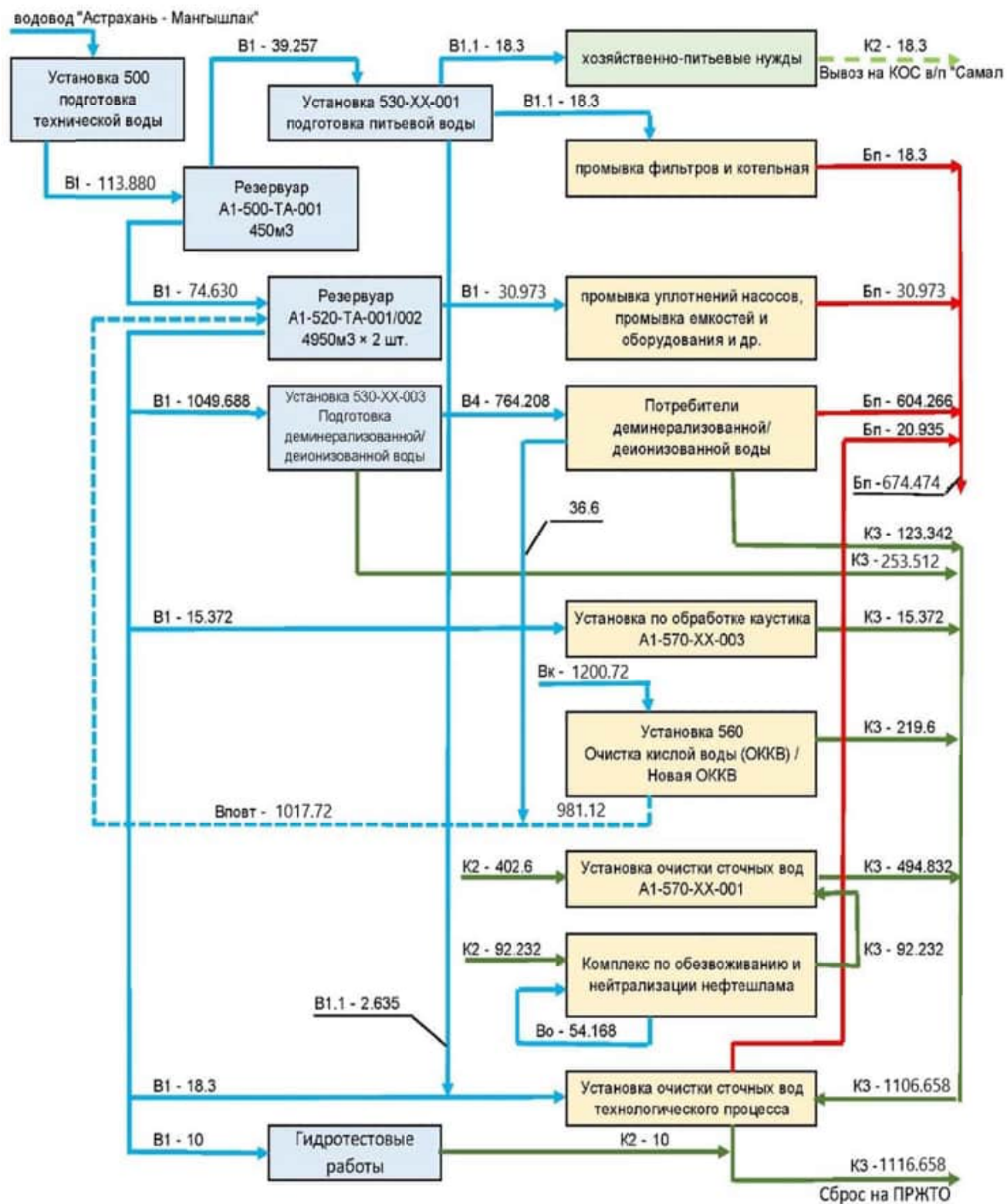


Рисунок 1.4.7.-3. Принципиальная блок-схема водопотребления и водоотведения УКПНИГ по состоянию начала Этапа I ПОМ

1.4.7.2.2. eMoC 25302 / eMoC 25300. Фильтрация бедного (ненасыщенного) амина. Установка 330. Линия 12/

Непрерывная фильтрация амина необходима для удаления загрязняющих веществ, таких как взвешенные твердые частицы и растворенные продукты разложения, которые вызывают проблемы с коррозией и пенообразованием в установке десульфурации газа.

Часть потока амина ($\sim 120 \text{ м}^3/\text{ч}$, 10% от общего потока амина) из емкости хранения амина должна непрерывно циркулировать через систему фильтрации (целлюлозный фильтр) для удаления твердых частиц.

Однако было установлено, что существующая система аминовой фильтрации имеет ряд недостатков, таких как недостаточная фильтрация, унос целлюлозы в емкость хранения амина и низкие скорости очистки угольных фильтров. Все это привело к загрязнению системы аминовой фильтрации значительным количеством взвешенных твердых веществ и выраженной тенденции к пенообразованию, что отрицательно сказывается на процессе сероочистки газа.

Чтобы очистить раствор амина и устранить проблему пенообразования, была испытана временная система фильтрации, включающая мешочные угольные фильтры и фильтры тонкой очистки, которая эксплуатировалась третьей стороной во время вторичного запуска в 2016 году. Этот тип метода фильтрации доказал свою эффективность в условиях улучшения качества амина и был принят для реализации в данном проекте. Описание проектных решений по технологическому процессу установки фильтрации представлено выше в разделе 1.4.2.12 Технологических решений.

Проектными решениями настоящего раздела предусмотрено:

- гидроуборка открытой площадки дополненной установки фильтров и возможность промывки оборудования перед выходом на ППР;
- в рамках организации безопасных условий для обслуживающего персонала предусмотрена установка аварийного душа.

Площадке блока аминовых фильтров во время эксплуатации требуется периодическое обслуживание, гидроуборка и промывка оборудования. Согласно РМ 95.8-220-78 гидроуборка определяется из расчета $1,5 \text{ л/с}$ и времени смыва на 1 м^2 площади в течении 4 секунд, в результате получаем:

- При общей площади площадки блока фильтров амина – 115 м^2 общее время гидроуборки: $115 \text{ м}^2 \times 4 \text{ сек} = 460 \text{ сек}$;
- Обший расход воды на 1 смену: $1,5 \text{ л/с} \times 460 = 690 \text{ л} \approx 700 \text{ л} \approx 0,7 \text{ м}^3$ в сутки в 1 смену. Всего 2 смены;
- $0,7 \times 2 = 1,4 \text{ м}^3$, общий объем воды, на гидроуборку площадки в 2 смены в сутки.

На площадке блока фильтров при эксплуатации применяется раствор диэтаноламина 40% (DEA). Диэтаноламин является опасным химическим веществом, которое классифицируется как вредное для человека, вызывает раздражение кожи и может вызвать серьезное поражение глаз. Выброс диэтаноламина может произойти при срабатывании предохранительных клапанов, при протечках системы, ремонте оборудования и замене фильтров.

Для этой цели возле проектируемой площадки размещен аварийный душ с возможностью работать автономно (герметичный бак емкостью 1500 литров с предварительной изоляцией 50мм). Аварийный душ обеспечивает подачу «умеренно теплой» воды ($18-20^\circ\text{C}$) в течение 15 минут и сертифицирован для работы в диапазоне температур от $+40^\circ\text{C}$ до -40°C .

Аварийный душ подключен к трубопроводу технической воды $\text{Ду}=50\text{мм}$. Отвод воды после смыва химического контакта с рабочим в открытую дренажную систему производственно-дождевой канализации $\text{Ду } 50\text{мм}$. Слив дренажа производится в существующую сеть производственно-дождевой канализации УКПНиГ Установки 540 через дождеприемник.

1.4.7.2.3. еМоС 24624 / еМоС 26027. Установка 334. Открытый склад серы. Комовая сера. Механизированная экскаваторная разработка серных блоков

Механизированная экскаваторная разработка серных блоков открытого склада серы Установки 334 реализуется данным проектом в рамках производственной Программы НКОК Н.В. «Ликвидация серных блоков на м/р Кашаган». Целью Программы «Ликвидация серных блоков на м/р Кашаган» является разработка плана ускоренной ликвидации примерно $\sim 1,2 \text{ млн.т}$ с возможностью увеличения до $\sim 1,8 \text{ млн.т}$ (целевой показатель) серы в блочном хранилище (площадка серных блоков УКПНиГ; северная часть) и понимание рисков и возможностей, которые с этим связаны.

Объем работ программы «Ликвидация серы на м/р Кашаган» будет выполняться по этапам:

1. Временное хранение серы на территории серных блоков УКПНИГ; северная сторона в соответствии с утвержденным проектом, «Проект нормативов размещения серы в открытом виде на серных картах на объектах месторождения Кашаган. Наземный комплекс»;
2. Операции по дроблению серы: демонтаж опалубки и металлических штырей, механическая выемка грунта, транспортировка серы с серных карт на погрузочную площадку, погрузка в железнодорожные вагоны.

Настоящий проект напврлен на решение программы «Ликвидация серы на м/р Кашаган» 2-го этапа в объеме оеализации механизированной эксковаторной разработки серных блоков с получением комовой серы.

Проектные решения по технологии процесса механизированной эксковаторной разработки серных блоков представлены выше в разделе 1.4.2.15 технологических решений.

В рамках данного раздела предусматриваются следующие решения:

- снабжение персонала питьевой водой;
- снабжение технической водой систем палеподавления и для обеспечения санитарных требований.

Питьевая вода для работающих на складе серы привозная, в служебно-бытовое помещение (модульный туалет). Для питья - вода бутилированная. Качество привозной воды соответствует Санитарным правилам утвержденным приказом Министра здравоохранения РК от 20.02. 2020г. № 26.

На площадке дробления и погрузки серы используются две ramпы погрузки, оснащенные форсунками для распыления мелкодисперсной воды с широким углом распыления системы пылеподавления. По данным производителя, при давлении 6,5 бар расход 1-ой форсунки составляет 3,9 л/мин.

$11 \text{ форсунок} \times 3,9 \text{ л/мин} = 2,5 \text{ м}^3/\text{час}$ (для одной ramпы).

Для водоснабжения погрузочных ramп принят трубопровод технической воды из полиэтилена высокой плотности (ПЭВП) диаметром Ду=50мм.

Во время погрузочных работ на площадке дробления серы предусматриваются меры безопасности для здоровья и окружающей среды. Рабочие используют средства индивидуальной защиты (СИЗ): защита кожи, органов дыхания и глаз. В случае возникновения химического ожога тела и/или глаз, на площадках предусмотрены аварийные души и фонтанчики для глаз.

Душ предназначен для промывания водой поражённого участка (в течение минимум 15 минут), в случае попадания опасного вещества. Аварийный душ оснащается устройством для промывания глаз, обогреваемым баком. Бак имеет объем 1500 литров, что обеспечивает смыв химических реагентов после контакта с рабочим в течении 15 мин. Бак заполняется технической привозной водой.

1.4.7.2.4. eMoC 25640. Установка 560. Установка нейтрализации отработанного каустика.

Проектируемая БКУ, установка нейтрализации отработанного каустика (УНОК) предназначена для нейтрализации отработанного каустика (из системы МЕРОКС) посредством закачки серной кислоты для снижения значения pH и подачи азота для усиления продувки газа (H_2S , RSH и т.д.).

Установка рассчитана для обработки $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ отработанного каустика. В основу расчета принят состав исходной сырьевой композиции, см. ниже в Табл 1.4.7- 2. Блок рассчитан выдерживать агрессивный диапазон pH 2-14. Система подачи кислоты рассчитана на 37% H_2SO_4 .

Установка рассчитана на периодический (прерывистый) процесс (непрерывный процесс по усмотрению), с двумя независимыми системами рециркуляции каустика. Блок подачи кислоты будет общим для обеих систем и будет способен подавать кислоту со скоростью $5,5 \text{ м}^3/\text{час}$. Рециркуляционные насосы рассчитаны таким образом, чтобы обеспечить рециркуляцию полного объема сосуда за 1 час. Хвостовые (сухие) газы с верхних частей сосудов нейтрализации будут выдуваться на факельную линию.

Производительность мобильной установки обработки отработанного каустика будет составлять не менее $15 \text{ м}^3/\text{ч}.$

Новый комплекс разработан в соответствии с приведенными ниже параметрами:

Таблица 1.4.7.-2. Входной состав и расход

Состав ¹	Ед.изм.	Расчетная мощность новой очистительной установки
---------------------	---------	--

1	2	3
Расход (макс.)	м3/сут.	50
NaOH	вес. %	27.5
SO ₄ ⁼	вес. %	0
S ₂ O ₃ ⁼	вес. %	3.9 (Прим. 4)
Na ₂ CO ₃	вес. %	0.07
RS ⁻	вес. % как S	<0.06
Органические дисульфиды	вес % как S	<0.02
Кислая нефть	объем. %	0.9
NaHS (Прим. 2)	вес. %	0
Na ₂ S (Прим. 2)	вес %	0.06
Катализатор (прим. 7)	число весовых частиц на млн.	<250
Метанол	мг/л	1000 - 2000
Общее содержание органического углерода (Прим. 3)	вес. %	1.6 - 2.1
CO ₂	вес. %	0
Химическое потребление кислорода (Прим. 5)	мг/л	48,000
Вода	вес. %	баланс

Примечания:

Температура смешанного отработанного каустика +5 – 40°C.

NaHS находятся в равновесии с Na₂S. Суммарные сульфиды указаны как Na₂S.

Свободная нефть должна быть удалена перед подачей отработанного каустика в установки очистки. Конструкция резервуара – третья сторона.

Сумма (SO₄⁼ + S₂O₃⁼).

Для справки.

На основании предположения, что молекулярная масса, используемая для расчета нового отработанного каустика из установки МЕРОКС СУГ, такая же, как и в конструкции UOP установки МЕРОКС СУГ.

Состав катализатора будет содержать до 250 весовых частиц на млн. по массе солей кобальта и 1000 весовых частиц на млн. по массе этиленгликоля (подлежит подтверждению).

Площадке мобильной установки обработки отработанного каустика во время эксплуатации требуется периодическое обслуживание, гидроуборка и очистка/промывка оборудования или в случае необходимости разбавления выходного потока. Согласно РМ 95.8-220-78 из расчета 1,5 л/с и времени смыва на 1 м² площади в течении 4 секунд получаем:

- При общей площади площадки установки – 175,5 м². общее время гидроуборки составит: 175,5 м² x 4сек = 702 сек ;
- Объем технической воды на гидроуборку для одной смены: 1,5 л/с x 702 = 690 л ≈ 1053 л ≈ 1,05 м³ в сутки в 1 смену. Всего 2 смены;
- Общий объем воды на гидроуборку площадки в 2 смены в сутки: 1,05 x 2 = 2,1 м³.

Для этой цели будет использоваться техническая вода. Проектируемый трубопровод принят стальной, Ду=50мм.

На площадке хранения серной кислоты А1-560-ТА-006 предусмотрен проектируемый аварийный душ. Блок дозирования А1-560-ХХ-007 обеспечивается существующим аварийным душем, расположенный в непосредственной близости от проектируемой площадки. Аварийный душ имеет возможность работать автономно (герметичный бак емкостью 1500 литров с предварительной изоляцией 50мм). Аварийный

душ обеспечивает подачу «умеренно теплой» воды (18-20 °С) в течение 15 минут и сертифицирован для работы в диапазоне температур от + 40 °С до - 40 °С..

Заполнение душа периодическое, с помощью спецавтотранспорта. Отвод воды после смыва химического контакта с рабочим в открытую дренажную систему производственно-дождевой канализации Ду=50мм. Слив дренажа производится в существующую сеть производственно-дождевой канализации УКПНиГ Установки 540 через дождеприемник.

1.4.8. Противопожарные мероприятия

1.4.8.1. Существующие системы обеспечения пожарной безопасности на УКПНиГ

Пожарная безопасность зданий и сооружений на действующей производственной площадке УКПНиГ, достигнутая за период ОНР, обеспечивается системами предотвращения пожара и системами пожаротушения, объединенными в единую систему обеспечения пожарной безопасности.

Системы пожарной безопасности характеризуются уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и оборудования, а также уровнем вероятности воздействия опасных факторов пожара на людей, определяемым согласно нормативным требованиям ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования» и выполняют одну из следующих задач:

- Предотвращение возникновения пожара и возникновения его источников (предотвращение образования горючей среды и (или) предотвращение образования в горючей среде (или внесения в нее) источников зажигания);
- Предотвращение распространения пожара и смягчения его воздействия;
- Обеспечение пожарной безопасности персонала;
- Обеспечение пожарной безопасности оборудования.

На действующем производстве УКПНиГ противопожарная защита достигается применением комплексной единой противопожарной системой, где в зависимости от взрывопожарной специфики объекта применяются комбинации технических и организационно технических способов пассивной или активной пожарной защиты.

Объектами, подлежащими защите от пожара, являются все здания и сооружения Предзаводской зоны, Зоны инженерного обеспечения, Технологической зоны, Складской зоны и отдельные сооружения УКПНиГ, в том числе новые объекты модификаций и изменений.

Система активной противопожарной защиты УКПНиГ включает в себя следующие элементы:

- Пожарные резервуары;
- Насосная станция пожаротушения;
- Наружный противопожарный водопровод;
- Автоматические/стационарные установки пожаротушения:
 - Установку 730. Система водяного пожаротушения;
 - Установку 730. Система пенного пожаротушения;
 - Установку 740. Система газового пожаротушения;
- Различные системы локального применения:
 - Стационарные лафетные стволы;
 - Пожарные краны и гидранты;
 - Первичные средства пожаротушения;
- Передвижную пожарную технику негосударственной противопожарной службы.

Активными средствами противопожарной защиты можно также считать действующими на территории УКПНиГ:

- Пожарную сигнализацию;
- Систему обнаружения пожара и газа, ПиГ;

- Систему оповещения о пожаре и управления эвакуацией людей;
- Систему аварийного останова и ПАЗ;
- Система аварийного сброса давления;
- Систему аварийного опорожнения оборудования с пожаро-взрывоопасными средами

Главная функция активных средств противопожарной защиты: выявить и потушить пожар. То есть в действие вступает сигнализация — обнаруживает источник, где вспыхнул пожар и сообщает персоналу о его возникновении, призывая начать эвакуацию. Далее процесс продолжается системами пожаротушения, которые начинают распылять вещество — воду, пену, газ, порошок и т.д.

Такие средства не могут полностью заменить пожарных. Они могут обнаружить и потушить пожар на начальном этапе, помочь оповещению людей и их эвакуации. Но пожарные группы все еще являются основой в борьбе с пламенем и могут сделать то, на что системы пока не способны. В связи с этим на промышленной площадке размещен комплекс Пожарного депо на четыре пожарные машины.

Активная противопожарная защита не работает самостоятельно, а только в комплексе с пассивной.

Пассивная противопожарная защита – это совокупность конструктивных средств для предотвращения воздействия на людей ОФП и ограничения материальных потерь от пожаров, выполняющих свои функции без каких-либо действий человека и без командного импульса автоматических установок системы обнаружения пожара <https://xn--b1ae4ad.xn--p1ai/enc/passivnaya-protivopozharnaya-zashchita>.

В состав мероприятий пассивной противопожарной защиты зданий входят объемно-планировочные и конструктивные решения:

- разделение зданий на пожарные отсеки противопожарными стенами и противопожарными перекрытиями;
- разделение пожарных отсеков на секции (как правило, относящихся к различным классам по функциональной пожарной опасности) ограждающими конструкциями с нормируемыми пределами огнестойкости;
- соблюдение нормативных противопожарных расстояний между зданиями и сооружениями в зависимости от степени огнестойкости и категории зданий и сооружений по взрывопожарной и пожарной опасности и определение проездов для передвижной пожарной техники и др.

В состав мероприятий пассивной противопожарной защиты наружных технологических установок входят:

- мероприятия по ограничению растекания горючих продуктов (производство обвалований, приямков, а также необходимых уклонов и покрытий площадок для обеспечения стока горючих продуктов в промканализацию);
- обеспечение необходимых расстояний (противопожарных разрывов) между отдельными блоками и др.;
- объект должен иметь такое объемно-планировочное и техническое исполнение, чтобы эвакуация людей из него была завершена до наступления предельно допустимых значений опасных факторов пожара, а при нецелесообразности эвакуации была обеспечена защита людей в объекте (количество, размеры и соответствующее конструктивное исполнение эвакуационных путей и выходов и пр.);
- средства коллективной и индивидуальной защиты должны обеспечивать безопасность людей в течение всего времени действия опасных факторов пожара.

В рамках ранее утвержденных проектах периода освоения м/р Кашаган на фазе ОНР на основе нормативной мировой практики была произведена оценка величины пожарного риска для УКПНИГ и дана оценка последствий опасных факторов пожара на людей для различных сценариев его развития, что также было учтено в объемно планировочных и других проектных решениях. При определении значения индивидуального риска для отдельного работника из числа персонала зависело от особенностей его деятельности и доли времени, которое работнику предстояло проводить на различных участках объекта, характеризующихся различными значениями потенциального риска.

Существующие объекты УКПНИГ обладают системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара на требуемом уровне. Согласно ГОСТ 12.1.004-91 требуемый уровень обеспечения пожарной безопасности людей с помощью выше указанных систем должен быть не менее 0,999999 предотвращения воздействия опасных факторов в год в расчете на каждого человека, а допустимый уровень пожарной опасности для людей должен быть не

более 10(-6) воздействия опасных факторов пожара, превышающих предельно допустимые значения, в год в расчете на каждого человека.

На территории УКПНИГ действует ряд организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности, к которому относятся:

- паспортизация веществ, материалов, изделий, технологических процессов, зданий и сооружений объектов в части обеспечения пожарной безопасности;
- категорирование зданий, сооружений, помещений, оборудования и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;
- пожарно-техническая классификация зданий, размещенных на территории УКПНИГ по классам функциональной пожарной опасности, конструктивной пожарной опасности;
- организация обучения работающих правилам пожарной безопасности на производстве;
- разработка и реализация норм и правил пожарной безопасности, инструкций о порядке обращения с пожароопасными веществами и материалами, о соблюдении противопожарного режима и действиях людей при возникновении пожара;
- разработка мероприятий по действиям администрации, рабочих, служащих и населения на случай возникновения пожара и организацию эвакуации людей и пр;
- применение знаков безопасности, опознавательных и предупреждающих знаков;
- комплекс мер по противопожарному содержанию территории, зданий, помещений и сооружений УКПНИГ

Предусмотренный в рамках данного проекта основной состав изменений и модификаций (PCN's и eMOC's) по устранению узких мест (УУМ) на Наземном комплексе (см. выше Табл. 1.1.5-3. Состав объектов изменений и модификаций), по которым принят ряд технических решений и дополнений направленных в первую очередь на устранение узких мест по гидравлическим ограничениям в трубопроводных коммуникациях и выявленных в существующем оборудовании, а также направленным на совершенствование и модернизацию отдельных технологических процессов, оборудования и систем вспомогательно-производственного и инженерного обеспечения, непосредственно осуществляются по существующим объектам и оборудованию, в результате чего являются неотъемлемыми их конструктивными элементами. В связи с этим существующая и действующая система обеспечения пожарной безопасности автоматически покрывает основную часть вновь проектируемых объектов изменений и модификаций. В итоге чего, разработка решений по оснащению модифицированного оборудования дополнительными стационарными средствами сигнализации и пожаротушения в соответствии с действующими требованиями НТД РК в области пожарной безопасности не требуется.

Ниже в разделе приведены проектные решения по противопожарным мероприятиям касательно тех объектов изменений и модификаций, которые являются дополнительными на промышленной площадке УКПНИГ и которые направлены на дополнительные оптимизации и модернизации производственного комплекса по внедрению лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности, обеспечивающих в условия наращивания мощности существующего объекта повышение уровня безопасных условий его эксплуатации и функционирования.

1.4.8.2. Проектные решения по противопожарным мероприятиям на объектах изменений и модификаций

1.4.8.2.1. Открытый склад серы. Комовая сера. Механизированная экскаваторная разработка серных блоков

Открытый склад серы предназначен для временного хранения серы, получающейся в результате очистки нефти и газа от сероводорода по методу Клауса. Склад состоит из 6-ти блоков А1-334-TZ-001÷006 размером 300х100х11,5 м емкостью 676 000 тонн каждый. Общая емкость склада составляет 4,0 млн тонн.

Суточная производительность склада – 3800 тонн серы в сутки.

Для разлива жидкой серы используются разливочные устройства фирмы DEVCO, USA производительностью 3000 т/сутки или 70 м³/час. Всего для производительности склада 3800 т/сутки используется 5 разливочных устройств (4 рабочих, 1 – резервное).

Заливка жидкой серы для образования блока осуществляется в несъемную деревянную опалубку.

По завершении формирования блока верхнюю его плоскость покрывают полимерной пленкой с напуском на вертикальные стенки с фиксированием ее специальным карнизом и погрузкой мешками с местным грунтом.

Проектные решения, принятые для реализации дополнительного метода разработки серных блоков, были основаны на утвержденной компанией NCOC соответствующей Технологической карте «Разработка серных блоков месторождения Кашаган механизированным экскаваторным способом с получением и отгрузкой комовой серы».

Карта производства работ содержит организационно-технологические и технические решения по разработке серных блоков на серных картах склада серы УКПНиГ механизированным способом с помощью экскаваторов, последующей погрузкой в самосвалы ковшовыми фронтальными погрузчиками.

Технология разработки серных блоков в серных картах механизированным способом была уже апробирована на практике на других месторождениях, в данном случае на месторождении «Тенгиз». Технология предусматривает использование для этой цели гидравлических экскаваторов, оборудованных рыхлителем, с последующими дроблением до требуемой нормативной крупности комков и погрузкой в автосамосвалы ковшовыми фронтальными погрузчиками для отгрузки в ж/д вагоны.

Противопожарная защита осуществляется от заводского кольцевого магистрального водопровода пожарной воды диаметром 12". Противопожарный водопровод расположен по периметру серных карт, в свою очередь на трубопроводе установлено 28 пожарных гидранта (см. чертеж №КЕ01-А1-675-MS-C-DL-6730-005_P04).

1.4.8.2.2. PCN 21017 – Модульные здания для укрытия операторов (BRM)

На площадке УКПНиГ предлагается установить пять (5) передвижных взрывостойких модулей (ВСМ) (т.е. взрывостойких зданий), чтобы предоставить операторам защищенное место для коротких перерывов на отдых, проведения сменных совещаний и повседневной деятельности (ведение журналов и протоколов). Взрывостойкие модули будут установлены на каждой из следующих площадок УКПНиГ:

- Зона инженерного обеспечения;
- Установка подготовки нефти;
- Установка подготовки газа;
- Установка серы;
- Северные внезаводские сооружения.

Взрывостойкие модули представляют собой здание с габаритными размерами в плане 8250х3700х3500 мм, состоящее из двух помещений:

- Вестибюль;
- Офисное помещение.

Каждое здание оборудовано системами автоматической пожарной сигнализации, ОВКВ, системой ГС/ОО. Наружные стены ВСМ имеют степень огнестойкости 120 минут, а внутренние перегородки 60 минут.

Исходя из принятых объемно-планировочных и конструктивных решений, а также функционального назначения ВСМ в соответствии с требованиями НТД РК рассматриваемые ВСМ не подлежат оснащению стационарными средствами пожаротушения (внутренний противопожарный водопровод, автоматические установки пожаротушения).

Каждое ВСМ оснащается первичными средствами пожаротушения (переносные порошковые огнетушители ОП-5 в количестве 4 шт.).

1.4.8.2.3. eMoC 23247 , Установка 221. Система ПиГ. 5 новых дополнительных детекторов ПиГ. Северная внеплощадочная зона.

Ранее в проекты были внесены изменения в трубопроводы обвязки насосов откачки СУГ (А1-221-РА-001А/В) на Установке 221 СУГ с применением фланцевых соединений для установки системы автоматического сброса давления в насосах, что привело к появлению дополнительных источников утечки углеводородов на данной площадке.

В результате этих технологических модификаций были изменены степени взрывопожароопасности в пожарной зоне FZ 6320, что вызвало установку дополнительных датчиков системы обнаружения Пиг в этой зоне – 5 шт.

Разработка дополнительных решений по оснащению проектируемого оборудования стационарными средствами пожаротушения в соответствии с действующими требованиями НТД РК в области пожарной безопасности не требуется.

1.4.8.2.4. PCN 21025 – Внедрение AEMS. Установка анализатора на факеле

Согласно новому Экологическому кодексу, NCOC должна оборудовать источники выбросов автоматизированными системами мониторинга выбросов для непрерывного мониторинга выбросов и дальнейшей онлайн-передачи данных в базу данных государственного мониторинга. Для соответствия экологическим нормам автоматическую систему мониторинга на наземном комплексе необходимо установить на постоянных источниках выбросов.

Разработка дополнительных решений по оснащению проектируемого оборудования стационарными средствами пожаротушения в соответствии с действующими требованиями НТД РК в области пожарной безопасности не требуется.

1.4.9. Отопление, вентиляция и кондиционирование. Теплоснабжение

1.4.9.1. Существующие положения на УКПНиГ по системам отопления и вентиляции зданий

1.4.9.1.1. Теплоснабжение систем отопления

Теплоснабжение отопительных систем производственных и вспомогательных зданий технологической зоны и зоны инженерного обеспечения предусматривается от паровой котельной (Установка 620). Теплоносителем служит пар низкого давления с температурой 160 °С и давлением 0.5 МПа.

Паровая котельная высокого давления (Установка 620) размещается в зоне инженерного обеспечения.

Основными потребителями пара высокого давления являются технологические установки, располагаемые в технологической зоне, а также паровые турбины электростанции (Установка 470/480).

Теплоснабжение систем отопления зданий предзаводской зоны осуществляется от автономных водогрейных котлов, работающих на газовом топливе и располагаемых в помещениях котельных каждого здания.

Вода, используемая для подогрева в котлах, подается от внутренней системы питьевого водопровода. Параметры теплоносителя для систем внутреннего теплоснабжения зданий: 80-60 °С.

Все автономные котельные установки состоят из двух котлов, каждый из которых обеспечивает не менее 60% расчетной нагрузки. В качестве топлива для автономных котлов используется паровая фаза СУГ.

Дымовые газы от котлов удаляются с помощью дымовых труб, устанавливаемых снаружи здания и выведенных выше кровли для создания тяги и рассеивания выбросов в атмосфере.

Все котлы оборудуются приборами теплового контроля для обеспечения правильного процесса горения, а также устройствами, автоматически прекращающими подачу топлива к горелкам при повышении или понижении давления топливного газа и при повышении температуры и давления на выходе из котла.

1.4.9.1.2. Организация вентиляции в зданиях и помещениях

Для обеспечения нормируемых метеорологических условий и чистоты воздуха в обслуживаемой зоне помещений производственных, административно-бытовых и вспомогательных зданий УКПНиГ предусматривается вентиляция и кондиционирование воздуха. Воздухообмен осуществляется для удовлетворения следующих требований:

- поддержание на рабочих местах в летний период температуры, равной максимально возможной или ниже;
- обеспечение забора приточного воздуха системами приточной вентиляции зданий с учетом нормируемого удаления воздухозаборных шахт от устройств выброса воздуха;
- обеспечение равномерного распределения приточного воздуха по всему объему помещений с целью исключения застойных зон;
- разбавление вредных примесей до предельно допустимых концентраций в воздухе рабочей зоны, согласно ГОСТ 12.1.005-88 (2000 г.);
- подача приточного воздуха и поддержание избыточного давления в помещениях зданий, располагаемых на площадках с минимальным разрывом от взрывоопасных зон;
- обеспечение аварийной вентиляции при внезапном поступлении в воздух рабочей зоны помещений больших количеств взрывоопасных или вредных газов в результате аварийного нарушения нормального протекания технологического процесса;
- обеспечения достаточного резервирования оборудования систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха.

Источниками холодоснабжения систем кондиционирования воздуха являются холодильные установки компрессионного типа с хладагентом HFC–R134a (экологически безопасным по Европейскому стандарту EN 378) с поверхностными воздухоохладителями (испарителями хладагента), установленными в блоках обработки воздуха.

Система холодоснабжения для каждого здания, оборудованного системой кондиционирования воздуха, состоит из двух холодильных установок – одной рабочей и одной резервной с регенерацией хладагента

и водяным охлаждением конденсаторов. Охлажденная вода из холодильных установок с температурой 7 °С поступает через бак-накопитель в воздухоохладители кондиционеров, затем с помощью циркуляционных насосов возвращается в установки с температурой 12 °С.

1.4.9.2. Существующие положения на УКПНиГ по системам теплоснабжения

Теплоснабжение потребителей УКПНиГ осуществляется паром высокого и низкого давления.

Система выработки и распределения пара представляет собой комплекс устройств, оборудования и коммуникаций, осуществляющий централизованное теплоснабжение потребителей на базе комбинированной выработки тепла и электрической энергии. В комплекс включаются система выработки пара, система продувки котлов, система сбора и возврата конденсата.

В качестве источника теплоснабжения сооружений УКПНиГ используются котлы-утилизаторы, располагаемые на установках извлечения серы (Установка 331), и паровые котлы высокого давления (Установка 620).

Котлы-утилизаторы и котельная установка ВД имеют общую систему распределения пара с коллекторами высокого и низкого давления, охватывающую всех потребителей УКПНиГ

1.4.9.2.1. Котлы-утилизаторы

Котлы-утилизаторы (331-HW-101A/B) установки извлечения серы (УИС) вырабатывают пар ВД с использованием тепла уходящих газов установки Клауса. Тепловая мощность одного котла составляет 52,5 МВт.

Тепло конденсации серы УИС используется для выработки пара НД, который накапливается в паровой емкости 1-го конденсатора серы (331-НА-101/201). Тепловая мощность одного котла составляет 18,0 МВт.

Выходящий из реактора гидрогенизации газ установки очистки хвостовых газов (Установка 332) используется для выработки пара НД, который собирается в паровой емкости холодильника реактора (332-НА-101/201). Тепловая мощность одного котла составляет 17,8 МВт.

1.4.9.2.2. Установка 620. Паровая котельная высокого давления

Паровая котельная предназначена для выработки перегретого пара высокого давления (ВД) 4,3 МПа с температурой перегрева 400 °С для паровых турбин электростанции и теплоснабжения потребителей УКПНиГ.

В паровой котельной предусматривается открытая установка трех паровых котлов высокого давления 620-FZ-001A/B/C, каждый из которых обеспечивает не менее 40% расчетной нагрузки.

Тепловая производительность каждого котла – 350 т/час пара.

Часть пара от паровых котлов (620-FZ-001A/B/C), проходя пароперегреватель, с давлением 4,3 МПа и температурой 400 °С поступает в паровые турбины с противодавлением (470-MS-012, 470-MS-022) для выработки электроэнергии за счет сброса давления пара. Из турбины выходит пар низкого давления 0,5 МПа, температура которого понижается в пароохладителях НД до 160 °С.

Часть пара от паровых котлов (620-FZ-001A/B/C), проходя через пароохладитель высокого давления поступает в магистральный паропровод к потребителям пара высокого давления с температурой пара 275 °С и давлением 4,2 МПа.

Кроме того, часть пара от паровых котлов (620-FZ-001A/B/C) поступает в барабаны продувки высокого давления (620-VN-001A/B/C) для редуцирования, откуда с температурой 160 °С и давлением 0,5 МПа подается в коллектор пара низкого давления. Пар низкого давления после паровых турбин направляется также в коллектор пара низкого давления и распределяется потребителям.

Режим работы паровых котлов определяется режимом работы паровых турбин с противодавлением, отпускающих пар низкого давления потребителям технологического комплекса, а также тепловыми нагрузками комплекса в паре высокого давления.

При всех нагрузках котлов, в том числе и максимальной, поддерживаются необходимые параметры перегретого пара.

В соответствии с модификациями данного проекта осуществлен переход питания топливом паровых котлов высокого давления в нормальном эксплуатационном режиме на использование в качестве основного товарного сухого газа, а в качестве резервного топлива остается СУГ в виде паровой фазы.

1.4.9.3. Установки и объекты модификаций, требующие проектные решения по разделу ОВиТС

Нарращивание добычи нефти на Этапе I ПОМ до 450 тысяч баррелей в сутки (57,0 тыс.т. в сутки) будет реализовано только за счет резервных возможностей существующих мощностей объектов обустройства на УКПНИГ, созданных в период ОПР. Соответственно ожидается пропорциональное увеличение расходных показателей энергоресурсов на этих объектах, являющихся потребителями энергоресурсов.

В проект включены вновь проектируемые объекты удаления узких мест (debottlenecking) и модификаций на УКПНИГ Наземного комплекса, по произведённым изменениям (PCN и ЕМоС), обеспечивающие наращивание добычи до 450 тыс. баррелей нефти в сутки. Это наращивание обеспечиваются за счет технологических линий подготовки нефти Установки 210. «Установка подготовки сырой нефти» (УКПН. Технологические линии 1,2,3), модификации по которым представлены в разделе «Технологические решения» (см. выше раздел 1.4.2);

Объекты удаления узких мест (debottlenecking) связаны с проектными решениями по устранению гидравлических ограничений отдельных элементов технологического оборудования и его коммуникаций для наращивания производительности на Установке 210. Однако это наращивание будет связано с увеличением расходных показателей пара ВД и НД без внесения изменений в объекты энергоснабжения за счет имеющихся ранее заложенных резервов, см. ниже раздел 1.4.9.4. (розовая заливка в Табл.1..4.9-1).

В настоящий раздел проекта включены вновь проектируемые объекты и модификаций на УКПНИГ Наземного комплекса объектов изменений и модификаций, которые являются дополненными на промышленной площадке и которые направлены на внедрение лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности, обеспечивающих в условия наращивания мощности на НК повышение уровня безопасных условий его эксплуатации и функционирования:

- ЕМоС 25640. Установка 560. Установка нейтрализации отработанного каустика (УНОК).
- ЕМоС 26038. Установка 320. Устранение последствий гидравлических ударов парового конденсата ребойлеров деэтанизатора и фракционной колонны;
- PCN 18032. Постоянная рециркуляция воды Установки очистки хвостовых газов (УОХГ). Установка 332;
- PCN 21017. Взрывоустойчивые модульные здания (BRM).

1.4.9.3.1. ЕМоС 25640. Установка 560. Установка нейтрализации отработанного каустика (УНОК)

На площадке установки 560 Система пластовой воды предусматривается размещение установки отработанного каустика (УНОК). В состав установки включены две контейнер-цистерны для хранения каустика с подогревателем для защиты от замерзания. В качестве теплоносителя предусматривается пар НД от ближайшего паропровода НД.

Точка подключения к паропроводу НД будет определяться на стадии рабочего проектирования.

1.4.9.3.2. ЕМоС 26038. Установка 320. Устранение последствий гидравлических ударов парового конденсата ребойлеров деэтанизатора и фракционной колонны

Паровой конденсат НД от емкости парового конденсата (320-VN-101/201) ребойлера деэтанизатора (320-НА-102/202) и паровой конденсат ВД от ребойлера фракционной колонны (320-НА-103/203) последовательно проходя через емкость парового конденсата (320-VN-102/202) и испарительную емкость пара НД (320-VN-104/204) поступают в коллектор конденсата НД.

В процессе эксплуатации в коллекторе конденсата НД возникли проблемы гидравлических ударов, вызванные разницей температур между указанными потоками. Гидравлические удары по коллектору конденсата привели к повреждению трубопроводов и арматуры.

Возникновение гидравлического удара обусловлено двумя факторами: наличием двухфазного потока в конденсате НД из ребойлера фракционной колонны (320-НА-103/203) и недогретом конденсате НД из ребойлера деэтанизатора (320-НА-102/202). Эти факторы приводят к внезапной конденсации паровой фазы, сталкивающейся с переохлажденным потоком.

Для решения проблемы на основании обследования и расчетов, проведенных компанией NCOС предлагается установка пластинчатого теплообменника для потоков конденсата от емкостей парового конденсата ребойлера деэтанизатора (320-НА-102/202) и ребойлера фракционной колонны (320-НА-103/203).

Подключение теплообменника для потока конденсата от емкостей парового конденсата ребойлера деэтанизатора может быть выполнено на ходу с использованием байпаса регулирующего клапана LCV-013 во время установки, для обслуживания конденсата пара низкого давления.

Подключение теплообменника для потока конденсата от испарительной емкости конденсата ребойлера фракционной колонны может быть выполнено на ходу с использованием байпаса регулирующего клапана LCV-070 во время установки, для обслуживания конденсата пара низкого давления.

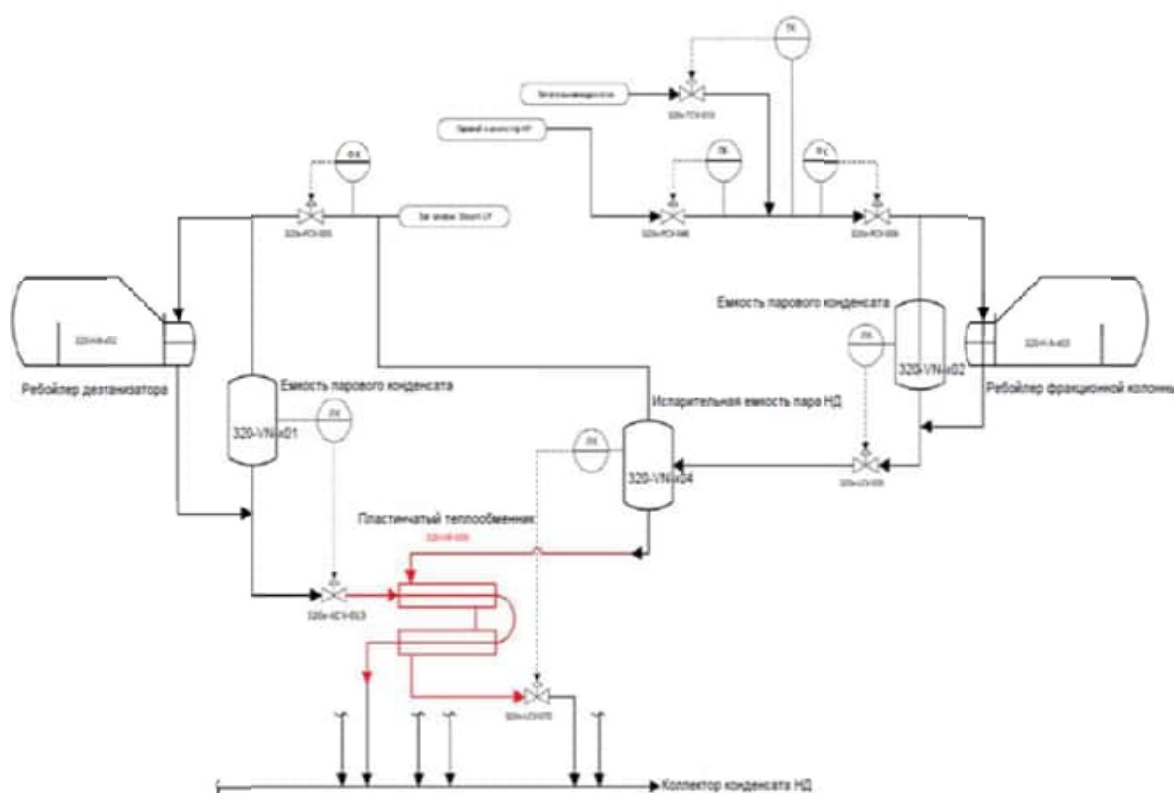


Рисунок 10.4.2-1 Принципиальная схема установки пластинчатого теплообменника для линий парового конденсата НД от ребойлеров деэтанизатора и фракционной колонны

1.4.9.3.3. PCN 18032. Постоянная рециркуляция воды Установки очистки хвостовых газов (УОХГ). Установка 332

Целью данной модификации является повторное использование воды более чем на 70%, чтобы свести к минимуму забор воды из водовода «Астрахань-Мангышлак» и сокращение сброса воды в ПРЖТО.

Новые объекты будут состоять из воздухоохладителей первичного контура, предназначенные, в том числе, для работы в зимний период.

Режим работы будет преимущественно непрерывным, однако в периоды высокой температуры окружающего воздуха отпарная колонна кислой воды (SWS) будет работать в пониженном режиме.

Новые аппараты воздушного охлаждения будут расположены в районе, близком к установке 520.

После фильтрации, вода установки очистки хвостовых газов проходит через аппараты воздушного охлаждения (АВО) воды 520-НС-002А/В/С/Д, которые представляют собой ребристые вентиляторные воздушные охладители. Новая установка АВО рассчитана на прием очищенной воды УОХГ с температурой 95°C. Таким образом, максимальная температура 95°C будет применяться при проектировании нового воздушного охладителя при эксплуатации в летний сезон.

Кислая вода установки очистки хвостовых газов будет подогреваться паром НД.

1.4.9.3.4. PCN 21017. Взрывостойчивые модульные здания (ВСМ)

На площадке УКПНиГ предполагается установить пять передвижных взрывостойких модулей (ВСМ) для отдыха, проведения сменных совещаний и повседневной деятельности персонала. Взрывостойкий модуль будет установлен на каждой из следующих зон:

- Зона инженерного обеспечения;
- Установка подготовки нефти;
- Установка подготовки газа;
- Установка серы;
- Северные внезаводские сооружения.

Отопление взрывоустойчивых зданий осуществляется электрическими нагревательными приборами с терморегуляторами. Нагревательные приборы равномерно распределены вдоль наружных стен.

Система отопления обеспечивает поддержание температуры внутреннего воздуха в отопительный период плюс 20-24° С.

Каждое взрывостойкое здание оборудуется системой приточно-вытяжной вентиляции.

Воздухообмен организован исходя из следующих условий:

- поддержание допустимых метеорологических условий и чистоты воздуха в помещении пребывания персонала;
- подача приточного воздуха и поддержание избыточного давления в тамбур-шлюзе (вестибюль) для предотвращения попадания вредных веществ в «чистое» помещение. Расход воздуха, подаваемого в тамбур-шлюз, принимается из расчета поддержания избыточного давления 20 Па по отношению к давлению в помещении пребывания персонала, но не менее 250 м³/ч.

Снаружи блока размещается блочная установка кондиционирования воздуха, где происходит обработка наружного воздуха и подача воздуха в помещение.

Установка кондиционирования воздуха принята с рециркуляцией.

Блочные установки кондиционирования воздуха формируются из секций, герметично соединенных между собой:

- входная секция;
- смесительная секция (для рециркуляции);
- секция фильтров;
- воздухонагревательная секция;
- воздухоохладительная секция;
- вентиляторная секция.

Входная секция с воздушными клапанами служит для регулирования количества воздуха, поступающего в центральный кондиционер. Прием наружного воздуха осуществляется в местах, где исключено образование взрывоопасных смесей.

В смесительной секции кондиционера происходит смешение наружного и внутреннего воздуха в нужном соотношении. Минимальный расход наружного воздуха на 1 человека в помещении без естественного проветривания составляет 60 м³/ч.

Секция фильтров предназначена для очистки подаваемого в помещение воздуха и защиты внутренних элементов установки от загрязнения.

Секции воздухонагревательная / воздухоохладительная предназначены для нагрева / охлаждения воздуха до заданной температуры.

Вентиляторная секция служит для формирования потоков воздуха с заданным расходом и соответствующим напором.

Для систем вентиляции и кондиционирования предусматривается:

- автоматическое отключение приточно-вытяжной вентиляции (кондиционирования) при срабатывании извещателей пожарной сигнализации;
- наличие огнезадерживающих клапанов на воздуховодах и их автоматическое закрытие в случае пожара.

Системы кондиционирования должны предусматриваться с 100% резервированием.

Воздуховоды систем приточной вентиляции должны выполняться из стали.

Удаление воздуха из помещения для персонала осуществляется системой вытяжной вентиляции с механическим побуждением. При помощи рециркуляционного вентилятора часть воздуха из обслуживаемого помещения поступает в смесительную камеру кондиционера, а часть удаляется наружу.

Для поддержания заданного соотношения объемов наружного и рециркуляционного воздуха устанавливаются регулирующие клапаны.

Объем наружного воздуха составляет $60 \text{ м}^3/\text{ч} \times 5 \text{ человек} = 300 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Объем рециркуляционного воздуха предусматривается с переменным расходом в зависимости от изменения параметров наружного воздуха.

Класс исполнения приточных установок по взрывозащите принимается в соответствии с их размещением в конкретной зоне.

1.4.9.4. *Теплопотребление технологических установок, вспомогательных потребителей и зданий УКПНГ с наращиванием производственных мощностей от 370 до 450 тыс. баррелей/сутки*

С увеличением производственных мощностей технологического и вспомогательного оборудования за счет задействования их резервов, заложенных в период освоения ОПр, увеличивается потребляемое количество пара.

Увеличение расходных показателей теплоносителей в основном коснулось установок по подготовке нефти и инженерных систем, Установки по подготовке и первичной переработке газа были ограничены установленными мощностями периода ОПр.

Расходные показатели пара и других энергоресурсов принимается в соответствии с материально-тепловыми балансами вспомогательных и инженерных систем:

- KG00-00-000-AK-R-HE-000X-000, Баланс инженерных коммуникаций Наземного комплекса;
- KE01-A0-000-AK-R-LS-0001-000, Баланс инженерных коммуникаций Берегового комплекса

Потребность в паре высокого и низкого давления технологических установок, вспомогательных потребителей и зданий с наращиванием производственных мощностей от 370 до 450 тыс. баррелей / сутки приводится в таблице 1.4.9-1.

Таблица 1.4.9-1 Теплopotребление технологических установок, вспомогательных потребителей и зданий УКПНИГ с наращиванием производственных мощностей от 370 до 450 тыс. баррелей/сутки

№ установки	Наименование потребителя пара	Темпе- ратура пара, °С	Давление пара, МПа	Потребляемое количество пара, т/ч				Примечание
				Производственная мощность до 370 тыс. баррелей/сутки		Производственная мощность до 450 тыс. баррелей/сутки		
				Холодный период	Теплый период	Холодный период	Теплый период	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Потребители пара НД Технологическая зона							
Установка 200	Пусковой подогреватель нефти 200-НА-102/202/303	160	0,5	0	0	0	0	В период пуска (в баланс не включается)
Установка 210	Блок демеркаптанзации нефти 210-XX-102/202/302	160	0,5	2,07	1,93	2,532	2,306	-
Установка 221	Испаритель СУГ 221-НА-001	160	0.5	6,299	5,168	6,770	6,460	
Установка 300	Подогреватель кислого газа 300-НА-101/201	160	0.5	4,08	3,34	0,859	2,465	
Установка 310	Подогреватель осушителя 310-НА-101/201	160	0,5	2,904	2,87	2,723	2,813	-
Установка 320	Ребойлер деэтанизатора 320-НА-102/202	160	0.5	13,742	12,127	13,715	12,463	-
Установка 321	Испаритель C ₃ /C ₄ 321-НА-102/202	160	0.5	2,526	2,526	2,526	2,526	
Установка 321	Подогреватель каустика 321-НF-103/203	160	0.5	1,315	1,27	1,304	1,309	
Установка 330	Ребойлер регенератора амина 330-НА-102A/B/C/D	160	0.5	352,383	358,039	345.625	354.838	

№ установки	Наименование потребителя пара	Темпе- ратура пара, °С	Давление пара, МПа	Потребляемое количество пара, т/ч				Примечание
				Производственная мощность до 370 тыс. баррелей/сутки		Производственная мощность до 450 тыс. баррелей/сутки		
				Холодный период	Теплый период	Холодный период	Теплый период	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	330-НА-202А/В/С/Д							
Установка 330	Дренажная емкость амина 330-VA-101/201	160	0.5	0,4	0,4	0,4	0,4	
Установка 330	Отстойник амина 330-VA-102/202	160	0.5	0,06	0,06	0,06	0,06	
Установка 330	Резервуар хранения амина 330-TB-101/201	160	0.5	0,4	0,4	0,4	0,4	
Установка 330	Емкость фильтрационного покрытия 330-TC-102/202	160	0.5	0,02	0,02	0,02	0,02	
Установка 331	Колодец дегазации серы 331-TP-101/201	160	0.5	0,3	0,3	0,3	0,3	
Установка 331	Воздуходувка 331-KB-101А/В/С 331-KB-201А/В/С	160	0.5	1,744	1,744	1,744	1,744	
Установка 331	Блок дозирования катализатора 331-TC-101/201	160	0.5	0,07	0,07	0,07	0,07	
Установка 331	Резервуар ингибитора коррозии 331-TC-121/221	160	0.5	0,16	0,16	0,16	0,16	
Установка 331	Паровая рубашка трубопровода серы	160	0.5	0,7	0,7	0,7	0,7	
Установка 332	Топка генератора восстановительного газа 332-FX-101/201	160	0.5	2,267	2,27	2,267	2,27	
Установка 332	Ребойлер регенератора амина 332-НА-102А/В 332-НА-202А/В	160	0.5	176,432	176,638	176,376	176,592	

Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе

№ установки	Наименование потребителя пара	Темпе- ратура пара, °С	Давление пара, МПа	Потребляемое количество пара, т/ч				Примечание
				Производственная мощность до 370 тыс. баррелей/сутки		Производственная мощность до 450 тыс. баррелей/сутки		
				Холодный период	Теплый период	Холодный период	Теплый период	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Установка 332	Резервуар хранения амина 332-ТВ-101/201	160	0.5	0,22	0,22	0,22	0,22	
Установка 332	Дренажная емкость амина 332-VA-102/202	160	0.5	0,22	0,22	0,22	0,22	
Установка 332	Резервуар для хранения щелочи 332-ТС-103/203	160	0.5	0,07	0,07	0,07	0,07	
Установка 332	Резервуар отработанного каустика 332-ТА-104/204	160	0.5	0,22	0,22	0,22	0,22	
Установка 332	Резервуар ингибитора коррозии 332- ТС-105/205	160	0,5	0,11	0,11	0,11	0,11	
Установка 332	Емкость противопенной присадки 332- ТС-106/206	160	0,5	0,11	0,11	0,11	0,11	
Установка 334	Резервуар для хранения серы 334-ТА-001/002	160	0,5	2,252	2,252	2,252	2,252	Установка 334 в настоящий проект не включается
Установка 334	Устройство налива серы (потери) 334- YZ-001A/B/C/D	160	0,5	0,232	0,232	0,232	0,232	
Установка 334	Емкость конденсата 334-VA-001	160	0,5	0,075	0,075	0,075	0,075	
Установка 334	Паровая рубашка трубопровода серы	160	0,5	1,622	1,622	1,622	1,622	
Установка 334	Паровая рубашка трубопровода серы	160	0,5	0,183	0,183	0,183	0,183	
Установка 550	Дренажная емкость 550-VA-003/004	160	0,5	0,088	0,088	0,088	0,088	
Установка 550	Дренажная емкость 550-VA-005	160	0,5	0,105	0,105	0,105	0,105	
Установка 550	Дренажная емкость 550-VA-153/253/353	160	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	

№ установки	Наименование потребителя пара	Темпе- ратура пара, °С	Давление пара, МПа	Потребляемое количество пара, т/ч				Примечание
				Производственная мощность до 370 тыс. баррелей/сутки		Производственная мощность до 450 тыс. баррелей/сутки		
				Холодный период	Теплый период	Холодный период	Теплый период	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Установка 550	Дренажная емкость 550-VA-150/250	160	0,5	0,11	0,11	0,11	0,11	
Установка 560	Накопительный резервуар V-1402A/B	160	0,5	-	-	0,1	0.1	Проектируемы й ЕМОС 25640
	Подстанции №11, №21, №31 (OT/SS/01&02&03)	160	0,5	1,29	-	1,29	-	
	Подстанции №12, №13, №22, №23 (GT/SS/01&02&03&04)	160	0,5	1,72	-	1,72	-	
	Подстанции №14, №24 (SP/SS/01&02)	160	0,5	0,746	-	0,746	-	
	Сателлитная станция КИП (OT/SI/01&02)	160	0,5	1,054	-	1,054	-	
	Сателлитная станция КИП (GT/SI/01)	160	0,5	0,527	-	0,527	-	
	Сателлитная станция КИП (SP/SI/01)	160	0,5	0,527	-	0,527	-	
	Компрессорная газа (OT/CH/01&02)	160	0,5	7,94	-	7,94	-	
	Компрессорная товарного газа (GT/CH/01&02)	160	0,5	14,62	-	14,62	-	
	Всего (пар НД) Технологическая зона:	160	0,5	629,12	603,5	629,12	603,5	
	Потребители пара НД							

№ установки	Наименование потребителя пара	Темпе-ратура пара, °С	Давление пара, МПа	Потребляемое количество пара, т/ч				Примечание
				Производственная мощность до 370 тыс. баррелей/сутки		Производственная мощность до 450 тыс. баррелей/сутки		
				Холодный период	Теплый период	Холодный период	Теплый период	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Складская зона							
Установка 220	Резервуар нефти 220-TB-001/002 Резервуар некондиционной нефти 220-TB-003	160	0.5	5,862	5,862	5,862	5,862	
	Подстанции №5, №6, №7 (OS/SS/01&02&3)	160	0,5	2,056	-	2,056	-	
	Всего (пар НД) Складская зона:	160	0.5	7,92	5,862	7,92	5,862	
	Потребители пара НД Зона инженерного обеспечения							
Установка 500	Резервуар технической воды 500-TA-001	160	0,5	0,03	0,03	0,03	0,03	
Установка 520	Резервуар хранения сырой/пожарной воды 520-TA-001/002	160	0,5	0,29	0,29	0,29	0,29	
Установка 520	Аппарат воздушного охлаждения A1-520-NC-002	160	0,5			Hold	Hold	Проектируемы й PCN 18032
Установка 530	Резервуар деминерализованной воды 530-TA-003	160	0,5	0,021	0,021	0,021	0,021	
Установка 530	Резервуар деионизированной воды 530-TA-004	160	0,5	0,093	0,093	0,093	0,093	
Установка 550	Дренажная емкость 550-VA-080	160	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	

№ установки	Наименование потребителя пара	Темпе- ратура пара, °С	Давление пара, МПа	Потребляемое количество пара, т/ч				Примечание
				Производственная мощность до 370 тыс. баррелей/сутки		Производственная мощность до 450 тыс. баррелей/сутки		
				Холодный период	Теплый период	Холодный период	Теплый период	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Установка 560	Отпарная колонна сероводородсодержащей воды 560-VJ-001	160	0,5	38,313	24,394	42,789	41,61	
Установка 560	Резервуар сероводородсодержащей воды 560-TA-001	160	0,5	0,142	0,142	0,142	0,142	
Установка 560	Резервуар пресной питательной воды дегидрататора 560-TA-002	160	0,5	0,101	0,101	0,101	0,101	
Установка 620	Паровые котлы (противообледенительный змеевик) 620-FG-001A/B/C	160	0,5	1,2	1,2	1,2	1,2	
Установка 620	Деаэратор 620-VH-001A/B/C	160	0,5	37,58	35,67	39,797	38,589	
	Здания водоподготовки и установки очистки сточных вод (UT/WT/01&02)	160	0,5	3,646	-	3,646	-	
	Насосные очистки сточных вод, насосная пожаротушения (UT/PH/01&02&03)	160	0,5	2,237	-	2,237	-	
	Здания насосных паровой котельной (SG/PH/01&02&03)	160	0,5	2,213	-	2,213	-	
	Здание сателлитной станции КИП (UT/SI/01)	160	0,5	0,219	-	0,219	-	
	Здание воздушного компрессора и получения азота (UT/CH/01)	160	0,5	1,394	-	1,394	-	
	Распределительная подстанция №3 (UT/SS/01)	160	0,5	0,316	-	0,316	-	

№ установки	Наименование потребителя пара	Темпе- ратура пара, °С	Давление пара, МПа	Потребляемое количество пара, т/ч				Примечание
				Производственная мощность до 370 тыс. баррелей/сутки		Производственная мощность до 450 тыс. баррелей/сутки		
				Холодный период	Теплый период	Холодный период	Теплый период	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Всего (пар НД) Зона инженерного обеспечения:	160	0,5	87,9	62,04	87,9	62,04	
	Всего (пар НД):	160	0,5	724,94	671,4	724,94	671,4	
	Потребители пара ВД							
Установка 470	Паровая турбина 470-MS-071/081	400	4,3	455,954	402,472	455,954	402,472	
	Всего (пар ВД) Паровая турбина	400	4,3	455,954	402,472	455,954	402,472	
	Потребители пара ВД Технологическая зона							
Установка 210	Ребойлер фракционной колонны 210-НА-103/203/303	275	4,2	180,573	172,803	221,369	209,568	
Установка 210	Ребойлер стабилизационной колонны 210-НА-101/201/301	275	4,2	187,17	192,67	228,66	236,959	
Установка 310	Подогреватель газа регенерации 310-НА-102/202 310-НА-103/203	275	4,2	11,272	10,602	11,272	10,602	
Установка 320	Ребойлер фракционной колонны 320-НА-103/203	275	4,2	33,149	34,08	33,596	35,874	
Установка 321	Подогреватель газа регенерации 321-НА-104/204	275	4,2	3,36	3,36	3,36	3,36	
	Установка извлечения серы (УИС)							
Установка 331	1-й подогреватель технологического газа 331-НА-104/204	275	4,2	21,136	21,161	21,136	21,161	

Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе

№ установки	Наименование потребителя пара	Темпе- ратура пара, °С	Давление пара, МПа	Потребляемое количество пара, т/ч				Примечание
				Производственная мощность до 370 тыс. баррелей/сутки		Производственная мощность до 450 тыс. баррелей/сутки		
				Холодный период	Теплый период	Холодный период	Теплый период	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Установка 331	2-й подогреватель технологического газа 331-НА-105/205	275	4,2	13,779	13,795	13,779	13,795	
Установка 331	Паровой рециркуляционный эжектор дегазации 331-ZD-102/202	275	4,2	6,613	6,62	6,613	6,62	
	Всего (пар ВД) Технологическая зона:	275	4,2	457,05	455,09	457,55	455,19	
	Потребители пара ВД Зона инженерного обеспечения							
	Продувка котлов							
Установка 331	Продувка котлов утилизаторов (УИС) 331-VN-105/205	275	4,2	8,176	8,185	8,176	8,185	
Установка 620	Продувка котлов 620-FG-001A/B/C	275	4,2	9,17	7,194	9,992	9,450	
	Всего (пар ВД) Продувка котлов:	275	4,2	17,35	16,5	17,35	16,5	
	Всего (пар ВД):	275	4,2	370,4	471,6	370,4	471,6	

- объекты с увеличением расходных показателей по пару при наращивании добычи нефти до до 450 тыс. баррелей/сутки

1.4.10. Организационные и инженерно-технические мероприятия по обеспечению охраны труда и техники безопасности

1.4.10.1. Политика компании в области охраны труда и техники безопасности

Учитывая, что объекты НК согласно нормативным положениям раздела 1 п.13 Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» относятся по классу опасности объектов к Классу I, то политика в области охраны труда, здоровья и техники безопасности Компании НКОС направлена на снижение рисков на всех уровнях. Контроль и снижение рисков в области охраны здоровья, труда и окружающей среды (ОЗТОС) для Компании является такой же важной задачей, как и любая другая задача, связанная с производственной деятельностью Компании.

С целью обеспечения соответствия систем и процессов компании самым высоким международным стандартам НКОК Н.В. прошел сертификацию по следующим стандартам: OHSAS 18001 «Системы менеджмента профессиональной безопасности и здоровья», ISO 14001 «Системы экологического менеджмента» и ISO 9001 «Системы менеджмента качества».

Компания НКОК Н.В. поддерживает разработанную программу Охраны Здоровья, Техники безопасности и Охраны Окружающей Среды (ОЗТОС), которая направлена на обеспечение безаварийного выполнения работ и сведения к минимуму возможных рисков для персонала, обеспечения минимального ущерба для окружающей среды, эффективного использования материальных ресурсов. При этом обеспечивается следующее:

- Система безопасности направлена на снижение рисков, возникающих при строительстве, вводе в эксплуатацию и эксплуатации сооружений, до практически низкого достижимого уровня.
- Технологические системы спроектированы таким образом, чтобы в нормальном режиме работы обеспечивалась безопасность персонала, оборудования и окружающей среды.
- Основные принципы системы обеспечения безопасности основаны на выявлении и контроле опасных ситуаций.

Важнейшим и ключевым этапом любых бизнес-проектов, где закладываются базовые основы ОЗТОС и техники безопасности, является разработка проектной документации.

Уменьшение рисков по ОЗТОС при проектировании основано на применении передового международного и отечественного опыта различных исследований в области безопасности с применением и соблюдением норм Республики Казахстан, а также международных норм и стандартов.

Обеспечение безопасности персонала, систем и оборудования достигается путем применения на месте соответствующих административных методов управления и практических технических методов, удовлетворяющих требованиям, принятым в НКОК Н.В. стандартов и юридических обязательств.

Над всеми веществами, квалифицированными как вредные для здоровья, которые транспортируются, используются или создаются в процессе работы, будет осуществляться контроль, сводящий к минимуму риск для здоровья сотрудников и окружающей среды.

Для защиты персонала и оборудования предусмотрены следующие службы: технический надзор, служба техники безопасности, аварийная служба, противопожарная служба, служба спасения

Основным принципом НКОК Н.В. является требование того, чтобы подрядчики действовали на производственных площадках и строительства, как составная часть организации с распределением ответственности за каждым из них в зависимости от вида и места работ, которые они выполняют, в соответствии с ОЗТОС и нормами Республики Казахстан

Все проектные решения, обеспечивающие выполнение требований по ОЗТОС, будут считаться принятыми, если:

- Выявлены опасности и соответствующие риски, касающиеся всех сооружений;
- Выявленные риски подверглись оценке;
- Были определены неприемлемые риски и риски, требующие контроля

В соответствии с требованиями компании НКОК Н.В., международными и национальными стандартами перед всеми участниками проекта поставлены следующие задачи, направленные на охрану окружающей среды:

- Минимизировать любые воздействия на окружающую среду;
- Принимать все меры для сохранения естественной природной среды, для предотвращения вредного воздействия и нарушения природной экосистемы, дикой флоры и фауны;
- Минимизировать выработку отходов и сточных вод, гарантировать утилизацию отходов в соответствии с природоохранным законодательством РК;
- Предотвратить любые загрязнения водных ресурсов отходами, стоками, предотвратить любые утечки химических веществ во время монтажа и текущей эксплуатации.
- Внедрить программы обучения персонала по экологической грамотности, по проблемам окружающей среды, для того, чтобы цели и задачи по защите окружающей среды были правильно поняты и применены на всех уровнях.
- Предоставить необходимую информацию компании для получения разрешений на выброс отходов в окружающую среду и подготовить документацию в соответствии с законодательством.

Контроль физических факторов при выполнении работ будет проводиться для оценки и прогноза влияния шума, вибрации, света и электромагнитного излучения на здоровье персонала. В случае выявления отклонений от установленных нормативных требований, будут разработаны и проведены профилактические мероприятия, направленные на снижение воздействия вредных факторов на персонал.

Философия комплекса организационно-технических мероприятий с точки зрения обеспечения безопасности и охраны труда, реализованных в процессе освоения объекта в период ОНР, заключается в минимизации непосредственно находящегося обслуживающего производственного персонала на территории промышленной площадки УКПНИГ.

Осуществляемые мероприятия по охране труда и технике безопасности на территории УКПНИГ соответствуют и постоянно поддерживаются уровню требований действующих норм и правил Республики Казахстан, межгосударственных и международных стандартов,

1.4.10.2. Основы создания безопасных условий и охраны труда при возведении объектов обустройства нефтегазовой отрасли промышленности

На территории действующего производственного комплекса УКПНИГ размещены технологические сооружения по подготовке сырой нефти и по первичной переработки попутного нефтяного газа с высоким содержанием сероводорода, а также комплекс вспомогательных сооружений и объектов инженерного обеспечения.

На УКПНИГ предусмотрены следующие основные сооружения, предназначенные для следующих операций и процессов:

- Подготовки нефти, включая установки сепарации, обезвоживания и обессоливания нефти, установки стабилизации нефти и демеркаптанзации нефти;
- Подготовки газа, включая головные объекты, удаления кислых газов, дегидратацию газа, регулирования температуры точки росы по углеводородам, компримирования товарного газа, извлечения, очистки и хранения сжиженного газа;
- Извлечения серы и очистки хвостовых газов, хранения и отгрузки;
- Инженерного обеспечения и подсобных систем;
- Выработки электроэнергии и пара высокого давления;
- Хранения товарной нефти в резервуарном парке и ее экспорта;
- Экспорта газа.

Согласно положениям статьи 71 ЗРК «О гражданской защите» УКПНИГ относится к опасным производственным объектам, где применяется весь комплекс организационно-технических мероприятий по созданию безопасных условий его функционирования и условий нахождения обслуживающего персонала, которые предусмотрены действующими требованиями «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»

Проектируемые сооружения относятся к различным категориям по взрывопожарной и пожарной опасности.

В производственном процессе УКПНиГ обращаются и хранятся следующие взрывоопасные, пожароопасные и вредные вещества: высокосернистая нефть (7,6% H₂S), высокосернистый газ (12,9% - 75% H₂S), топливный газ, дизельное топливо, сжиженные пропан/бутан, элементарная сера, метанол, каустик, диэтиленгликоль, диэтаноламин, ингибитор коррозии и др.

Необходимая безопасность труда и действующего производства обеспечивается за счет следующих ранее принятых и реализованных организационно-технических решений периода ОНР:

- Нормативного размещения установок с соответствующими расстояниями между ними;
- Классификации функциональных зон с учетом принципа технологичности потоков;
- Осуществления непрерывного надзора с помощью контрольно-измерительных приборов;
- Регламентных запусков, отключений и продувок оборудования при осуществлении пуско-наладочных работ в периоды ПНР;
- Предусмотренных систем обнаружения пожара и газа;
- Систем защиты от превышения давления;
- Системы аварийного останова;
- Системы охраны и контроля доступа;
- Сигнализации опасной концентрации газа;
- Системы оповещения;
- Изоляции оборудования;
- Технических характеристики оборудования с использованием максимальной герметизации;
- Применения вентиляционного оборудования и факельных систем;
- Дренажей и закрытой системы дренажа;
- Противопожарного оборудования и предусмотренных специализированных объектов данного профиля;
- Требований к системам управления и безопасности предприятия, организации постоянной системы обучения персонала и поддержания контроля за их навыками и знаний;
- Заранее продуманных решений по организации эвакуации и спасения персонала в моменты возникновения чрезвычайных ситуаций;
- Трубопроводы и оборудование перед остановом на ремонт освобождаются от продуктов, продуваются инертным газом (азотом), пропариваются и промываются до достижения в них концентрации вредных и взрывоопасных веществ, не превышающей предельно допустимые нормы;
- Применение технологии производства, исключаящие контакт работающих лиц с вредными производственными факторами;
- Применение в конструкции оборудования решений и средств защиты, предотвращающих поступление (распространение) опасных и вредных производственных факторов в рабочую зону;
- Сброс с предохранительных клапанов и продувка технологического оборудования производится в факельные системы высокого и низкого давления;
- Принятием мероприятий по предотвращению статического электричества. Проблема помимо прочего связана с возможным превышением допустимых скоростей в трубопроводах на потоках диэлектриков, т.к. в целом задача проекта связана с увеличением объема добычи, а значит и потоков за счет использования сущ. оборудования и его трубопроводных коммуникаций. Существующие и реконструируемые трубопроводные коммуникации на потоках с диэлектриками должны быть проверены согласно требованиям РД 39-22-113-78 на предмет допустимых скоростей в трубопроводах, см. Табл. 1.4.10-1.

Скорость движения электризующихся жидкостей по трубопроводам и истечения их в аппараты, если имеется возможность образования взрывоопасных концентраций газопаровоздушных смесей, должна ограничиваться до такой величины, чтобы заряд, приносимый в приемную емкость с потоком жидкости, не мог вызвать с ее поверхности искрового разряда с энергией, достаточной для воспламенения окружающей взрывоопасной среды.

Допустимые скорости движения жидкости по трубопроводам и истечение их в аппараты (емкости, резервуары) устанавливаются в каждом отдельном случае в зависимости от свойств жидкости, диаметра трубопровода и свойств материалов его стенок, а также других условий эксплуатации

Таблица 1.4.10-1. Ограничения скоростей транспортировки электризующихся жидкостей по трубопроводам и истечения их в аппараты

№№ п/п	Удельное объемное электрическое сопротивление жидкости	Допустимые скорости	Примечания
1	2	3	4
1	Не более 10^5 Ом·м	до 10 м/с;	
2	Свыше 10^5 и до 10^9 Ом·м -;	до 5 м/с	
3	Более 10^9 Ом·м	Допустимые скорости транспортировки и истечения устанавливаются для каждой жидкости отдельно:	
3.1		скорость, при которой (при данном диаметре трубопровода) потенциал на поверхности жидкости в приемной емкости не превосходит для углеводородных взрывоопасных сред - 4000 в	
3.2		скорость, при которой (при данном диаметре трубопровода) для взрывоопасной смеси водорода, ацетилена или паров сероуглерода с воздухом потенциал на поверхности жидкости в приемной емкости - 1000 В	

Сброс с предохранительных клапанов и продувка технологического оборудования производится в факельные системы высокого и низкого давления.

В результате реализации в период ОПР Программ развития переработки сырого (ПРПСГ) осуществляется утилизация попутного газа в различных направлениях: для выработки электроэнергии, подачи в экспортные системы и частично на собственные нужды, в технологический процесс, а также осуществляется первичная переработка газа с получением товарной продукции в виде сухого газа (СОГ), гранулированной и комовой серы, сжиженного углеводородного газа (СПБТ).

Аварийное сжигание газа на факелах производится на безопасном расстоянии от зданий и сооружений УКПНИГ, что обеспечивает безопасные уровни теплового давления на рабочих местах.

Расположение зданий и сооружений УКПНИГ относительно друг от друга продиктовано рациональной схемой производственной деятельности людей и требованиями противопожарных и санитарных разрывов. Расстояния между зданиями приняты по нормам инсоляции, нормам освещенности, а также с целью обеспечения противопожарных разрывов.

При размещении отдельных сооружений учитывалось преобладающее направление ветров, чтобы уменьшить действие любого вида выбросов от производственных установок.

1.4.10.3. Мероприятия по созданию благоприятных санитарно - бытовых условий

1.4.10.3.1. Нормативная классификация объектов УКПНИГ по санитарной характеристике производственных процессов

На производственных объектах для обслуживающего персонала запроектированы вспомогательные помещения и санитарно-бытовые помещения и устройства, а в административной зоне УКПНИГ расположены административное здание с комплексом санитарно-бытового обслуживания персонала, медицинский пункт и гараж скорой помощи.

Запроектированные на ранних стадиях освоения месторождения производственные объекты УКПНИГ, а также в рамках данного проекта, оборудованы санитарно-бытовыми помещениями и устройствами, соответствующие санитарной характеристике и группе производственных процессов, см. Табл. 1.4.10.3-1.

Группа производственных процессов, санитарная характеристика производственных процессов, производственные факторы определялись на основании Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» (Приложение 4 к приказу Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-13 с изменениями от 22.04.2023 г.).

В Табл. 1.4.10.3-1.представлен перечень процессов и установок Наземного Комплекса, характеризующихся наличием источников вредного воздействия.

Таблица 1.4.10.3-1.. Перечень процессов и установок, характеризующихся наличием источников вредного воздействия и нормативная классификация объектов УКПНИГ по санитарной характеристике производственных процессов

№ п/п	Наименование установок, объектов	Производственный процесс	Вредные производственные факторы	Группа производственных процессов по Санитарным правилам	Санитарная характеристика производственных процессов
1	2	3	4	5	6
1	Установка подготовки нефти (УПН)	Сепарация нефти, подготовка сырой нефти, хранение и перекачка товарной нефти, компримирование газа мгновенного испарения.	Работа в помещениях на открытом воздухе, в условиях повышенной загазованности веществами 3-го и 4-го классов опасности (на месторождениях с высоким содержанием в нефти сероводорода – 2-й класс опасности), Щёлочь, Сероокись углерода, Дисульфиды у/в, Меркаптаны у/в, температура окружающей среды.	1	Процессы, вызывающие загрязнение тела и спецодежды веществами 3 и 4 классов опасности:
				1а	только рук;
				1б	тела и спецодежды, удаляемые без применения специальных моющих средств;
				1в	тела и спецодежды, удаляемые с применением моющих средств.
				2	Процессы, протекающие при избытке явного тепла или неблагоприятных метеоусловиях:
				2г	при температуре воздуха +10°С и ниже, включая работы на открытом воздухе.
				3	Процессы, вызывающие загрязнения тела и спецодежды веществами 1 и 2 классов опасности, а так же веществами, обладающим и стойким запахом:
				3а	вызывающие загрязнения, как правило, только рук;
				3б	вызывающие загрязнение тела и спецодежды
2	Установка комплексн	Компримирование	Работа в помещениях	1	Процессы, вызывающие загрязнение тела и спецодежды веществами 3 и 4

№ п/ п	Наименование установок, объектов	Производственный процесс	Вредные производственные факторы	Группа производственных процессов по Санитарным правилам	Санитарная характеристика производственных процессов
1	2	3	4	5	6
	ой подготовк и газа (УКПГ)	товарного газа, сепарация газа, дегидратаци я газа, обессериван ие газа, контроль точки росы.	и на открытом воздухе, в условиях повышенной загазованнос ти веществами 3-го и 4-го классов опасности (на месторожден иях с высоким содержание м в нефти сероводород а – 2-й класс опасности). Щёлочь, Сероокись углерода, Дисульфиды у/в, Меркаптаны у/в, температура окружающей среды.		классов опасности:
				1а	только рук;
				1б	тела и спецодежды, удаляемые без применения специальных моющих средств;
				1в	тела и спецодежды, удаляемые с применением моющих средств.
				2	Процессы, протекающие при избытке явного тепла или неблагоприятных метеоусловиях:
				2г	при температуре воздуха +10°C и ниже, включая работы на открытом воздухе.
				3	Процессы, вызывающие загрязнения тела и спецодежды веществами 1 и 2 классов опасности, а так же веществами, обладающим и стойким запахом:
				3а	вызывающие загрязнения, как правило, только рук;
3	Установка извлечен ия СУГ	Извлечение СУГ, очистка СУГ, хранение СУГ, перекачка СУГ.	Работа в помещениях и на открытом воздухе, в условиях повышенной загазованнос ти веществами 3-го и 4-го классов опасности (на месторожден иях с высоким содержание м нефти сероводород	1	Процессы, вызывающие загрязнение тела и спецодежды веществами 3 и 4 классов опасности:
				1а	только рук;
				1б	тела и спецодежды, удаляемое без применения специальных моющих средств;
				1в	тела и спецодежды, удаляемое с применением моющих средств.
				2	Процессы, протекающие при избытке явного тепла или неблагоприятных метеоусловиях:
				2г	при температуре воздуха + 10 C ⁰ и ниже, включая работы на открытом воздухе.
				3	Процессы, вызывающие загрязнения тела и спецодежды веществами 1 и 2 классов опасности, а так же веществами,

№ п/ п	Наименование установок, объектов	Производственный процесс	Вредные производственные факторы	Группа производственных процессов по Санитарным правилам	Санитарная характеристика производственных процессов
1	2	3	4	5	6
			а – 2-й класс опасности) сероокись углерода, дисульфиды у/в, меркаптаны, температура окружающей среды.		обладающим и стойким запахом:
				3а	вызывающие загрязнения, как правило, только рук;
				3б	вызывающие загрязнение тела и спецодежды.
4	Комплекс по извлечению серы	Извлечение серы, очистка хвостовых газов, отпарка кислой воды.	Работа в помещениях и на открытом воздухе, в условиях повышенной загазованности веществами 3-го и 4-го классов опасности (на месторождениях с высоким содержанием нефти сероводорода – 2-й класс опасности), температура окружающей среды.	1	Процессы, вызывающие загрязнение тела и спецодежды веществами 3 и 4 классов опасности:
				1а	только рук;
				1б	тела и спецодежды, удаляемое без применения специальных моющих средств;
				1в	тела и спецодежды, удаляемое с применением моющих средств.
				2	Процессы, протекающие при избытке явного тепла или неблагоприятных метеоусловиях:
				2г	при температуре воздуха + 10°C и ниже, включая работы на открытом воздухе.
				3	Процессы, вызывающие загрязнения тела и спецодежды веществами 1 и 2 классов опасности, а так же веществами, обладающим и стойким запахом:
				3а	вызывающие загрязнения, как правило, только рук;
				3б	вызывающие загрязнение тела и спецодежды.
5	Установка 230. Факельная система ВД и НД	Аварийный сброс газа.	Работа на открытом воздухе, в условиях повышенной загазованности веществами 3-го и 4-го классов опасности (на месторождениях с	1	Процессы, вызывающие загрязнение тела и спецодежды веществами 3 и 4 классов опасности:
				1а	только рук;
				1б	тела и спецодежды, удаляемое без применения специальных моющих средств;
				1в	тела и спецодежды, удаляемое с применением моющих средств.
				2	Процессы, протекающие при избытке явного тепла или неблагоприятных метеоусловиях:

№ п/ п	Наименование установок, объектов	Производственный процесс	Вредные производственные факторы	Группа производственных процессов по Санитарным правилам	Санитарная характеристика производственных процессов
1	2	3	4	5	6
			высоким содержанием нефти сероводорода – 2-й класс опасности), температура окружающей среды.	2г	при температуре воздуха + 10 С ⁰ и ниже, включая работы на открытом воздухе.
6	Зона инженерного обеспечения. Установки систем вспомогательно-производственного назначения	Получение топливного газа, подача дизельного топлива, получение сжатого воздуха, сброс дренажных стоков, получение азота, хранение химреагентов.	Работа в помещениях и на открытом воздухе, температура окружающей среды.	1	Процессы, вызывающие загрязнение тела и спецодежды веществами 3 и 4 классов опасности:
				1а	только рук;
				1б	тела и спецодежды, удаляемое без применения специальных моющих средств;
				1в	тела и спецодежды, удаляемое с применением моющих средств.
				3	Процессы, вызывающие загрязнения тела и спецодежды веществами 1 и 2 классов опасности, а так же веществами, обладающим и стойким запахом:
				3а	вызывающие загрязнения, как правило, только рук;
				3б	вызывающие загрязнение тела и спецодежды.

1.4.10.3.2. *Общепринятая производственная практика санитарно-технических и организационных мероприятий, направленных на обеспечение безопасной работы на промышленной площадке УКПНиГ*

Системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха в административно-бытовых и производственных зданиях УКПНиГ обеспечивают необходимые метеорологические условия для работы персонала.

Все технические и санитарно-технические мероприятия направлены на обеспечение безопасной работы и жизни персонала УКПНиГ, на устранение причин, вызывающих травматизм и вредное воздействие на организм человека.

Все работающие обеспечены средствами индивидуальной защиты: спецодежда, спецобувь, аптечки первой медицинской помощи, индивидуальные изолирующие дыхательные аппараты, перчатки, индивидуальные сигнализаторы сероводорода и др.

Обслуживающий персонал применяет изолирующие дыхательные аппараты как для выполнения операций, предусмотренных технологией производства работ в условиях возможного выделения сероводорода, так и в целях первоочередной меры при возникновении аварийной ситуации.

Здания для бытового и медицинского обслуживания персонала, помещения для приготовления и приема пищи расположены в Предзаводской зоне предприятия на безопасном расстоянии от технологических объектов.

Для оказания медицинской помощи на УКПНИГ предусмотрен медицинский пункт.. Медицинский пункт предусматривается для оказания первоочередной медицинской помощи с учетом того, что внешняя медицинская помощь может быть оказана недостаточно быстро. При необходимости будет задействован медпункт, располагаемый в Вахтовом посёлке «Самал».

На период введения ограничительных мероприятий, в т.ч. карантина компанией НКОК Н.В. разработан целый комплекс санитарно-эпидемиологических требований, которые охватывают:

- Доставка работников на предприятие и с предприятия с выполнением правил посадки и выхода работников;
- Содержание транспортных средств, которые должны выполнять водители;
- Соблюдение масочного режима;
- Соблюдение необходимых санитарно-эпидемиологических требований и мер безопасности в целях предупреждения заражения инфекционными и паразитарными заболеваниями, в том числе коронавирусной инфекцией;
- Осуществление проверки работников при входе бесконтактной термометрией и на наличие симптомов респираторных заболеваний, для исключения допуска к работе лиц с симптомами острой респираторной вирусной инфекции и гриппа;
- До начала рабочего процесса предусматривается проведение инструктажа среди работников о необходимости соблюдения правил личной (общественной) гигиены, а также отслеживание их неукоснительного соблюдения;
- Организация соответствующего режима питания и отдыха.

Персонал и посетители снабжены СИЗ, соответствующими условиям на площадке, рискам, связанным с их деятельностью, и рискам, существующим в зоне, куда они могут войти в данный момент.

Основная экипировка включает:

- Защитную верхнюю одежду;
- Защитную обувь;
- Каску для защиты головы;
- Перчатки, соответствующие выполняемой работе;
- Средства для защиты органов слуха;
- Защитные очки;
- Портативные дыхательные аппараты;
- Маски с фильтрами от пыли или других элементов в зависимости от ожидаемого риска;
- Переносной детектор токсичного газа (H₂S).

Средствами индивидуальной защиты должны обеспечиваться все посетители, находящиеся на производственной территории.

Работы в зонах постоянного действия опасных факторов проводятся только после выдачи допуска на ведение работ. Процедура выдачи допуска охвачена программой проверки и инспекцией. Над всеми веществами, квалифицированными, как вредные для здоровья, которые транспортируются, используются, или создаются в процессе работы, осуществляется контроль, сводящий к минимуму риск для здоровья сотрудников, населения и окружающей среды, в соответствии с нормами Республики Казахстан (см. выше раздел 1.1.2.1) или эквивалентными международными стандартами.

1.4.10.3.3. Основные технологические мероприятия по обеспечению на объектах нормальных санитарно-гигиенических и безопасных условий

Технологические процессы и оборудование УКПНИГ соответствуют требованиям:

- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» (приложение 4 к приказу Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11.02.2022 № ҚР ДСМ-13 с изменениями от 22.04.2023 г.);

- ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;
- ГОСТ 12.2.061-81 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам».

Размещаемое на открытых площадках оборудование оснащено средствами автоматизации, дистанционного контроля и управления, механизации ремонтных работ.

Система сбора, транспортировка и подготовка нефти и газа предусмотрены по герметизированной схеме.

Основная регулирующая и запорная арматура в резервуарных парках, на установках комплексной подготовки нефти оборудована электроприводом.

Регулирующая и запорная арматура, расположенная в колодцах, траншеях и других заглублениях, оснащена дистанционным управлением.

Оборудование и аппаратура, применяемые на объектах добычи, сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа, запроектировано в материальном исполнении стойким к сульфидно-коррозионному растрескиванию под давлением.

Фланцевые соединения и запорные устройства оборудования имеют уплотнительные прокладки, устойчивые к действию сероводорода.

Запроектированы герметичные дренажная и канализационная системы.

Расположение и конструкция производственного оборудования предусматривают агрегатно-узловой метод ремонта с максимальной механизацией работ.

При разработке и эксплуатации технологических процессов и производственного оборудования предусматривается:

- внедрение безотходной или малоотходной технологии;
- замена технологических процессов и операций, связанных с возникновением опасных и вредных производственных факторов, на процессы и операции, где указанные факторы отсутствуют или имеют меньшую интенсивность;
- замена более вредных веществ на менее вредные вещества;
- ограничение содержания примесей вредных веществ в исходных и конечных продуктах, выпуск конечных продуктов в не пылящих формах;
- применение технологии производства, исключаящие контакт работающих лиц с вредными производственными факторами;
- применение в конструкции оборудования решений и средств защиты, предотвращающих поступление (распространение) опасных и вредных производственных факторов в рабочую зону;
- соблюдение требований эргономики и технической эстетики к производственному оборудованию и эргономических требований к организации рабочих мест и трудового процесса;
- установка систем автоматического контроля, сигнализации и управления технологическим процессом на случай загрязнения воздуха рабочей зоны веществами с остронаправленным действием;
- механизацию и автоматизацию погрузочно-разгрузочных работ;
- своевременное удаление, обезвреживание технологических и вентиляционных выбросов, утилизацию и захоронение отходов производства;
- коллективные и индивидуальные средства защиты от вредных веществ и факторов;
- контроль уровней опасных и вредных производственных факторов на рабочих местах с созданием системы оперативного оповещения об их появлении в рабочих зонах;
- включение требований безопасности в нормативно-техническую документацию.

При разработке технологических процессов и оборудования используются химические вещества, разрешенные к применению в Республике Казахстан.

Производственное оборудование, являющееся источником выделения влаги, герметизируется и снабжается автоматическими устройствами для слива.

Для оборудования, являющегося источником инфра- и ультразвука, шума, общей или локальной вибрации, ионизирующих и не ионизирующих излучений, должно предусматриваться соблюдение требований действующих нормативных правовых актов.

На технологические процессы представляются расчеты длительности всех периодов эксплуатации производства: пусконаладочного (ввод после планового ремонта), стабильной эксплуатации (по годам эксплуатации).

1.4.10.3.4. Характерные вредные производственные факторы, присутствующие на территории производственной площадки УКПНиГ

В соответствии с ГОСТ 12.0.003 -2015 «Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» опасные и вредные производственные факторы делятся по категориям, представленным ниже на Рис. 1.4.10.3-1.



Рисунок 1.4.10.3 -1. Классификация вредных и опасных факторов

При проектировании УКПНиГ на ранних стадиях освоения месторождения учитывалось наличие источников вредного воздействия от производственного процесса с учетом основных вредных производственных факторов.

Вредными производственными факторами, характерными на промышленной площадке УКПНиГ, являются:

- физические факторы:
 - температура, влажность, скорость движения воздуха, тепловое излучение;
 - неионизирующие электромагнитные поля и излучения: электростатические поля, постоянные магнитные поля (в т. ч. и геомагнитное), электрические и магнитные поля промышленной частоты (50 Гц), электромагнитные излучения радиочастотного диапазона, электромагнитные излучения оптического диапазона (в т. ч. ультрафиолетовое);
 - производственный шум, ультразвук, инфразвук;
 - вибрация (локальная, общая);
 - аэрозоли (пыли) преимущественно фиброгенного действия;
 - освещение - естественное (отсутствие или недостаточность), искусственное (недостаточная освещенность, прямая и отраженная слепящая блескость, пульсация освещенности);
 - электрически заряженные частицы воздуха – аэроионы.

- химические факторы, для контроля которых используют методы химического анализа постоянного аналитического контроля, действующего на площадке УКПНИГ.

Для осуществления технологического процесса подготовки нефти и газа на рабочей площадке обращаются и хранятся химические вещества, перечень которых представлен в таблице 1.4.10.3 -2.

Таблица 1.4.10.3 -2. Класс опасности вредных веществ, участвующих в технологическом процессе

№ № п/п	Наименование вещества	Класс опасности вещества	ПДК, мг/м ³	Примечание
1	2	3	4	5
1	Сырая нефть в смеси с сероводородом	2	3	
2	Газ нефтяной (в смеси с сероводородом)	2	3	
3	Сероводород	2	10	
4	Стабилизированная нефть	4	10	
5	Конденсат нефтяного газа	4	300	
6	Топливный газ	4	300	
7	Ингибитор коррозии	3	2	
8	Ингибитор парафиноотложений	3	100	
9	Метанол	3	5	
10	Каустическая сода (NaOH 14%, 46%)	2	0,5	
11	Дизельное топливо	4	5	
12	Диэтаноламин	3	5	
13	Деэмульгатор «Dissolvan 3144»	2	5	
14	Противопенная присадка «Synperonic PE/L64»	3		

Объекты модификаций и изменений по устранению узких мест (УУМ), которые являются предметом рассмотрения данного проекта (см. выше подраздел 1.1.5.5), не являются источниками таких вредных производственных физических факторов как ионизирующих излучений и неионизирующих излучений электромагнитных полей различной природы. Однако, характерными вредными производственными факторами для объектов УУМ, рассматриваемых в данном проекте, являются:

- производственный шум;
- вибрация;
- химические факторы

Производственный шум.

Основными источниками шумового воздействия на здоровье людей, а также на окружающую флору и фауну, в производственных условиях эксплуатации объектов комплекса УКПНИГ являются газотурбинные приводы ГТЭУ зоны инженерного обеспечения и компрессорные станции ГМИ и товарного газа (Установка 360. Установка 361) .

Повышенный шум на рабочем месте оказывает вредное влияние на организм работника в целом, вызывая неблагоприятные изменения в его органах и системах. Длительное воздействие такого шума способно привести к развитию у работника потери слуха, увеличению риска артериальной гипертензии, болезней сердечно-сосудистой, нервной системы и др. При этом специфическим клиническим проявлением вредного действия шума является стойкое нарушение слуха (тугоухость), рассматриваемое как профессиональное заболевание.

Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его составной части, видов привода, режима работы и расстояния от места работы. Снижение уровня звука от источника при беспрепятственном распространении происходит примерно на 3 Дб при каждом 2-х кратном увеличении расстояния, снижение пиковых уровней звука примерно на 6 Дб. Поэтому с увеличением расстояния происходит постепенное снижение среднего уровня звука. При удалении от источника шума на

расстояние до 200 м происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение уровня звука происходит медленнее. Также следует изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характера и состояния прилегающей территории, рельефа и существующей застройки.

Нормативные документы устанавливают определенные требования к методам измерений и расчетов интенсивности шума в местах нахождения людей, допустимую интенсивность фактора и зависимость интенсивности от продолжительности воздействия шума. В соответствии с нормами для рабочих мест, в производственных помещениях считается допустимой шумовая нагрузка 80дБ.

Оптимальные и допустимые показатели звука в производственных условиях согласно нормативов представлены ниже в Табл. 1.4.10.3 -3

Таблица 1.4.10.3-3 Предельно-допустимые уровни звукового давления, уровни звука эквивалентные уровни звука для основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест

Трудовой деятельности, рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука,
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Уровни шума должны быть рассмотрены исходя из следующих критериев:

- защита слуха;
- помехи для речевого общения и для работы.

Нормы, правила и стандарты, регулирующие требования к шуму, как опасному производственному фактору:

- ГОСТ 12.1.003–2014 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности»;
- «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека», утвержденные Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15.

Вибрация

По своей физической природе вибрация тесно связана с шумом. Вибрация представляет собой колебания твердых тел или образующих их частиц. В отличие от звука вибрации воспринимаются различными органами и частями тела. При низкочастотных колебаниях вибрации воспринимаются отолитовым и вестибулярным аппаратом человека, нервными окончаниями кожного покрова, а вибрации высоких частот воспринимаются подобно ультразвуковым колебаниям, вызывая тепловое ощущение.

Вибрация, подобно шуму, приводит к снижению производительности труда, нарушает деятельность центральной нервной системы, приводит к заболеваниям сердечнососудистой системы. Вибрации возникают, главным образом, вследствие вращательного или поступательного движения неуравновешенных масс двигателя и механических систем машин. Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения, который в основном относится к сфере ответственности поставщика комплектно-блочного оборудования (БКУ)..

Причиной низкочастотных вибраций компрессоров их двигателей является неуравновешенность вращающихся элементов (роторов). Это относится к современным быстроходным машинам относительно небольшой массы с уменьшенной жесткостью основных несущих деталей. Действие неуравновешенных динамических сил усугубляется плохим креплением деталей, их износом в процессе эксплуатации.

Вибрацию вызывают неуравновешенные силовые воздействия, возникающие при работе различных машин и механизмов.

Для снижения вибрации на самих источниках, которая может возникнуть при штатной эксплуатации динамических машин, обычно предусматриваются: самостоятельные массивные фундаменты или массивные опорные плиты, поглощающие вибрации, установка различных виброгасителей (устройство упругих прокладок и пружин).

Для предотвращения вредного влияния вибрации как правило предусматривается: сокращение времени пребывания в условиях вибрации; применение средств индивидуальной защиты. Уровни вибрации (в пределах, не превышающих 63 Гц, согласно ГОСТ 12.1.012-2004) не могут причинить вреда здоровью человека и негативно отразиться на состоянии фауны.

Также, для смягчения вредных воздействий от вибрации предусматривается:

- применение производственного оборудования с низким уровнем шума;
- регулярное техническое обслуживание производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей;
- установка глушителей выхлопа

В зависимости от источника возникновения выделяют три категории вибрации:

- транспортная;
- транспортно – технологическая;
- технологическая.

При выборе машин и оборудования для проектируемого объекта, следует отдавать предпочтение кинематическим и технологическим схемам, которые исключают или максимально снижают динамику процессов, вызываемых ударами, резкими ускорениями и т.д. Также для снижения вибрации необходимо устранение резонансных режимов работы оборудования, то есть выбор режима работы при тщательном учете собственных частот машин и механизмов.

На объектах УКПНИГ основным источником вибраций является технологическая категория.

Согласно положениям ГОСТ ИСО 20816-1-2021 «Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть I. Общие требования» (в зарубежных странах - ISO 20816-1:2016. Mechanical vibration - Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts - Part 1: General guidelines) норма на вибрацию - предельное значение [СКЗ виброскорости](#) для любой проекции, выше которой вибрации считаются аварийными

Где СКЗ - это Среднее Квадратическое Значение какого-либо параметра. Нормы обычно приводятся для виброскорости, и поэтому чаще всего звучит сочетание СКЗ виброскорости (в английском языке используется обозначение RMS (Root Mean Square)).

Физическая суть параметра СКЗ виброскорости состоит в равенстве энергетического воздействия на опоры машины реального вибросигнала и фиктивного постоянного, численно равного по величине СКЗ [\[https://vibrocenter.ru/rms.html\]](https://vibrocenter.ru/rms.html)

Общепризнанными считается ряд, из которого выбираются значения норм: 0,7; 1,1; 1,8; 2,5; 4,5; 7,1; 11,2; 18,1 28,0 и т.д. (мм/сек).

Для того, чтобы получать одинаковые значения с разных приборов, в расчётах используется частотный диапазон от 10 до 1000 Гц.

Согласно статистическим данным компании ООО Производственно-внедренческой фирмы «Вибро-Центр», занимающейся разработкой систем обслуживания оборудования по техническому состоянию, ниже в Таб. 1.4.10.3 -4 +5 в зависимости от качества машин, их мощностей, а также от типа агрегата, его мощности и состояния фундамента определены зоны предельных допустимых значение [СКЗ виброскорости](#) [\[https://vibrocenter.ru/rms.html\]](https://vibrocenter.ru/rms.html).

Таблица 1.4.10.3 -4 . Предельное значение СКЗ виброскорости для Новых машин

СКЗ вибр оскор ости V, мм/с	Группа 1 Средние машины 15- 20 кВт или до 300 кВт на специальных фундаментах	Группа 2 Большие машины с жесткими и тяжелыми фундаментами, у которых частоты собственных колебаний превышают частоту вращения >300 кВт	Группа 3 Большие машины, работающие при частотах вращения, превышающих собственные частоты фундамента
1	2	3	4
45	Недопустимое состояние	Недопустимое состояние	Недопустимое состояние
28			
18			Удовлетворительное состояние
11,2			
7,1		Удовлетворительное состояние	
4,5			
2,8			
1,8			
1,12			
0,71	Хорошее состояние	Хорошее состояние	
0.45			

Таблица 1.4.10.3 - 5 . Предельное значение СКЗ виброскорости для Изношенных машин

V, мм/с 1	Группа 1 2	Группа 2 3	Группа 3 4
45	Недопустимое состояние	Недопустимое состояние	Недопустимое состояние
28			
18		Удовлетворительное состояние	Удовлетворительное состояние
11,2			
7,1	Удовлетворительное состояние	Хорошее состояние	Хорошее состояние
4,5			
2,8			
1,8			
1,12			
0,71			
	Хорошее состояние		

Химические факторы

В связи с внедрением данным проектом новой модификации, направленной на ликвидацию накопленных серных блоков и заключающейся во внедрении технологии механизированной экскаваторной разработки серных блоков с получением нового вида продукции на УКПНИГ, комовой серы, возник дополнительный остро выраженных специфический опасный химический фактор – серная пыль.

Согласно международной идентификации химической продукции СЕРА № ООН 1350 (UN1350) имеет следующую характеристику:

- по степени опасности химической продукции согласно ГОСТ 12.1.007-76 относится к классу опасности – 4;
- гигиенические нормативы для продукции в целом в воздухе рабочей зоны – ПДК р.з. = 6 мг/м³ (среднесменная);
- с позиции санитарно-гигиенической опасности обладает следующими воздействиями на человека: при попадании серной пыли в организм человека происходит воспаление слизистых

оболочек глаз и верхних дыхательных путей, раздражение кожных покровов, заболевание желудочно-кишечного тракта.

В связи с выше отмеченными характеристиками серной пыли, как опасного химического фактора фиброгенного действия, согласно нормативными положениями «Требованиями промышленной безопасности при хранении серы и разработке серных блоков» и ПСТ РК 20-2014 «Сера техническая газовая комовая. Технические условия»: при внедрении механизированной экскаваторной разработки серных блоков предусмотрены следующий ряд мероприятий:

- для предотвращения распространения серной пыли при разработке серного блока с использованием оборудования (экскаваторы, краны, бульдозеры, фронтальные погрузчики, контейнеровозы и другие) используется система пылеподавления водой с помощью мобильной установки «мокрого тумана»;
- при отгрузке серы в самосвалы предусматриваются укрытия защищенные экранами и оснащенные устройствами, обеспечивающими дополнительное пылеподавление метолом «сухого тумана»;
- дорожная сеть транспорта комовой серы как на территории склада серы, так и на территории отгрузки серы в полувагоны на станции «Болашак 1» обеспечивается передвижной поливочной машиной регулярным орошением автодорог;
- персонал, работающий на серных картах обеспечены специальной одеждой и средствами индивидуальной защиты в соответствии с ТР ТС 019/2011 и ГОСТ 12.4.011;
- обслуживающий персонал объектов открытого хранения серы, в зависимости от проводимой работы, обеспечивается средствами индивидуальной защиты (далее - СИЗ):
 - для защиты глаз - специальные защитные предохранительные очки, маски, лицевые щиты или их комбинации;
 - для защиты головы - каска;
 - для защиты органов дыхания - средства индивидуальной защиты органов дыхания (фильтрующие или изолирующие СИЗОД в зависимости от аварийной ситуации), готовые для применения в случае аварийной ситуации, такой как возгорание серы или выброс сероводорода (H_2S);
 - для защиты тела - одежда, защищающая кожу от серной пыли, от разбрызгивания расплавленной серы;
 - для защиты органов слуха - противошумные вкладыши (беруши) и наушники;
- с целью создания нормативных санитарно-гигиенических условий для персонала производственная площадка склада дополнительно оборудована:
 - кабиной обеспыливания одежды персонала;
 - аварийным душем с ванночкой для промывки глаз (существующий) в районе существующих бытовых контейнеров;
 - автономным туалетом: „СМ 35 “Туалетный модуль тип ЕВРОмодуль – стандарт 4 местный 2 кабины для мужчин + 2 кабины для женщин Размеры: 6058 x 2438 x 3015 мм»;
 - дополнительным освещением карт и водоснабжением систем пылеподавления на отгрузочных рампах на серных картах 334-TZ-001 ÷ 334-TZ-006;
- при попадании серной пыли в организм человека происходит воспаление слизистых оболочек глаз и верхних дыхательных путей, раздражение кожных покровов, заболевание желудочно-кишечного тракта. при воздействии серной пыли необходимо предпринимать следующее:
 - при попадании серной пыли на кожу - тщательно смыть струей воды с мылом;
 - при ожоге - наложить асептическую повязку;
 - при попадании серной пыли в глаза - обильно промыть водой, при этом держать глаза открытыми. При стойком покраснении или боли обратиться к врачу;
 - при попадании вовнутрь через дыхательные пути - немедленно вывести пострадавшего из зоны действия серной пыли, сменить загрязненную одежду, прополоскать рот теплой водой;

- при проглатывании необходимо выпить несколько стаканов теплой воды или слабого раствора марганцевокислого калия и вызвать рвоту. После этого выпить 0,5 стакана воды с 2-3 таблетками активированного угля, а затем прополоскать рот водой;
- во всех случаях воздействия серы необходимо обратиться к врачу;
- к работе с серой комовой допущены лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний. При этом работники проходят предварительный (при поступлении на работу) и периодические медицинские осмотры в порядке, установленном органами здравоохранения Республики Казахстан и согласно постановлению Правительства Республики Казахстан «Правила проведения обязательных медицинских осмотров».

В соответствии с требованиями «Правил обращения с серой технической газовой», утвержденным приказом И.о. министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июля 2021 года № 266, при обращении комовой серы на складе УКПНИГ используются инновационный метод пылеподавления («Сухой туман»; «Мокрый туман»), отвечающий уровню наилучших доступных техник с соблюдением требований статьи 113 Кодекса. Оборудование данных методов обеспечивают эффективное пылеподавление в течении всех сезонов года, в т.ч. в зимний период времени в плотность до температуры окружающей среды до минус 30°C со степенью улавливания пыли не менее 80-90%.

Главное отличие технологии «Сухой туман» и «Мокрого тумана» (<https://dprom.online/unsolution/ne-tumannyy-effekt-novoe-slovo-v-pylepodavlenii/>) от традиционных методов пылеподавления с помощью орошения водой и ее суть заключается в эффекте пылеподавления за счет «захвата» частиц пыли, витающей в воздухе, а не за счет увлажнения пересыпаемого материала. Мелко дисперсная, генерируемая водо-воздушная смесь обволакивает облако пыли, и не дает пыли распространиться по площади до момента ее осаждения. При этом данные системы обладают весьма низким потреблением воды.

Система Сухой туман доказала способность значительно снижать количество пыли в воздухе в различных технологических процессах: склады, конвейеры, опрокидыватели, конвейеры обратной транспортировки, дробилки, зоны погрузки машин и поездов, судовых погрузчиков и кранов, устройств для сброса мусора. Система может работать при температурах до -40°C! Благодаря особому свойству облачности, распыленные капли не замерзают из-за нехватки массы, <https://group812.com/suhoy-tuman/>.

Одним из лидеров разработки и изготовления данных систем пылеподавления выступает компания ООО «ЕИМ инжиниринг» (г. Санкт-Петербург) <http://www.eim-engineering.ru/production/zashhita-okruzhayushhej-sredyi/aktivnyie-sistemyi/>.

Оборудование, производимое данной компанией, имеет следующую основную техническую характеристику:

- Системы генерируют поток тумана высокой плотности, состоящий из капель воды от 5 до 150 микрон;
- Распределение потока тумана по площади до 7 Га и нести его на расстояние от 30 до 150 метров в зависимости от модели;
- Эффективность 80-90% и выше;
- До 180 форсунок разного распыла на трех независимых кольцах;
- Работа до -30°C без ПАВ;
- Частичное или полное автоматизированное управление (радиуправление/локальное управление, внедрение в АСУ);
- Интеллектуальная система управления (автоматизированный выбор режима в соответствии с погодными условиями);
- Мобильное и стационарное исполнение на опорах до 18 метров, полностью оборудованных для зимнего применения;
- Подключение к существующим сетям или автономная работа;
- Возможность использования морской воды или воды технического назначения;

Системы более 10 лет поставляются на предприятия Крайнего севера РФ и полностью адаптированы для условий эксплуатации до -30°C (при этом для поддержания высокой эффективности установки эксплуатируются в режиме распыления воды без применения поверхностно-активных веществ (ПАВ) до -20°C).

Основные мероприятия по снижению физических факторов шума и вибраций на объектах модификаций УКПНИГ

К основным мероприятиям такого характера, учитывая категорию вибраций, присущей для объектов УКПНИГ, относятся:

- оптимизация работы технологического оборудования, использование звукопоглощающих материалов и индивидуальных средств защиты от шума;
- регулярное техническое обслуживание производственного оборудования в рамках плановых графиков ППР и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей;
- за счет комплексной автоматизации технологических процессов и применения современных телекоммуникационных средств вывод постоянных рабочих мест их зон размещения источников небезопасной вибрации и шумов.

Для снижения уровня шума и вибраций на установках компрессоров ГМИ (Установка 360) и товарного газа (Установка 361) предусмотрены ниже приведенные меры.

Снижение уровня вибрации компрессорной станции достигается установкой привода компрессоров и самого агрегата компрессора на общую раму, повышающая вибропоглощающую массу основания компрессорной станции. Рама выполнена в виде металлической конструкции, состоящей из опорных балок и конструкций для непосредственного крепления оборудования, с виброизоляцией. Под рамой предусмотрены массивные свайные фундаменты с виброизоляцией.

Компрессоры уплотнительного газа тоже устанавливаются на фундаменты, аналогичной конструкции для крепления оборудования с виброизоляцией.

Применительно к проблеме защиты окружающей среды виброгашение преимущественно реализуется за счет увеличения эффективной жесткости и массы корпуса машин путем крепления их в единую замкнутую систему с массивным фундаментом с помощью анкерных болтов через применение виброизолирующих опоры между опорной плитой машины и ее фундаментом. Это приводит к снижению виброактивности колебательной системы, а следовательно, к ослаблению воздействия на окружающую среду.

В процессе эксплуатации технологического оборудования компрессорных станций должны приниматься меры к устранению в элементах конструкции машин и механизмов излишних люфтов и зазоров, что обеспечивается периодическим освидетельствованием машин и механизмов с целью устранения отмеченных недостатков. Возникающее в процессе эксплуатационного износа излишние люфты и зазоры являются также источниками вибрации в процессе эксплуатации.

Допустимые уровни шума на рабочих местах в производственных помещениях и на территории объекта должны соответствовать гигиеническим нормативам, см. выше Табл. 1.4.10.3 -3.

Допустимые уровни транспортно-технологической и технологической вибрации рабочих мест должны соответствовать гигиеническим нормативам, см. выше Табл. 1.4.10.3 -4.

1.4.10.4. Принципиальные организационно-технические меры по системе покидания, эвакуации и спасению персонала

Присутствие на технологических объектах значительных объемов углеводородных газов и жидкостей может привести к авариям, вынуждающим персонал покинуть рабочие места, объект или комплекс.

Первоочередные аварийно-спасательные работы включают действия по спасению людей, локализации или ликвидации аварий, защите обслуживающего персонала от опасных факторов в условиях аварий и пожара и могут выполняться с привлечением имеющихся на данном объекте сил и средств.

Аварийно-спасательные мероприятия по спасению людей заключаются в перемещении персонала из мест его дислокации на момент аварии во временное убежище или сборный пункт. Следующий этап предполагает организацию и последовательную эвакуацию людей в безопасное место

В случае чрезвычайных ситуаций разработаны мероприятия и системы безопасной эвакуации и спасения персонала, которые включают в себя:

- маршруты покидания со всех точек объекта, где может находиться технический персонал;
- пункты сбора для защиты людей – временные укрытия, обеспечивающие защиту на время, необходимое для действий, предусмотренных планом;
- маршруты эвакуации из временных укрытий в безопасное место;

- транспортные средства.

Покидая участок аварии на объекте, персонал обязан направиться к пункту сбора – временному убежищу в следующих случаях и соблюдая следующий порядок действий:

- При включении сигнала обнаружения сероводорода и углеводородов персонал прекращает работу, надевает индивидуальные дыхательные аппараты и продолжает работы по ликвидации утечки или покидает опасное место;
- Персонал оценивает ситуацию по объявлениям громкоговорящей связи, рукавным фильтрам, по информации систем обнаружения пожара и газа, по индивидуальной связи для выявления наиболее безопасного временного убежища и пути покидания;
- Персонал покидает опасное место по определённым путям в направлении выбранного временного убежища.

В ходе указанных операций персонал может по мере необходимости подключать свои дыхательные аппараты к пунктам дозаправки воздуха для дыхания.

Маршруты покидания отвечают следующим требованиям:

- На всех основных участках предусматривается не менее двух отдельных маршрутов покидания;
- В помещениях ни одному человеку не придётся перемещаться более 5 м до маршрута или доступа к маршруту покидания, в противном случае предусматривается дополнительный маршрут;
- Ширина всех основных маршрутов и доступа не менее 1200 мм, высота не менее 2200 мм, лестницы имеют площадку шириной 1500 мм, что обеспечивает проход с носилками;
- Доступ персонала к маршрутам выполнен шириной не менее 750 мм и высотой 2050 мм, размеры дверей не менее 2010 на 800 мм;
- Все маршруты хорошо освещены, в них предусматривается аварийное освещение на период не менее 120 минут;
- Все маршруты покидания эвакуации и доступа обозначены фотолюминесцентными указателями и стрелками, направляющими персонал в безопасное место;
- Покрытия маршрутов покидания и эвакуации являются безопасными и надежными.

Во время эвакуации при аварии с выбросом сероводорода необходимо ориентироваться на указатели ветра (рукавные флюгера) и двигаться против ветра. В ночное время рукавные флюгера освещаются, а освещение имеет дополнительную поддержку от системы бесперебойного электроснабжения.

Система обнаружения газа тоже может просигнализировать в операторной миграцию и направление газового облака, эта информация будет передана с помощью звуковых и визуальных сигналов, а также по системе громкоговорящей связи.

Ящики с портативными дыхательными аппаратами (по два комплекта) и пункты дозаправки воздуха предусмотрены на всех участках, где возможно присутствие сероводорода.

Временные укрытия находятся на достаточном расстоянии от любого источника техногенного воздействия, в т.ч. возможного источника взрыва и огня, поэтому основным назначением временных укрытий на УКПНиГ является защита персонала от опасностей, связанных с утечкой токсичных газов. Временные укрытия предусматриваются в различных зонах УКПНиГ в помещениях Сателлитных станций и здание Бытового блока.

Помимо указанных выше временных укрытий, на территории УКПНиГ предусмотрено ранее выполненным и утверждённым проектом строительство Временных убежищ FTR «В» и FTR «С».

Временное убежище FTR «В», расположено в районе Установки 220 – Транспортировка и хранение нефти. Вместимость временного убежища составляет 300 человек.

Временное убежище FTR «С», расположено южнее Установки 330 – Удаление кислых газов, Пусковой комплекс 2. Вместимость временного убежища составляет 300 человек.

Временные укрытия будут иметь автономное обеспечение электроэнергией и воздухом, средствами связи и управления, камерами замкнутой системы телевидения и достаточную площадь для размещения людей.

Для организации мероприятий по ликвидации последствий любых аварийных или чрезвычайных ситуаций существует Центр ликвидации аварий, расположенный в Бытовом блоке УКПНиГ.

1.4.10.5. Мероприятия по обеспечению охраны труда и техники безопасности для объектов модификаций и изменений

Предусмотренный в рамках данного проекта состав изменений и модификаций (PCN's и eMOC's) по устранению узких мест (УУМ) на Наземном комплексе (см. выше Табл. 1.1.5-3. Состав объектов изменений и модификаций), по которым принят ряд технических решений и дополнений направленным в первую очередь на устранение узких мест по гидравлическим ограничениям в трубопроводных коммуникациях и выявленных в существующем оборудовании, а также направленным на совершенствование и модернизацию отдельных технологических процессов, оборудования и систем вспомогательно-производственного и инженерного обеспечения, непосредственно осуществляются по существующим объектам и оборудованию, в результате чего являются неотъемлемыми их конструктивными элементами. В связи с этим существующие и действующие в настоящее время на предприятии мероприятия по обеспечению охраны труда и техники безопасности автоматически распространяются на основную часть вновь проектируемых объектов изменений и модификаций. В итоге чего, для таких новых объектов модификаций разработка проектных решений по обеспечению дополнительных мер по охране труда и технике безопасности в соответствии с действующими требованиями НТД РК в области ОТ и ТБ не требуется. Действующие требования ОТ и ТБ к существующему объекту распространяются на соответствующую модификацию.

Ниже в разделе приведены проектные решения по мероприятиям обеспечения охраны труда и техники безопасности касательно тех объектов изменений и модификаций, которые являются дополненными и территориально обособленными на промышленной площадке УКПНиГ и которые направлены на дополнительные оптимизации и модернизации производственного комплекса по внедрению лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности, обеспечивающих в условия наращивания мощности существующего объекта повышение уровня безопасных условий его эксплуатации и функционирования.

1.4.10.5.1. Открытый склад серы. Комовая сера. Механизированная экскаваторная разработка серных блоков

В связи с внедрением на существующем открытом складе серы, Установке 334, дополненного способа разработки серных блоков, механизированной экскаваторной разработки с получением комовой серы, были предусмотрены в рамках этого объекта следующие модификации:

- eMoC 24624. eMoC 26367. Система пылеподавления для проекта дробления серы (PAD-1) Установка НТ;
- eMoC 25338. Установка бытовых контейнеров (Кабина обеспыливания одежды персонала; Аварийный душ) для персонала сероуглеродного производства;
- eMoC 26027. Мобильная погрузочная рампа для площадки;
- eMoC 26094. Система пылеподавления (с ЕНТ) для площадки дробления серы_2;
- eMoC 26111. Освещение карт.

В соответствии с нормативными требованиями «Требования промышленной безопасности при хранении серы и разработке серных блоков» разработка серных блоков осуществляется с соблюдением следующих основных организационно-технических мер безопасности:

- на серной карте находится персонал, непосредственно выполняющий работы по крошению и погрузке комовой серы;
- все другие работы прекращаются;
- обеспечивается присутствие пожарного наблюдателя с заряженным пожарным рукавом наготове во время и не менее 30 минут после окончания основных работ для предотвращения возможных случаев возгорания;
- поверхность участка, предназначенная для разработки серного блока, увлажняется для пылеподавления;
- перед началом взламывания серного пласта экскаваторами, рабочая зона ограждается предупредительными знаками;
- для предотвращения распространения серной пыли при разработке серного блока, при транспортировке и погрузке серы используется пылеподавление водой, Обе погрузочные рампы оснащены системами пылеподавления «Сухой туман», а процесс взламывания осуществляется под сопровождением пылеподавления с помощью мобильной системы «Мокрого тумана», причем при любых сезонных условиях, в т.ч. в условиях зимы;

- все работы по погрузке серы производят под наблюдением ответственного лица.

При следующих метеорологических условиях погоды прекращается разработка серных блоков и погрузка серы:

- при скорости ветра более 15 м / с;
- в период грозы;
- в период ограниченной видимости (менее 50 м).

Особые требования предусматриваться к экипировке персонала, работающего на серных картах:

- во время работы на серных картах, применяемая спецодежда полностью застегивается, брюки одеваются поверх сапог и завязываются на голенищах. Ношение защитных очков и касок обязательно;
- после выполнения работ на серных картах необходимо вымыть руки перед приёмом пищи, питьём;

при наличии на теле видимого покрытия серной пыли, после окончания рабочей смены, принимается душ и меняется рабочая одежда. Не допускается ношение одежды, испачканной в сере, из-за опасности возгорания и получения ожогов. Дополнительно, для выше отмеченных требований в рамках данного проекта предусмотрена специальная кабина по обеспыливанию рабочей одежды персонала.

1.4.10.5.2. PCN 21017. Модульные здания для укрытия операторов (BRM)

На площадке УКПНИГ предлагается установить пять (5) передвижных взрывоустойчивых модулей (BCM), которые с точки зрения обеспечения безопасных условий и охраны труда предоставляют операторам защищенное место для коротких перерывов на отдых, проведения сменных совещаний и повседневной деятельности (ведение журналов и протоколов).

Одной из важнейшей функцией BRM является защита персонала от опасного производственного фактора, взрывной волны происшедшего крупного инцидента.

Конструкция BRM и его фундамент спроектированы так, что выдерживают динамическую нагрузку ударного давления. Предполагается, что взрывные нагрузки действуют как ударные волны и могут прийти с любого направления. Конструкция укрытия должна соответствовать требованиям по опасностям взрыва, пожара и токсичности, как определено в ASCE 41088. Также укрытие устойчиво на воздействие внешних факторов, таких как ветровая нагрузка, снеговая нагрузка и термические напряжения, что гарантирует его пригодность к эксплуатации. Соединение конструкции укрытия с фундаментом фиксируется анкерными болтами. Эти болты спроектированы таким образом, что выдерживают давление взрыва и предотвращает опрокидывание и значительное скольжение во время взрыва.

Минимальные требования к BRM согласно внутреннему нормативу организации (KE01-A1-000-AK-H-RE-0063-000), обеспечивающие безопасное нахождение в нем полевого персонала, представлены в Табл.1.4.10-1.

Таблица 1.4.10-1. Минимальные требования к BRM согласно внутреннего норматива организации

Место установки BCM	Требование	Характеристики
1	2	3
УПГ (BCM #3)	Взрывоустойчивость Прим. 1	Конструкция здания с избыточным давлением Прим 2 - 0.6 бар,
	Внешняя огнестойкость Прим. 1	H-120
	Внутренняя	A-60

Место установки ВСМ	Требование	Характеристики
1	2	3
	ПиГ / ГС/ОО:	Оснащена внешними датчиками ПиГ (обнаружение горючих и токсичных газов в воздухозаборнике ОВКВ), внутренними датчиками дыма и тепла Звуковая и визуальная системы - связаны с системой ГС/ОО УКПНИГ, чтобы оповещать персонал об инцидентах, происходящих на УКПНИГ.
Примечания: 1. Включает все внешние компоненты, например стены, двери, окна, итд. 2. Конструкция здания с избыточным давлением в два раза выше, чем расчётные аварийные нагрузки избыточного давления.		

Во избежание критических воздействий от внешних техногенных ОПФ на ВРМ и тем самым максимально защитить персонал выбор места размещения укрытий осуществлялся по следующим критериям:

- Укрытия должны быть расположены как можно ближе к назначенному месту обслуживания;
- Как можно дальше от зон скопления людей и технологического оборудования, чтобы снизить риск токсичности, пожара и взрыва до уровня ПДНУ, но при этом достаточно близко, чтобы его могли использовать операторы;
- Близость к существующей инфраструктуре для минимизации затрат на проектирование, установку и ввод в эксплуатацию.

Взрывостойкие модули представляют собой здание с габаритными размерами в плане 8250х3700х3500 мм, состоящее из двух помещений:

- Вестибюль;
- Офисное помещение.

Каждое здание оборудовано системами автоматической пожарной сигнализации, ОВКВ, системой ГС/ОО. Наружные стены ВСМ имеют степень огнестойкости 120 минут, а внутренние перегородки 60 минут

Система отопления обеспечивает поддержание температуры внутреннего воздуха в отопительный период плюс 20-24° С

Каждое взрывостойкое здание оборудуется системой приточно-вытяжной вентиляции, которая поддерживает допустимые метеорологические условия и чистоту воздуха в помещении пребывания персонала.

Для обнаружения и контроля наличия в воздухе помещений модулей вредных веществ предусмотрена система ПиГ, которая обеспечивает:

- Внешнее обнаружение ПиГ (обнаружение горючих и токсичных газов) на воздухозаборном канале системы ОВиКВ и возле входной двери;
- Внутреннее обнаружение дыма и тепла;
- Внутренний звуковой и визуальный маяк, связанный с системой ГС/ОО УКПНИГ, для оповещения операторов об инцидентах, происходящих на УКПНИГ

1.4.10.5.3. еМоС 25640. Установка 560. Установка нейтрализации отработанного каустика.

Установка нейтрализации отработанного каустика предназначена для нейтрализации отработанного каустика (из системы MEROX) посредством закачки серной кислоты из Блока дозирования реагента (БДР) для снижения значения pH и подачи азота для усиления продувки газа (H₂S, RSH и т. д.).

Установка рассчитана для нейтрализации 50 м³/сут отработанного каустика. Блок рассчитан выдерживать агрессивный диапазон pH 2-14. Установка нейтрализации отработанного каустика связана

с обращением токсичных, взрывопожароопасных и агрессивных сред: сероводородом, 37% раствором серной кислоты.

Для создания безопасных условий работы операторов проектными решениями предусмотрены следующие меры:

- планировочными решениями площадки блоков нейтрализации и дозирования для локализации потенциальных проливов агрессивных сред выделены в поддоны и ограждены защитным бортиками;
- для зачистки поддонов от проливов и твердых осадков площадки блоков обеспечены подачей технической воды для осуществления гидроуборки и промывки оборудования перед осуществлением ППР;
- сброс продувочных газов с аппаратов нейтрализации осуществляется в существующую факельную систему НД;
- на площадке хранения серной кислоты А1-560-ТА-006 предусмотрено размещение аварийного душа. Блок дозирования А1-560-ХХ-007 обеспечивается существующим аварийным душем, расположенный в непосредственной близости от проектируемой площадки;
- для обеспечения безопасного функционирования БКУ УНОК процесс автоматизирован и предусматриваются системы РСУ, АО и ПиГ с интеграцией в существующую ИСУБ.

Учитывая специфичность УНОК, свойственной объектам химической промышленности, при эксплуатации установки нейтрализации отработанного каустика необходимо строго соблюдать нормативные требования «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов химической отрасли промышленности», утвержденные приказом № 345 Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года.

Эксплуатация УНОК допускается при наличии:

- проектной, проектно-конструкторской документации;
- положения о производственном контроле;
- технологических регламентов;
- плана ликвидации аварий;
- обученного и допущенного к производству работ на объектах химической промышленности, в соответствии с законодательством в области промышленной безопасности, персонала;
- паспортов на технические устройства;
- руководств изготовителей по эксплуатации технических устройств, применению материалов.

1.4.10.6. *Дополнительные организационно-технические мероприятия по охране труба и технике безопасности, необходимые для Этапа I*

В связи с наращиванием производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе эксплуатирующей организацией необходимо выполнить корректировку следующих эксплуатационных документов в области промышленной безопасности:

- «Декларация промышленной безопасности опасного производственного объекта» с последующей регистрацией в уполномоченном государственном органе в области промышленной безопасности;
- «План ликвидации аварий» с последующим согласованием с профессиональной аварийно-спасательной службой в области промышленной безопасности;
- «Паспорта технологических трубопроводов»;
- «Паспорта сосудов работающих под давлением»;
- «Технологический регламент»;
- Проведение технических освидетельствований и обследований опасных технических устройств

1.4.11. Инженерно-технические мероприятия по промышленной безопасности, гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

Предусмотренные в рамках данного проекта изменения и модификации (PCN's и eMOC's) по устранению узких мест (УУМ), а также направленные на дополнительные оптимизации и модернизации производственного комплекса по внедрению лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности на Наземном комплексе (см. выше Табл. 1.1.5-3. Состав объектов изменений и модификаций), являются либо неотъемлемыми их конструктивными элементами существующего модернизируемого оборудования и установок, либо являются технологически связанными дополнительными объектами расширений со смежно расположенными застройками к существующим установкам.

В связи с выше отмеченным существующие и действующие в настоящее время на предприятии инженерно-технические мероприятия по обеспечению промышленной безопасности и по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера распространяются на вновь проектируемые объекты изменений и модификаций и являются актуальными действующими для них.

1.4.11.1. Инженерно-технические мероприятия по Гражданской обороне

В соответствии с заданием на проектирование (см. Приложение 22.1) разработка Инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне для комплекса УКПНиГ не требуется, т.к.:

- территория УКПНиГ в существующих границах оградений данным проектом не изменилась, а на существующей территории дополнительных объектов технологически нового назначения с расширением внутренней застройки и требуемым дополнительным штатным персоналом в рамках данного проекта не предусматривается;
- осуществляемые в рамках данного проекта изменения и модификации существующих объектов и установок не предусматривают увеличение существующей штатной численности обслуживающего персонала;
- инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне для комплекса УКПНиГ, ранее были разработаны и выполнены согласно отдельному проекту ТОО «ЭкспертПромСервис», UI57972 (Agir КСО 2013-0268)-TPD-000-ПЗ-ИТМ ГОиЧС.

Для укрытия рабочих и служащих в случае поступления сигнала «Воздушная Тревога» предусмотрено существующее Защитное сооружение ГО, в мирное время которое используется, как «Заглубленный склад хранения имущества гражданской обороны наземного комплекса (УКПНиГ), вместимостью 100 человек», класса А-IV.

В целях обеспечения эвакуации и укрытия персонала, в случаях возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного характера функционируют отдельно стоящие временные убежища, а также выделены специальные помещения для укрытия персонала в зданиях различного назначения, расположенные на территории УКПНиГ. Данные сооружения предназначены для защиты персонала от опасностей, связанных с утечкой токсичных газов.

Состав временных убежищ и укрытий приведены ниже в подразделе 1.4.11.5.

1.4.11.2. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного характера

1.4.11.2.1. Основные опасные производственные факторы вредного воздействия на персонал

Поражающие факторы источников техногенных ЧС по генезису подразделяют на факторы:

- Прямого действия или первичные - первичные поражающие факторы непосредственно вызываются возникновением источника техногенной ЧС;
- Побочного действия или вторичные - вторичные поражающие факторы вызываются изменением объектов, окружающей среды первичными поражающими факторами.

Поражающие факторы источников техногенных ЧС по механизму действия подразделяют на факторы:

- Физического действия;
- Химического действия.

К поражающим факторам физического действия в результате возможной аварии на рассматриваемом в настоящем проекте объекте, можно отнести:

- Воздушную ударную волну;
- Обломки или осколки;
- Экстремальный нагрев среды;
- Тепловое излучение («огненный шар» и его поражающее действие; тепловое излучение пожара).

К поражающим факторам химического действия можно отнести токсическое действие опасных химических веществ.

Нефтегазовая как инефтехимическая отрасль по своей природе являются довольно опасными и могут нанести вред окружающей среде, человеческому здоровью и безопасности. Отказы системы могут поставить под угрозу жизни людей, загрязнить окружающую среду и повредить репутации и финансам оператора. В связи с этим существующая практика безопасной эксплуатации данных объектов постоянно находится под изучением с целью обобщения и распространения современного и эффективного опыта по снижению риска опасных производственных факторов и обеспечивающего безопасность. В качестве профилактических мер, с целью разработки и совершенствования барьеров безопасности на предприятиях, а также планирования организационно-технических мер по ликвидации последствий аварийных ситуаций при их возникновении в нормативных документах обобщен анализ причин их возникновения и сценарии развития опасных производственных факторов.

Для объектов нефтегазовой отрасли существует характерная типовая схема построения сценариев развития аварийных ситуаций с указанием основных причин их возникновения, которая ниже представлена на Рис. 1.4.11.-1.

Возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного характера, на проектируемом объекте, исходя из анализа происшедших аварий на аналогичных объектах, могут спровоцировать в основном, следующие события:

- Воздействие природной среды, вызывающей коррозию оборудования, сооружений и коммуникаций;
- Воздействие в связи запредельным отклонением технологических параметров от регламентных уровней (температуры, давления, вибрации, агрессивности паров и обращающихся в процессе легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, повышенных нагрузок на сооружения и механизмы и т.д.);
- Разгерметизация оборудования, фланцевых соединений и трубопроводов с последующей утечкой;
- Нарушение персоналом правил эксплуатации оборудования, несоблюдение которых чревато возникновением внештатных ситуаций;
- Несоблюдение графиков планово-предупредительного ремонта;
- Внезапное прекращение подачи электроэнергии и другие факторы.

В рамках ранее разработанных проектов обустройства УКПНиГ (см. выше раздел 1.2) с целью безопасного размещения объектов обеспечения жизнедеятельности на УКПНиГ (объектов с постоянным пребыванием персонала и рабочими местами) для определения зон разрушения при возникновении аварийных ситуаций были рассмотрены три предполагаемых варианта, два на складской зоне и третий вариант на технологической зоне.

Аварией с максимальными последствиями, как для обслуживающего персонала, так и для оборудования и окружающей среды может послужить:

- разгерметизация резервуара с нефтью РВС-80000 в складской зоне на Установке 220,
- разгерметизация резервуара с СУГ в складской зоне на Установке 221;
- и в технологической зоне взрыв входного сепаратора нефти на Установке 200;
- взрыв газового коллектора с Морского комплекса высоко сероводородсодержащим газом на входе к Установке 300.

Анализ расчетов по воздействию поражающих факторов техногенного характера показал, что при возникновении аварии на рассматриваемом производстве, возможно возникновение местной чрезвычайной ситуации, так как зона чрезвычайной ситуации не выходит за пределы двух районов

области, при этом размер материального ущерба окружающей среде и объектам хозяйствования может составить от 15 до 100 тысяч месячных расчетных показателей.

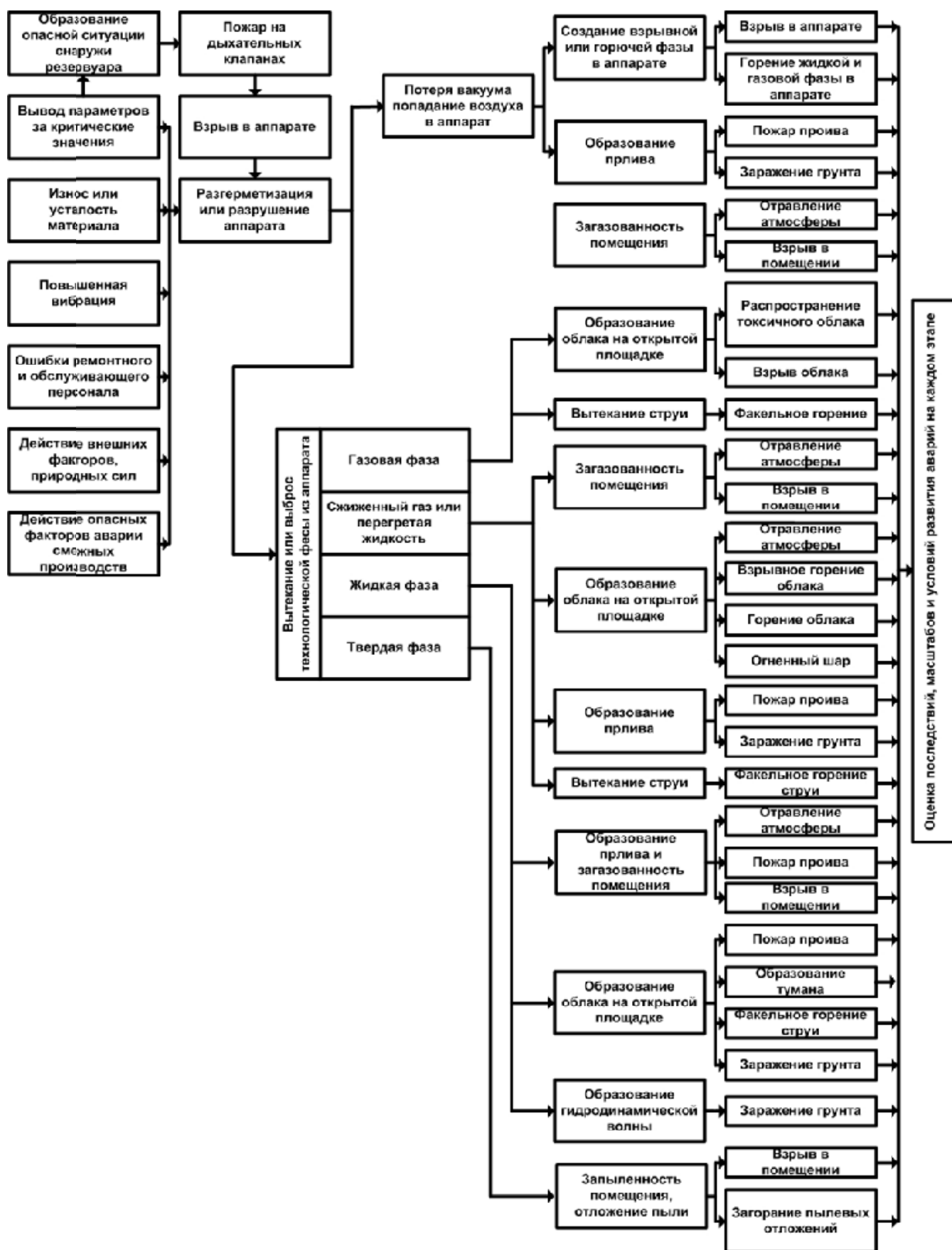


Рис. 1.4.11-1. Типовая схема построения сценариев развития аварийных ситуаций с указанием основных причин их возникновения (РД 09-536-03. Методические указания о порядке разработки плана локализации (ликвидации) аварийных ситуаций (ПЛАС) на химико-технологических объектах)

1.4.11.2.2. Основными мероприятиями по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного характера на промышленной площадке

Комплекс основных мер по предупреждению чрезвычайных ситуаций, как в части их предотвращения (снижения рисков их возникновения), так и в плане уменьшения потерь и ущерба от них (смягчения последствий), предусматриваются как организационно-технического, так и инженерно-технического характера.

К организационно-техническим мероприятиям, реализованным на УКПНиГ, относятся:

- Мониторинг и прогнозирование чрезвычайных ситуаций, тщательный анализ происшествий (отказы, неполадки оборудования, нарушение регламента и др.), создание собственной информационной базы данных;
- Систематическое обучение и тренинг персонала на подтверждение компетентности в правильных действиях при возможных аварийных обстоятельствах под руководством и при содействии представителей местных исполнительных органов власти в области ЧС;
- Осуществление контроля и надзора за соблюдением норм технологического режима, правил и норм техники безопасности, промышленной санитарии, промышленной и пожарной безопасности;
- Систематическая проверка технического состояния средств индивидуальной и коллективной защиты персонала;
- Создание системы оповещения как персонала, находящегося на территории производственного объекта, так и населения прилегающих районов;
- Выполнение технических освидетельствований и обследований опасных технических устройств.

К инженерно-техническим мероприятиям относятся комплекс решений, закладываемые при проектировании объекта, разработке и конструировании оборудования:

- Обеспечение прочности и герметичности сосудов, динамического оборудования и трубопроводов, при разработке оборудования и машин в соответствии заданными исходными требованиями и требованиями норм для разработки и эксплуатации;
- Степенью комплексной автоматизации, обеспечивающей безопасную эксплуатацию оборудования и трубопроводов на заданных режимах без постоянного присутствия на них обслуживающего персонала, а также автоматической защитой и блокировкой технологического оборудования от повреждений при возникновении аварийных ситуаций, дистанционным контролем и управлением технологическим процессом. Примером такого комплексного инженерно-технического решения является внедренная на комплексе УКПНиГ система ИСУБ, которая подробно представлена в разделе «Контроль и автоматизация»

К основным направлениям по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного характера, которые закладываются в ИТМ по предупреждению ЧС, можно отнести следующие направления:

- Решения по исключению разгерметизации оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ;
- Решения по обеспечению пожаро-взрывобезопасности технологических процессов;
- Сведения о численности и размещении производственного персонала УКПНиГ, которые могут оказаться в зоне поражающих факторов в случае возможной аварии;
- Сведения о численности и размещении населения на прилегающей территории, которая может оказаться в зоне действия поражающих факторов в случае возможной аварии;
- Организация вертикальной структуры управления производством;
- Создание центра ликвидации аварийных ситуаций.

Организационно-технические мероприятия и инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенной природы разрабатываются в комплексной взаимосвязанности между собой для достижения максимального эффекта синергии. Характеристика данных мероприятий, как барьеров безопасности, приняты согласно ранжированию по принципу в зависимости от степени эффективности, представлены ниже в Табл. 1.4.11-1. Организационно-технические мероприятия и инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенной природы взаимодействуют между собой на протяжении всего жизненного цикла проекта и на своих этапах проекта

играют необходимую свою роль. Также эти вида мероприятий динамично взаимодействуют при сценарии возникновения потенциальной угрозы ОПФ, в момент его возникновения инцидента, а также в дальнейшем в процессе развития его последствий, см. ниже Рис. 1.4.11-4. «Современная концепция управления рисками с применением диаграммы «галстук-бабочка».

Ранее выполненными проектами и настоящим предусмотрены следующие решения, направленные на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ:

- Принятая в проекте степень автоматизации технологического процесса обеспечивается наличием необходимых средств контроля и управления;
- Потенциально опасные объекты, аварии на которых могут представлять опасность для проектируемого объекта, оснащены системами автоматического контроля, регулирования, блокировки и др.;
- Оборудование, работающее под давлением, оснащены предохранительными клапанами;
- Трубопроводы и оборудование перед остановом на ремонт освобождаются от продуктов, продуваются инертным газом (азотом), пропариваются и промываются до достижения в них концентрации вредных и взрывопожароопасных веществ, не превышающей предельно допустимые нормы;
- Технологическое оборудование, подобрано исходя из условий безопасной работы – блочное, герметичное;
- Технологический процесс транспортировки взрывопожароопасных сред, герметизирован;
- Оборудование имеет сертификаты соответствия;
- Использование труб с повышенными эксплуатационными свойствами из материалов, соответствующих климатическим условиям района строительства;
- Размещением трасс технологических трубопроводов на безопасном расстоянии от существующих установок, подземных трубопроводов в соответствии с требованиями нормативных документов;
- Выполнением пересечений с коммуникациями, транспортирующими другие среды, в стальных футлярах, с толщиной стенки трубопровода, превышающей расчетную толщину рабочей трубы на 10%, с соблюдением нормативных расстояний по вертикали и др.

Для оценки пожаро-взрывоопасности технологических процессов проводились исследования, которые охватывали: оценку пожаробезопасности, оценку взрывобезопасности, оценку опасности при рассеивании газа, оценку опасностей при рассеивании дыма, оценку взрывобезопасности операции, не связанных с технологическим процессом.

В результате осуществленной оценки риска взрывоопасности и анализа возможных предпринимаемых адекватных мер по его предотвращению предложены следующие мероприятия:

- Замена огнеопасных материалов на огнебезопасные, минимизация количества огнеопасных материалов и хранение их в отдельных местах;
- Выявление, удаление и разделение источников воспламенения;
- Уменьшение плотности компоновки оборудования, увеличение расстояния между соседними компонентами, барьеры для предотвращения эскалации пожара;
- Распознавание и минимизация опасностей, связанных с процессом нарушения герметичности, на стадии проектирования, установка встроенных средств безопасности, меры по предотвращению распространения и ликвидации нештатных ситуаций;
- Внедрение системы аварийного останова (система противоаварийной защиты).

При проектировании УКПНиГ обеспечена организация технологических процессов, исключающая возможность взрывов в системе при регламентированных значениях параметров и допустимом диапазоне их изменения. Технические характеристики системы управления, аварийного останова, продувки, приборов обнаружения огня и газа, противоаварийной защиты, систем пожаротушения обладают скоростью обработки информации и активации, соответствующей скоростям изменения значений параметров процесса в требуемом диапазоне. Технологические установки, в которых при отклонении от регламентированного режима проведения технологического процесса возможно образование взрывоопасных смесей или возможность их взрыва, обеспечиваются системами подачи в них инертного газа азота.

Система аварийного останова (система противоаварийной защиты) и сброса давления направлена на разделение, дефрагментацию технологической линии и оборудования, заполненных углеводородами, на изолированные друг от друга секции в соответствии с уровнями их расчетных давлений и останавливает работающее оборудование.

Эта система также обеспечивает сброс газов из этих секций в факельную систему.

Система противоаварийной защиты будет обеспечивать работу устройств управления и индикации систем безопасности комплекса до самого последнего возможного момента и до полного завершения последовательности останова по сигналу систем противоаварийной защиты ПАЗ (системы аварийного останова CAO) и системы обнаружения пожара и загазованности ПиГ.

В рамках системы ПАЗ (CAO) предусмотрены средства для обеспечения безопасного перекрытия и останова оборудования в случае выхода его из строя, нарушения технологического регламента, утечки газа или пожара. Система ПАЗ рассчитана на инициацию предварительно запрограммированных действий автоматически при обнаружении ненормальных технологических условий или по сигналу от ручного устройства. В составе системы должны быть предусмотрены средства взаимной блокировки системы разрешений, что позволяет ручную или автоматическую инициацию системы аварийного сброса давления.

В состав системы аварийного останова и сброса давления входит следующее оборудование:

- Специальные датчики, устанавливаемые на оборудовании;
- Факельные коллекторы;
- Блокировочные клапаны;
- Продувочные клапаны, выведенные на факельные коллекторы;
- Предохранительные клапаны давления;
- Программируемые логические контроллеры.

Практически все технологические объекты нефтегазодобычи относятся к категории особо опасных производственных объектов. На них возможно появление событий и ситуаций, способных нанести серьезный вред здоровью населения, заводского персонала и/или окружающей среде, а также значительный ущерб имуществу предприятия. Как следствие особое отношение к разработке и оснащению такой триады комплексных средств автоматизации типа «АСУТП/PCY/ПАЗ».

В этой триаде PCY, как класс АСУ ТП служит для децентрализованной организации управления распределенными технологиями газоподготовки и переработки. Системы ПАЗ являются обязательными компонентами PCY для решения задач обеспечения безопасности объекта УКПНИГ.

Архитектура функционирования средств автоматизации «АСУТП/PCY/ПАЗ», обеспечивающая безопасное функционирование процессов на УКПГ и их надежное управление представлена на рис. Рис. 1.4.11-2.

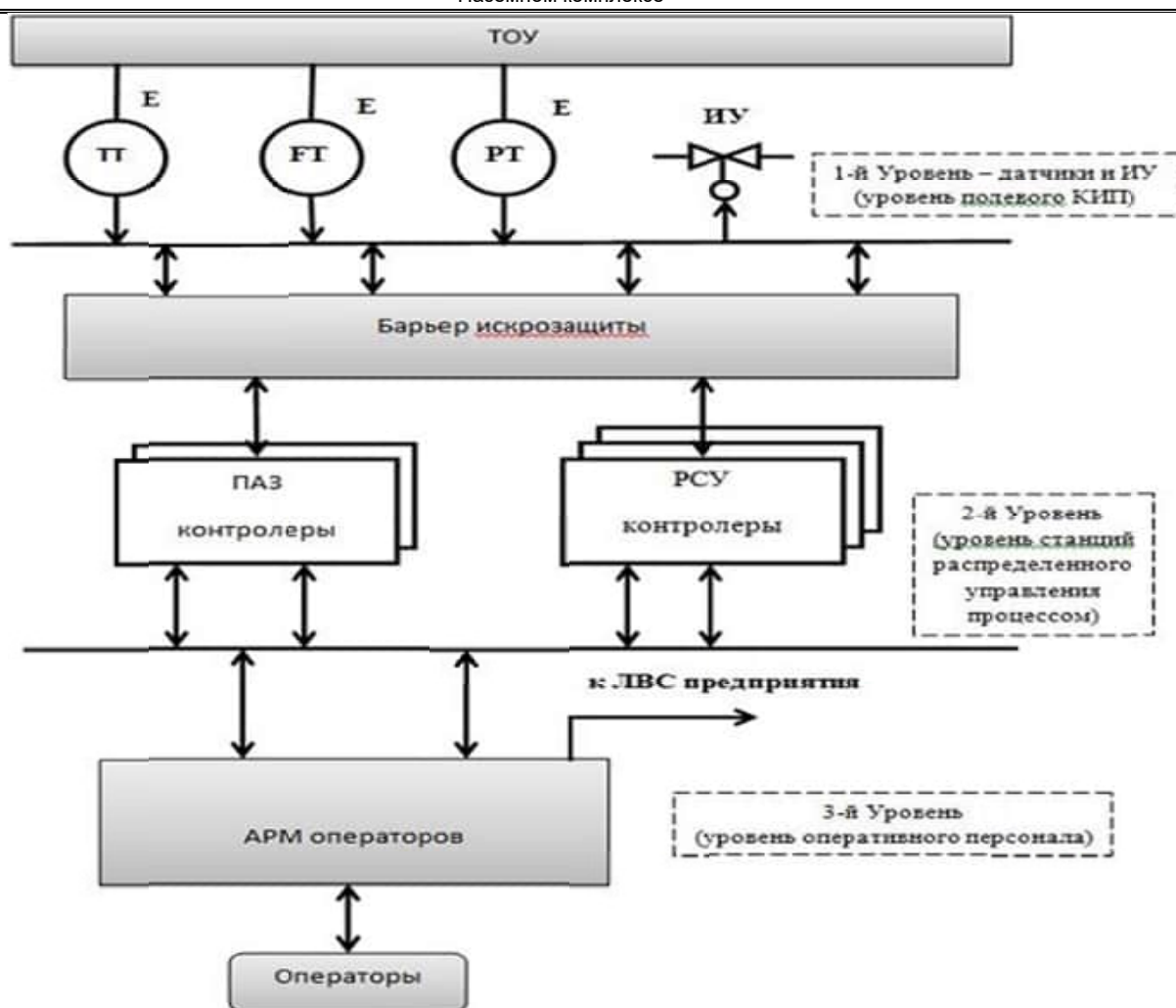


Рис. 1.4.11-2. Архитектура средств АСУТП/PCY/ПАЗ

Архитектура взаимодействующих средств PCY+ПАЗ представлена на рис. 1.4.11-3.



Рис. 1.4.11-3. Архитектура средств PCY+ПАЗ

Выше отмеченный комплекс мер по применению барьеров безопасности, обеспечивающие безопасные условия функционирования объектов УКПНИГ и создание безопасного нахождения на нем обслуживающего персонала, соответствует общепринятым нормативным подходам.

Характеристика типовых барьеров безопасности, принятые согласно ранжированию по принципу в зависимости от степени их эффективности и отражающая решения данного проекта, представлена ниже в таблице 1.4.11-1 («Качество против безопасности. <http://www.klubok.net/article2701.html>. Ghaleiv M. Quality vs. Safety // Quality Progress. – 2013. – September. Перевод с англ. Л.А. Конаревой).

Таблица 1.4.11-1. Характеристика барьеров безопасности, принятые согласно ранжированию по принципу в зависимости от степени эффективности

№№ п/п	Тип барьера безопасности и его подкатегории		Характеристика	Примечания
1	2		3	4
1.	ПЕРВИЧНЫЕ	Технические (высокая эффективность)	Могут предотвратить распространение фактора риска, снизит опасность ситуации, смягчит последствия или уменьшить вероятность возникновения фактора риска. Если технический барьер не срабатывает, то угроза передается на другой технический барьер до реализации потенциально опасного события (до достижения иницирующего события). Тоже самое относится и к дальнейшей эскалации от иницирующего события до последствий.	В практике риск-менеджмента данный тип барьера безопасности иногда определяют как « Исполнение принципов проектирования », т.к. все мероприятия предусматриваются в проектах на строительство объектов.
1.1.		Технически активные	Срабатывают по требованию. К ним относятся: – аварийный отсекающий клапан, – дренажная система, – система аварийного останова (АО) – система ПАЗ; – система автоматического включения резервного (АВР); – система аварийного опорожнения и подачи инерта в технологическое оборудование и пр.); – система автоматического пожаротушения (АПТ); – система автоматического сброса давления (АСД); – система дымоудаления;	
1.2.		Технически пассивные	Барьеры функционируют на постоянной основе и исполняют барьерную функцию одним своим присутствием: – предохранительный клапан; – факельная система; – аварийная емкость;	

№№ п/п	Тип барьера безопасности и его подкатегории		Характеристика	Примечания
1	2		3	4
			– обвалование, устройство отбортовки на площадках; – первичные средства пожаротушения (ПСП); – архитектурно-планировочные решения: ▪ удобство подходов и проинкновения в помещения пожарных подразделений; ▪ снижение опасности распространения огня между этажами. Отдельными помещениями и зданиями; ▪ противопожарные разрывы; ▪ преграды для распространения огня (пожаропрочные и взрывонепроницаемые перегородки; противопожарные покрытия); ▪ выполнение конструкции зданий из трудно горючих материалов; ▪ Зонирование территории; ▪ Легкосбрасываемые конструкции; ▪ Противодымовая защита; – Правильный по назначению выбор материалов и конструкции оборудования, их изготовление, проверка и тестирование, а также соответствующее место установки; – Специальные технические и химические средства защиты конструкций и оборудования от коррозии; – закрытая дренажная система; – открытая дренажная система и пр.	
1.3.		Технические системы контроля	Активизируют другие барьеры, предотвращающие или смягчающие последствия опасного события: – система обнаружения пожарной и газовой опасности (ПиГ); – система автоматической пожарной сигнализации (АПС);	Барьеры данного типа не могут предотвратить развития аварийной ситуации, но могут активизировать другие барьеры, которые это

№№ п/п	Тип барьера безопасности и его подкатегории		Характеристика	Примечания
1	2		3	4
			– система PCY ACY ТП; – система автоматизированного мониторинга зданий и сооружений; – система АСУЭ; – система аварийной сигнализации – система оповещения об аварии и пр.	сделают
2.		Организационные (человеческие) (средняя эффективность)	Способствуют контролю процесса и деятельности: Данный тип барьеров может уменьшить вероятность инициирующего события путем укрепления других барьеров или предотвращения их ослабления, но в случае, если потенциально опасное событие уже инициировано, то данный тип барьеров, как правило, не может ни предотвратить его развитие, ни уменьшить последствия.	
2.1.		Процедурные	– инспекции и наблюдения; – инструменты контроля; – управление процессом; – оценка риска работ в рамках осуществления риск-менеджмента; – осуществления аудита системы менеджмента качества; – осуществление планово-предупредительных ремонтов (ППР) и технического обслуживания (ТО) согласно разработанного графика; – использования глобального банка данных по надежности, собранных с различных морских установок по всему миру, статистической базы OREDA (выбор и применение надежного оборудования с меньшей частотой отказов, построение оптимальных графиков ППР, использование при оценке рисков, реализуя методы риск-менеджмента в повышении уровня безопасности объектов) – система наряд-допусков и т.п.	

№№ п/п	Тип барьера безопасности и его подкатегории		Характеристика	Примечания
1	2		3	4
2.2.		Эксплуатационные (человеческие)	– контроль со стороны оператора по соблюдению технологического регламента; – контроль со стороны оператора по соблюдению безопасности; – надзор контролирующих государственных органов и служб предприятия; – периодические обходы и т.п.	
3.		Фундаментальные (низкая эффективность в непосредственной близости от события)	Их действия разделяются во времени от возникновения угрозы до реализации фактора риска. Тем не менее фундаментальные барьеры вносят чрезвычайно важный и эффективный вклад в обеспечение безопасности системы путем проверок и контроля уязвимых мест системы и исходных причин отказов.	
3.1.	ВТОРИЧНЫЕ	Процедурные	– анализ проекта; – оценка строительно-монтажной готовности объекта; – оценка индивидуальных испытаний в рамках ПНР; – оценка комплексного опробования под нагрузкой на исходном сырье в рамках ПНР; – оценка ввода в эксплуатацию; – проверка внутреннего распорядка; – анализ эксплуатации; – анализ и использование – поддержание культуры безопасности; – совершенствование Методики с принятием критериев оценки сжиганий, всесторонне учитывающие все риски функционирования опасного производства; – подтверждение квалификации (получение сертификатов, обучение и сдача экзаменов);	

№№ п/п	Тип барьера безопасности и его подкатегории		Характеристика	Примечания
1	2		3	4
3.2.		Человеческие	– система поддержания здоровья персонала; – развитие социальных программ для персонала; – повышение уровня заработной платы персоналу и пр.	Повышение имиджа компании и ее устойчивости в ранке

Примечания:

1. Все типы барьеров безопасности подразделяются на первичные и на вторичные.
2. Функции первичных барьеров:
 - Ликвидация;
 - Предотвращение;
 - Уменьшение;
 - Смягчение или управление возникновением и развитием потенциально опасного события, а также эскалации опасности;
3. Функции вторичных барьеров:
 - Предотвращение ослабления, разрушения или падения (отказа) первичных барьеров. Т.е. вторичные барьеры предназначены для укрепления первичных.
4. К первичным барьерам относятся технические и организационные (человеческие), а ко вторичным – фундаментальные.

Человеческие (операторные) относятся как к первичным, так и ко вторичным

Принципиальная взаимосвязь различного рода принимаемых мероприятий по безопасности на объектах, принимаемых так называемых барьеров безопасности, представленных выше в табл. 1.4.11-1, с угрозами (опасностями), проявлениями техногенных событий и их последствий согласно методов проведения риск-менеджмента в рамках стандартов системы «Менеджмента риска» (ГОСТ Р ИСО/МЭК 31010-2011. «Менеджмент риска. Методы оценки риска») на примере применения метода «**Bow-Tie**» представлены ниже на Рис. 1.4.11-4.



Рис. 1.4.11-4. Современная концепция управления рисками с применением диаграммы «галстук-бабочка»

Современные концепции управления рисками в отдельных случаях метод анализа риска «Галстук-бабочка» относительно организационных барьеров рассматривают значительно более углубленно, учитывая человеческий фактор, т.к. принимаемые на этом уровне барьеры безопасности могут существенно снижать вероятности появления и самих угроз (причин и опасностей), см. выше Рис. 1.4.11-4.

Роль барьера заключается в том, чтобы предотвратить или ограничить последствия крупной аварии. Левая сторона «галстука-бабочки» (рисунок 1.4.11-4) описывает то, как события и обстоятельства отдельно друг от друга или же в комбинации могут вызвать опасность и привести к нежелательному, пагубному случаю, который может повлиять на активы, людей, окружающую среду и репутацию организации. При этом диаграмма «галстука-бабочки» выявляет прочность защитной структуры организации, а также количество и типы барьеров

Барьеры могут быть самыми разнообразными и завися от идентифицированной угрозы.

Барьерами могут быть проектные решения, материальные структуры, процессы или вмешательства в процесс.

Учитывая современные подходы в риск-менеджменте, которые направлены на комплексный и всесторонний анализ эффективности барьеров безопасности на всех секторах функционирования промышленных объектов (см. на рисунок 1.4.11-4), их условно можно сгруппировать по признаку общего целевого назначения:

- Превентивные барьеры безопасности, нацеленные на снижение вероятности появления угроз (опасности, причин). К ним, как правило, относятся барьеры организационного характера;
- Превентивные барьеры безопасности, целью которых является снижение вероятности и предотвращения появления критического отказа (реализации выявленной опасности), а также удержание под контролем развитие дерева отказов в пределах ветки «опасность-событие» на безопасном уровне. Как правило, к данным барьерам относятся такие его типы как технические активные и технические контроля, см. выше Табл. 1.4.11-1;
- Барьеры безопасности по снижению тяжести последствий аварийного события или инцидента с опасными производственными факторами, где «**опасный производственный фактор**» - физическое явление, возникающее при авариях, инцидентах на опасных производственных

объектах, причиняющее вред (ущерб) физическим и юридическим лицам, окружающей среде» («Автоматизированное проведение анализа видов, последствий и критичности отказов. В.И. Рубинов адъюнкт кафедры ВВИА им. Н.Е. Жуковского, г.Москва; В.Я. Головин начальник кафедры ВВИА им. Н.Е. Жуковского, кандидат технических наук, доцент. г.Москва»). Данными барьерами, как правило, могут выступать барьеры безопасности технически пассивного типа.

Однако выше приведенная классификация и групповое разделение барьеров безопасности носит относительно условный характер, чему свидетельствует факт существования различных классификаций барьеров. Они, учитывая индивидуальные подходы создания систем безопасности на каждом из опасных промышленных объектах, могут размещаться на разных участках веток развития цепи отказов и событий, начиная от возникновения угрозы и завершая конечным событием

1.4.11.3. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного характера

На территории проектируемого предприятия вероятно воздействие следующих основных факторов опасности природных процессов, следующих из материалов инженерных изысканий и природно-климатических характеристик района строительства:

- Рельефа и геоморфологических;
- Гидрогеологических в сфере взаимодействия зданий и сооружений с геологической средой;
- Сейсмичности с учетом сейсмического микрорайонирования.

По категории оценки сложности все выше приведенные факторы для района расположения Наземного комплекса и, в частности для УКПНиГ, относятся к «Простым».

Категорирование предусматривает три категории: простая, средней сложности, сложная.

Службами Наземного комплекса осуществляются следующие основные мероприятия, предупреждающие воздействие факторов природных процессов:

- Мониторинг гидрометеорологических явлений по Атырауской области;
- Мероприятия по содержанию автомобильных дорог в зимнее время;
- Контроль угроз воздействий пыльных бурь;
- Мероприятия по защите от молний.

Мониторинг опасных гидрологических явлений и процессов является составной частью системы государственного мониторинга окружающей природной среды.

Мониторинг опасных гидрологических явлений и процессов осуществляется организациями, специально уполномоченными по проведению мониторинга окружающей среды в целях своевременного выявления и прогнозирования развития негативных процессов. Уполномоченные органы по проведению мониторинга и прогнозирования опасных явлений водных объектов осуществляют сбор, обработку, обобщение, накопление, хранение и распространение информации на местном (локальном), региональном (территориальном), республиканском уровнях.

Зимнее содержание автомобильных дорог представляет собой комплекс мероприятий по защите и очистке дорог от снега, борьбе со скользкостью и наледями для обеспечения нормального движения транспортных средств по дороге в зимнее время года.

Все дороги подвержены снегозаносимости, под которой понимается подверженность дороги снежным заносам.

Одной из основных мер, устраняющих заносимость, является подъем насыпи. Высота насыпи должна составлять для местности 0,75 метра.

Защита дорог от снежных заносов также осуществляться с помощью снегозащитных насаждений или искусственных устройств. К снегозадерживающим устройствам относятся снежные траншеи, снежные стенки и валы, переносные щиты, снегозадерживающие заборы и т.д.

При появлении снега на дорожном покрытии проводится очистка дорог от снега специально предназначенной для этого техникой.

Пыльные бури на территории Атырауской области возможны в любое время года. Ветер, дующий со скоростью более 30 м/сек (108 км/час) приводит к повреждениям опор линий электропередач, кровли крыш, остекления зданий, различных легких сооружений.

В зимний период года, ураганный ветер ведет к возникновению метелей продолжительностью до суток, наряду с низкими температурами воздуха.

При угрозе возникновения урагана руководством службы ГО доводится информация до обслуживающего персонала о складывающейся обстановке. Ставятся конкретные задачи (в зависимости от обстановки) противоаварийным службам.

Мероприятия по защите от молний включают в себя последовательность действий по защите зданий, сооружений и персонала от попаданий молнии. Первоочередной задачей является захват прямого удара молнии в предпочтительной точке на сконструированных для этих целей молниеприёмниках.

Системы молниезащиты и заземления на рассматриваемых объектах разработаны в соответствии с СП РК 2.04-103-2013.

В таблице 1.4.11.-2 представлены факторы опасности природных процессов на территории УКПНиГ, основанные на материалах инженерных изысканий и природно-климатических характеристик района строительства.

Таблица 4.11-2. Факторы опасности природных процессов

Характеристики	Категории оценки сложности		
	Простые	Средней сложности	Сложные
1	2	3	4
Рельеф и геоморфологические	+	-	-
Гидрогеологические в сфере взаимодействия зданий и сооружений с геологической средой	+	-	-
Опасные природные процессы, сейсмичность с учетом сейсмического микрорайонирования	+	-	-
«+» - категория оценки сложности природных условий для рассматриваемого производственного объекта			

1.4.11.4. Центр ликвидации аварийных ситуаций

Центр ликвидации аварийных ситуаций предназначен для ликвидации последствий любых аварийных или чрезвычайных ситуаций.

Размещение Центра ликвидации аварийных ситуаций предусматривается на втором этаже здания Главной операторной.

В Центре ликвидации аварий предусматриваются все необходимые средства связи: телефоны, портативные рации, средства для организации видеоконференций, плюс любые резервные аппараты.

Рабочая станция РСУ в Центре ликвидации аварий предусматривается только для наблюдения над технологическими процессами на УКПНиГ, Промысловыми трубопроводами и Морскими объектами.

В Центре ликвидации аварий также предусматривается архив с чертежами и документацией установок и оборудования, так как это может потребоваться для группы ликвидации аварий при их работе в аварийных условиях.

Как выше было отмечено, что обеспечение безопасных условий функционирования таких технологически сложных и опасных объектов, каким является УКПНиГ, является задачей комплексной и многоуровневой, где предусматривается системно взаимосвязанные различные технические и организационно-технические системы и методы их управления.

Следует иметь в виду как представлено выше в Табл. 1.4.11-1, что применение систем ПАЗ является не единственным способом достижения необходимого уровня промышленной безопасности производственных объектов, хотя она является важнейшим элементом системы управления безопасностью технологического процесса, направленной для предотвращения аварийных ситуаций.

Как выше было отмечено: системы ПАЗ для объектов нефтегазодобычи рассматриваются как своего рода последний рубеж средств (барьер), за которыми происходит разрушение технологического объекта, неконтролируемый взрыв или выброс опасных веществ и возможно - гибель людей.

Наряду с электронными системами ПАЗ на них должны функционировать и другие системы и средства, обеспечивающие безопасность производства (служба пожарной охраны, системы автоматического пожаротушения, система оповещения о чрезвычайных ситуациях, предохранительные клапаны и др.). Совокупность таких систем и средств образует «многослойную» систему защиты персонала (см. рис. 1.4.11-3), окружающей среды и имущества предприятия от возможных неблагоприятных событий на производстве и от их последствий.



Рис. 1.4.11-3. Типичные слои защиты и функции безопасности, применяемые для снижения рисков на объектах нефтегазодобычи

1.4.11.5. Мероприятия по эвакуации и спасению персонала

Присутствие на технологических объектах значительных объемов углеводородных газов и жидкостей может потенциально привести к авариям, вынуждающим персонал покинуть рабочие места, объект или комплекс.

Системы покидания, эвакуации и спасения (ПЭС), включают в себя:

- Маршруты покидания со всех точек объекта, где может находиться линейный персонал;
- Пункты сбора для защиты людей (временные убежища), обеспечивающие защиту на время, необходимое для действий, предусмотренных планом;
- Маршруты эвакуации, позволяющие перевести персонал из временного укрытия в безопасное место;
- Другие средства покидания и оборудование, если перемещение людей во временные укрытия невозможно или небезопасно, транспортные средства и сооружения для спасения людей в таких случаях.

Покидая участок аварии на объекте, персонал обязан направиться к пункту сбора – временному укрытию в следующих случаях и соблюдая следующий порядок действий:

- При включении сигнала обнаружения сероводорода и углеводородов персонал прекращает работу, надевает индивидуальные дыхательные аппараты и продолжает работы по ликвидации утечки или покидает опасное место;
- Персонал оценивает ситуацию по объявлениям громкоговорящей связи, рукавным фильтрам, по информации систем обнаружения пожара и газа, по индивидуальной связи для выявления наиболее безопасного временного убежища и пути покидания;
- Персонал покидает опасное место по определенным путям в направлении выбранного временного убежища.

Важнейшими техническими элементами системы эвакуации являются: система оповещения и организация временных укрытий персонала находящихся на рабочих местах промышленной площадки УКПНИГ.

Проектом предусматривается комбинированная система оповещения на всех участках УКПНИГ.

Данная система оповещения людей о пожарной и газовой опасности соответствует требованиям, предъявляемым к характеристикам 1,2,3 типов Систем оповещения согласно СН РК 2.02-02-2023 «Пожарная автоматика зданий и сооружений» (с изменениями от 22.01.2024 г.) и СП РК 2.02-102-2022.

Проектом предусматривается полностью дублированная система оповещения, определенная как система «А» и система «В». Охват всех участков УКПНИГ обеспечен шлейфами обоих префиксов.

Предусматривается дублирование всех основных подсистем и блоков в конфигурации «А» + «В».

Система ГС/ОО считается критически важной системой безопасности, предупреждающая персонал о возникновении опасных условий в любой точке промышленного комплекса и необходимости эвакуации из данной области. Другое назначение данной системы – обеспечение громкой связи в рабочем режиме

Проектом для обеспечения эвакуации и укрытия персонала, в случаях возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного характера предусматривается строительство отдельно стоящих временных укрытий, а также выделение специальных помещений для укрытия персонала в зданиях различного назначения, расположенных на территории УКПНИГ. Данные сооружения предназначены для защиты персонала от опасностей, связанных с утечкой токсичных газов.

Временные убежища, расположенные в Предзаводской зоне УКПНИГ:

- Временное убежище в здании КПП;
- Временное убежище в здании Бытового блока;
- Здание временного убежища (в районе КПП).

Общая вместимость временных убежищ, перечисленных выше, составляет 140 человек.

Также на территории Предзаводской зоны располагаются следующие здания, имеющие в своем составе помещения с временными убежищами для персонала:

- Основной пункт укрытия персонала, вместимостью – 130 человек;
- Здание склада WH1, вместимостью – 30 человек;
- Здание склада WH2, вместимостью – 30 человек;
- Здание пожарного депо, вместимостью – 40 человек.

На территории зоны Инженерного обеспечения укрытие персонала предусматривается в специальном помещении здания Главной операторной, вместимостью – 260 человек.

Помимо указанных Временных убежищ, на территории УКПНИГ предусмотрено ранее выполненным и утвержденным проектом строительство Временных убежищ FTR «В» и FTR «С».

Временное убежище FTR «В», расположено в районе Установки 220 – Транспортировка и хранение нефти. Вместимость временного убежища составляет 300 человек.

Временное убежище FTR «С», расположено южнее Установки 330 – Удаление кислых газов, Пусковой комплекс 2. Вместимость временного убежища составляет 300 человек.

Временные убежища имеют в своем составе различные бытовые помещения, оснащены системами автономного жизнеобеспечения: электроэнергией, водоснабжением и подачей воздуха, средствами связи и управления.

1.4.11.6. Решения по предотвращению постороннего вмешательства в деятельность предприятия

Для предотвращения внешних вторжений проектом предусмотрены следующие организационно-технические мероприятия:

- Система замкнутого телевидения;
- Система охраны и контроля доступа;
- Физическая охрана.

Проектом на УКПНиГ предусматривается **система цветной замкнутой телевизионной связи (ЗТВ)** для организации контроля на ключевых объектах. Система обеспечивает удаленное видеонаблюдение за состоянием основных установок, а также контроль над входом и выходом персонала из комплекса для целей охраны

Предусмотрена многоканальная видеозаписывающая аппаратура со средствами видеосъемки и отображения на цветных мониторах в Центральной операторной.

Система контроля доступа и проверки присутствия персонала обеспечивает следующие функции:

- Контроль доступа персонала;
- Проверка персонала в пунктах сбора при аварийных ситуациях;
- Контроля передвижения персонала.

Для УКПНиГ и общезаводских объектов предусматривается интегральная система охраны и контроля доступом.

Физическая охрана территории предприятия производится силами специализированных организаций, имеющими соответствующие лицензии и разрешения на осуществление охранной деятельности.

Охрана территории осуществляется в круглосуточном режиме по 12 часов в каждой смене, вахтовым методом по 28 дней в вахте.

1.4.11.7. Система оповещения

Система ГС/ОО считается критически важной системой безопасности, предупреждающая персонал о возникновении опасных условий в любой точке промышленного комплекса и необходимости эвакуации из данной области. Другое назначение данной системы – обеспечение громкой связи в рабочем режиме. Это даёт персоналу центральной операторной возможность общей трансляции обычных и чрезвычайных голосовых сообщений и сигналов.

Функциональные возможности системы включают в себя:

- Радиовещательные звуковые сигналы с автоматическим и ручным управлением, предупреждающие сигналы и речевые сообщения, а также сигналы противопожарных и газовых систем;
- Громкоговорители высокой интенсивности и визуальные проблесковые маяки на участках с высоким уровнем шума
- Возможность передачи речевого информационного сообщения на большой территории или в отдельные зоны с ручным управлением.

Звуковое оповещение имеет следующие тональности:

- ОБЩИЙ АВАРИЙНЫЙ СИГНАЛ – периодическое звучание (1000 Гц – одна сек. вкл., другая сек. выкл.);
- ГАЗ – непрерывное звучание (1000 Гц);
- ОПАСНОСТЬ МИНОВАЛА – устное сообщение.

Визуальное оповещение имеет:

- ПОЖАР - Желтый мигающий свет;
- ОБЩИЙ АВАРИЙНЫЙ СИГНАЛ - Желтый мигающий свет;
- ТОКСИЧНЫЙ ГАЗ - Красный мигающий свет.

1.5 СВЕДЕНИЯ ОБ ОЧЕРЕДНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА И ПУСКОВЫХ КОМПЛЕКСАХ

Организация строительства объектов м/р Кашаган и ввод их в эксплуатацию пусковыми комплексами был осуществлен на этапе освоения месторождения в период ОПР. Ниже дано краткое ретроспективное описание этапов осуществленного строительства объектов обустройства м/р Кашаган и введенных в эксплуатацию мощностей. Это важно понимать, т.к. на фазе полномасштабного освоения при промышленной эксплуатации на первых ее этапах в целях наращиваний добычи нефти до уровня 450 и 500 тыс. барр. нефти в сутки осуществляется дозагрузка свободных мощностей установок и оборудования, заложенных ранее в проектах периода ОПР. Это обстоятельство затронуло как объекты МК, так и объекты НК.

Ввод производственных мощностей установок Морского и Наземного комплексов с поэтапной загрузкой их производственных мощностей при поэтапном наращивании добычи нефти и газа на м/р Кашаган в период ОПР и Этапа I периода ПОМ выше представлен в таблице 1.3.2.1-1.

1.5.1. Организация строительства объектов месторождения Кашаган с выделением очередей строительства.

На первых этапах освоения месторождения в соответствие с первоначальным ранее утвержденным Проектом разработки ОПР 2005г., где рост уровня добычи планировался в 2 полки (150, 300), а в рамках ПОМ доведение добычи нефти до 450 тыс. барр нефти/сут, то строительство и ввод мощностей также планировался согласно уровням добычи по 3-м очередям строительства (см. Проект, Agip KCO/2003-0665-02) с целью не нарушения технологии разработки месторождения.

Проектные мощности как на Морском комплексе, так и на Наземном комплексе были возведены согласно ранее утвержденным проектом в три очереди строительства.

Фактические установленные проектные мощности Комплексов в соответствии с осуществленными очередями строительства представлены в таблице 1.5.1-1.

Таблица 1.5.1-1 Установленные проектные мощности комплексов обустройства месторождения в соответствии с этапами осуществленного строительства

Очередь строительства	Флюид	Единицы изм.	Установленные проектные мощности объектов			
			По отдельным очередям строительства		Суммарные по итогу построенных очередей	
			Морская подготовка	Наземная подготовка	Морская подготовка	Наземная подготовка
1	2	3	4	5	6	7
Очередь 1	Нефть	Барр./сут	225 000	165 000	225 000	165 000
	Газ обратной закачки	барр. экв. нефти/сут	-	-	-	-
	Товарный газ	барр. экв. нефти/сут	-	110 000	-	110 000
Очередь 2	Нефть	Барр./сут	225 000	165 000	450 000	330 000
	Газ обратной закачки	барр. экв. нефти/сут	75 000	-	75 000	-
	Товарный газ	барр. экв. нефти/сут	-	110 000	-	220 000
Очередь 3	Нефть	баррелей/сут	-	165 000	450 000	495 000
	Газ обратной закачки	барр. экв. нефти/сут	75 000	-	150 000	-
	Товарный газ	барр. экв. нефти/сут	-	-	-	220 000

Однако в ходе строительства по мере углубления представления и изученности резервуара были обновлены проектные документы разработки в процессе осуществления Авторских надзоров за разработкой и в результате был утвержден обновленный Проект разработки с изменением полок добычи (ОПР 2011), планируемых в рамках периода ОПР, а затем и разработано к нему Дополнение (ДОПР), где рост добычи был предусмотрен тремя платами с новыми уровнями добычи; 180, 295, 370 тыс. барр./сут,

Это обстоятельство принципиально изменило порядок освоения установленных мощностей на объектах Комплексов, что потребовало дополнительно организацию Пусковых комплексов, т.к. освоение мощностей в составе установок и оборудования согласно очередям строительства уже не соответствовало этапам наращивания мощностей и уровням добычи, предусмотренным новым Проектом разработки ОПР и его Дополнением

1.5.2. Введение в эксплуатацию Промышленных объектов пусковыми комплексами

В ходе строительства по мере углубления представления и изученности резервуара были обновлены проектные документы разработки в процессе осуществления Авторских надзоров за разработкой и в результате был утвержден обновленный Проект разработки с изменением полок добычи (ОПР 2011), планируемых в рамках периода ОПР, а затем и разработано к нему Дополнение (ДОПР), где рост добычи был предусмотрен тремя платами с новыми уровнями добычи; 180, 295, 370 тыс. барр./сут,

Это обстоятельство принципиально изменило порядок освоения установленных мощностей на объектах Комплексов, что потребовало дополнительно организацию 3-х Пусковых комплексов под новые полки добычи, т.к. освоение мощностей в составе установок и оборудования согласно очередям строительства уже не соответствовало этапам наращивания мощностей и уровням добычи, предусмотренным новым Проектом разработки ОПР и его Дополнением.

В период ОПР ввод в эксплуатацию и загрузка проектных мощностей установок МК и УКПНИГ НК был так и осуществлен, поэтапно по мере выполнения пуско-наладочных работ в рамках трех Пусковых Комплексов, которые обеспечивали достижение следующих объемов добычи и подготовки нефти и газа на каждом Пусковом комплексе:

- Пусковой комплекс 1 – 22,9 тыс.т/сут.нефти (180 тыс. барр./сут.); 14,8 млн.нм³/сут сернистого газа ВД (экв. 180 тыс. баррелей нефти /сут.);
- Пусковой комплекс 2 – 37,5тыс.т/сут.нефти (295 тыс. барр./сут.); 24,2 млн.нм³/сут сернистго газа ВД, в т.ч. 7,0 млн.нм³/сут по закачке газа СВД в пласт (экв. 75 тыс. барр. нефти/сут.);
- Пусковой комплекс 3 – 47,1 тыс.т/сут. нефти (370 тыс. барр./сут.) 30,4 млн.нм³/сут сернистого газа ВД, в т.ч. 14,0 млн.нм³/сут по закачке газа СВД в пласт (экв. 150 тыс. барр. нефти/сут.), который был принят в эксплуатацию подписанием Акта приемки объекта в эксплуатацию от 05.12.2018г.

Вывод на рабочий режим технологических объектов по Пусковым Комплексам предусматривал и ввод в эксплуатацию вспомогательного технологического оборудования систем инженерного обеспечения,. Аналогичный подход был выполнен касательно инженерных систем МК.

Схематическое расположение объектов пусковых комплексов на НК, которые были возведены в период ОПР и на которых к началу 2022 года был достигнут проектных показатель добычи первой фазы в 370 тыс. барр.нефти/сут, представлено на Рис. 1.5.2-1.

Настоящим проектом «Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе», который предусматривает путем внесения точечных модификаций и изменений (PCN's и MoC's) в существующие отдельные объекты обустройства, процессы и оборудование с целью устранения / расшивки узких мест по пропускной способности (debottlenecking объектов / DBN), и тем самым позволяющие создать условия для дальнейшего наращивания добычи нефти на месторождении Кашаган с 370 тыс. барр. в сутки периода ОПР до 450 тыс.барр. в сутки на Этапе I ПОМ, ни очереди строительства, ни пусковые комплексы согласно заданию на проектирование не предусматриваются, см. Приложение 1.10.1.

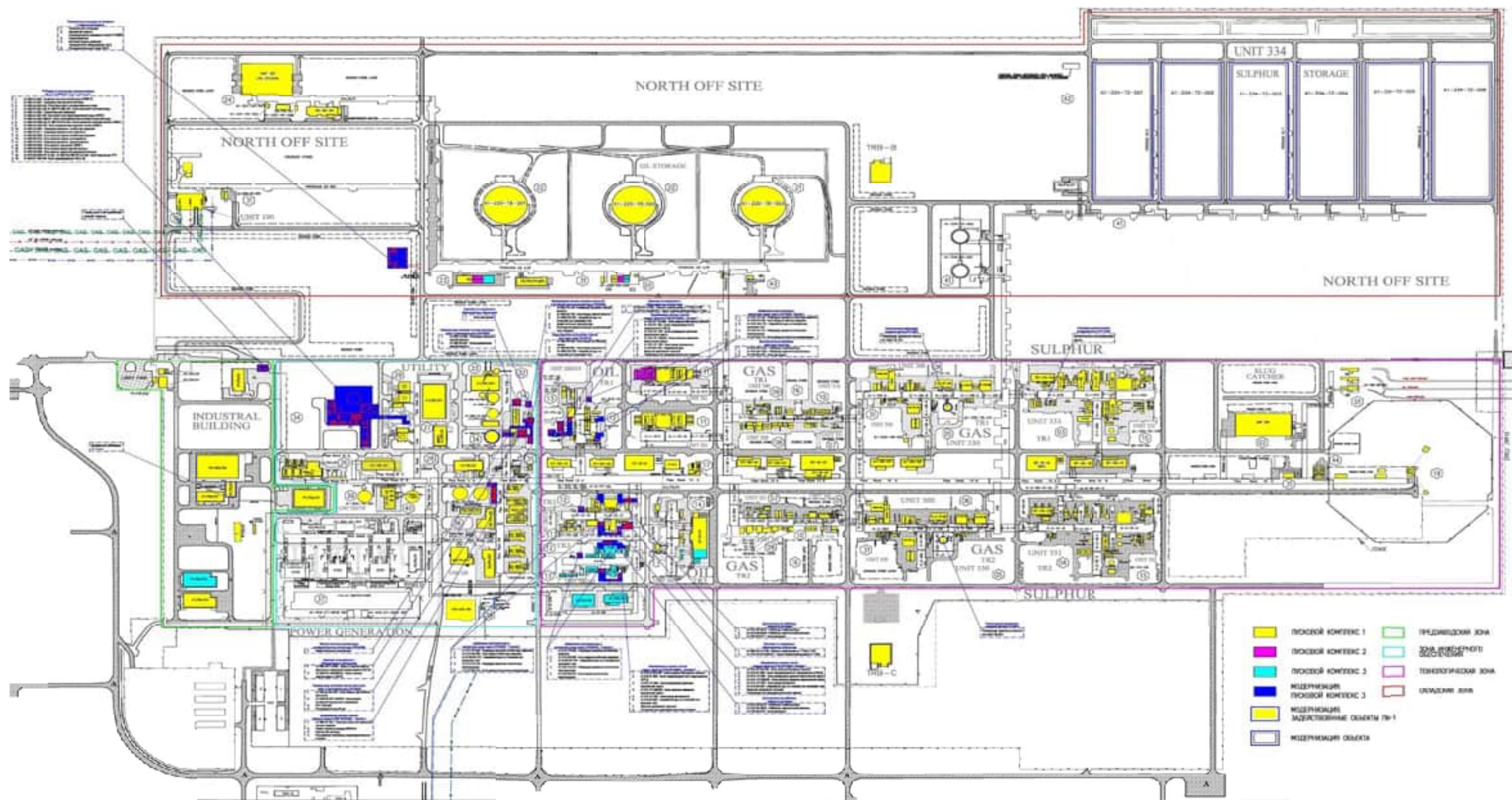


Рисунок 1.5.2-1. Генеральный план УКПНиГ с объектами, введенными ранее в период ОПР пусковыми комплексами, и объектами модернизации, введенными в рамках ПКЗ

1.6 МЕРЫ ПО СНИЖЕНИЮ УРОВНЯ РИСКОВ

Согласно положениям статьи 71 ЗРК «О гражданской защите» УКПНиГ относится к опасным производственным объектам, где должен применяется весь комплекс организационно-технических мероприятий по созданию безопасных условий его функционирования и условий нахождения обслуживающего персонала, которые предусмотрены действующими требованиями «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

В производственном процессе УКПНиГ обращаются и хранятся следующие взрывоопасные, пожароопасные и вредные вещества: высокосернистая нефть (7,6% H₂S), высокосернистый газ (12,9% - 75% H₂S), топливный газ, дизельное топливо, сжиженные пропан/бутан, метанол, каустик, диэтиленгликоль, диэтаноламин, ингибитор коррозии и др., которые несут потенциальные угрозы возникновения опасных производственных факторов.

Основным риском на объектах УКПНиГ Наземного комплекса является угроза безопасности при случайных утечках и выбросах содержащих H₂S углеводородов из перерабатывающего оборудования ввиду высокой концентрации H₂S в сочетании с высокими рабочим давлениями.

Основные базовые мероприятия по снижению рисков возникновения ОПФ были приняты на ранних стадиях разработки проектов обустройства и ввода в эксплуатацию объектов УКПНиГ.

Обеспечение необходимой безопасности труда и производства, максимального снижения риска вероятности возникновения ОПФ было заложено основными техническими решениями, принятыми в ранее утвержденных проектах за счет следующего:

- Нормативного размещения установок с соответствующими расстояниями между ними;
- Классификации функциональных зон с учетом принципа технологичности потоков;
- Осуществления непрерывного надзора с помощью контрольно-измерительных приборов;
- Регламентных запусков, отключений и продувок оборудования при осуществлении как пуско-наладочных работ, так и в периоды ППР;
- Предусмотренных систем обнаружения пожара и газа;
- Систем защиты от превышения давления;
- Системы аварийного останова;
- Системы охраны и контроля доступа;
- Сигнализации опасной концентрации газа;
- Системы оповещения;
- Изоляции оборудования;
- Технических характеристики оборудования с использованием максимальной герметизации;
- Применения вентиляционного оборудования и факельных систем;
- Дренажей и закрытой системы дренажа;
- Противопожарного оборудования и предусмотренных специализированных объектов данного профиля;
- Требований к системам управления и безопасности предприятия, организации постоянной системы обучения персонала и поддержания контроля за их навыками и знаний;
- Заранее продуманных решений по организации эвакуации и спасения персонала в моменты возникновения чрезвычайных ситуаций.

Эти комплексные меры создают основу мер по снижению различных рисков на производственной площадке УКПНиГ. Все последующие модификации, изменения и реконструкции должны быть органично интегрированы в эту действующую систему безопасности.

При определении защитных мер использовались следующие принципы управления рисками:

- устранение источников риска и упрощение конструкции;
- сведение к минимуму воздействие риска;

- проведение защитных мероприятий;
- обеспечения высоких уровней надежности оборудования и сведения к минимуму потребностей в техобслуживании;
- предусматривается применение блочно-комплектного оборудования полной заводской готовности и узловой метод монтажа при осуществлении СМР в условиях SIMOPS (ОВО - одновременно выполняемые операции), когда несколько формально независимых видов деятельности и/или операций, выполняются в одно и то же время и в такой близости друг от друга, что события, возникающие при выполнении одной операции, могут оказать воздействие на другие;
- исключение возможности повреждения систем в аварийной ситуации.

Согласно основному принципу проектирования в отношении всего проекта упор сделан на использование проверенной технологии и оборудования, простоту проекта и безопасную эксплуатацию, чтобы обеспечить минимальный уровень рисков. Предусмотрено надлежащее размещение сооружений. Кроме того, учтено существующее разделение на опасные и неопасные участки, а также максимально использованы открытые конструкции, что позволяет свести к минимуму уровень потенциальных рисков в отношении персонала и окружающей среды.

Учитывая тот факт, что значительный объем осуществляемых СМР будет производиться в условиях SIMOPS, то для всех идентифицированных ОВО (SIMOPS) необходимо будет выполнять оценку рисков, связанных с их проведением.

Оценка рисков ОВО (SIMOPS) проводится следующим образом:

- Идентификация ОВО (SIMOPS) на МК;
- Проведение оценки рисков каждой отдельной операции;
- Идентификация дополнительных опасностей, связанных с одновременным проведением ОВО (SIMOPS);
- Оценка уровня риска;
- Проверка адекватности планируемых мер контроля;
- Идентификация дополнительных мер по снижению уровня риска.

Процесс управления ОВО (SIMOPS) представлен на схеме, см. Рис.1.6-1.

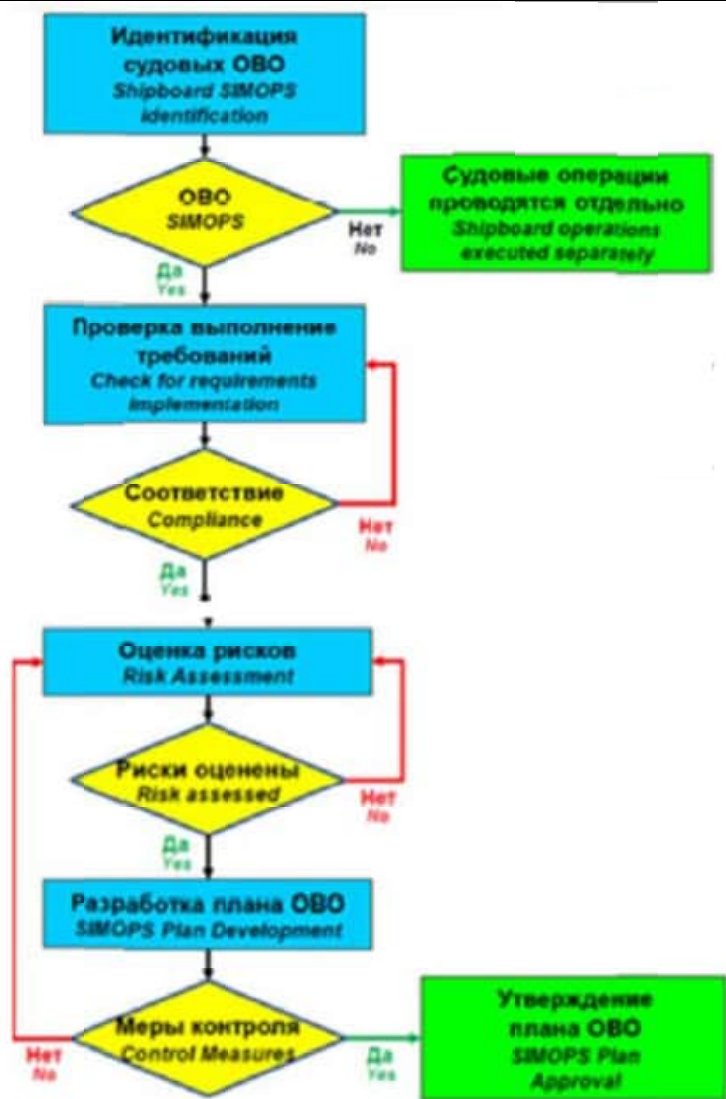


Рисунок 1.6-1. Процесс управления ОВО (SIMOPS)

В составе проекта помимо ранее принятых мер в составе ранее утверждённых проектов приняты отдельные дополнительные проектные решения с целью снижения уровня рисков, основными из которых являются:

- применение проверенных и допустимых КИПиА для нового установленного оборудования и трубопроводов с использованием токсичных веществ;
- Автоматизированная Система мониторинга эмиссий на Стационарных источниках выбросов (AEMS);
- снабжение важных средств обеспечения, таких как, воздух КИПиА и азот, посредством существующих модулей инженерного обеспечения с соответствующих площадок во избежание попадания этих средств на участки, на которых присутствуют токсичные вещества.

1.7 УПРАВЛЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВОМ (ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ И ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЭКСПЛУАТАЦИИ И УСТОЙЧИВОМУ ФУНКЦИОНИРОВАНИЮ ОБЪЕКТА)

1.7.1. Система технического управления предприятием

В качестве системы автоматизированного управления для всего месторождения Кашаган принята Интегрированная система управления и безопасности (ИСУБ).

Интегрированная система управления и безопасности используется для полнофункциональных систем контроля и управления всеми технологическими, инженерными и комплектными системами. Полная функциональность предполагает, что первичные средства оператора централизованы, а для всех наземных и морских объектов предусмотрены единые форматы отображения данных и интерфейс управления.

Эта система основана на цифровой микропроцессорной технике, причем функции сбора данных, управления и операторского интерфейса выполняются специальными подсистемами, взаимно соединенными с помощью высокоскоростной магистрали передачи данных.

Система управления и безопасности технологических процессов выполняет следующие функции:

- контроль технологического процесса и управление оборудованием для обеспечения требуемого уровня ведения процесса в соответствии с установленными для технологической установки объемами и договорными обязательствами по поставкам заказчикам;
- обеспечение надежной системой безопасности для предотвращения нежелательных ситуаций посредством защиты персонала, защиты оборудования, сокращение уровня загрязнения до минимума, снижение затрат на ремонт оборудования за счет оперативного выявления его неисправностей;
- обеспечение рационализации и стабилизации режимов работы технологического оборудования, достижения его оптимальной загрузки;
- внедрение высокоэффективной и надежной человеко-машинной системы контроля и управления на базе промышленных программируемых контроллеров и современных информационных технологий;
- обеспечение оперативности сбора, обработки и предоставления достоверной и своевременной информации оперативному и диспетчерскому персоналу для контроля и принятий решений;
- повышения производительности и улучшения условий труда персонала;
- предупреждение ошибочных действий обслуживающего персонала.

Интегрированная система управления и безопасности состоит из:

- Распределенной системы управления РСУ;
- Системы противоаварийной защиты ПАЗ (другое название данной системы – система аварийного останова САО);
- Системы обнаружения пожара и газа ПиГ.
- Системы Аварийного сброса давления (АСД) в факельную систему;

В ИСУБ также входят:

- Система диспетчерского управления и сбора данных систем трубопроводов (ДУСД);
- Система регулирования и контроля машинного оборудования;
- Система управления комплектными установками;
- Система управления активами.

Для организации системы управления и контроля всем технологическим процессом на территории УКПНИГ предусмотрены следующие объекты:

- Здание Главной операторной;
- Центр ликвидации аварийных ситуаций (в здании Главной операторной);

- Сателлитные станции КИП:
 - №1 для Установки подготовки нефти (SIS1 OT/SI/01),
 - №2 для Установки подготовки газа (SIS2 GT/SI/01),
 - №3 для Зоны инженерного обеспечения (SIS3 UT/SI/01),
 - №4 для Комплекса по извлечению и формовке серы (SIS4 PS/SI/01);
 - №8 для 3 линии Установки подготовки нефти (OT/SI/02);
- Аппаратная КИП в Подстанции №5, №6; Подстанции №31(OT/SS/03);
- Блок-боксы анализаторов;
- Аппаратная связи.

Архитектурная схема построения ИСУБ для наземного комплекса приведена на чертежах:

КЕ01-A1-000-IV-I-НН-0001-000

Устройства, установленные на площадках технологических установок УКПНиГ, соединены кабельными линиями с ближайшими местными сателлитными станциями, а те в свою очередь с Главной операторной УКПНиГ.

Распределенная система управления (PCY) предназначена для автоматического контроля и управления непрерывными технологическими процессами, процессами получения данных от размещенных на площадке контрольно-измерительных приборов и других систем, таких как системы аварийного останова, пожарной и газовой опасности и управления турбинами, с одновременным направлением информации оператору на человеко-машинные интерфейсы (ЧМИ).

Основными компонентами системы PCY являются:

- Рабочие станции;
- Технологические управляющие блоки (ТУБ);
- Технологические интерфейсные блоки (ТИБ);
- Модули ввода/вывода;
- Магистраль передачи данных;
- Системные и распределительные шкафы;
- Самописец последовательности событий;
- Система управления активами;
- Система управления информацией реального времени;
- Интерфейс с системами АО, ПиГ и другими.

Система аварийного останова или система противоаварийной защиты (ПАЗ) предназначена для предупреждения и предотвращения аварийных ситуаций, которые могут возникнуть во время технологических процессов как в результате влияния человеческого фактора, так и из-за сбоев в работе оборудования. Логика срабатывания системы САО (ПАЗ) представлена ниже на рис. 1.7.1-1.



Рис. 1.7.1-1. Логика срабатывания системы ПА3

Система противоаварийной защиты построена в проекте на специально сертифицированных для таких целей моделях программируемых контроллеров. Контроллеры имеют дублированную архитектуру, что в несколько раз повышает отказоустойчивость оборудования отвечающее за предотвращение аварийных ситуаций.

В случае возникновения опасности развития аварийной ситуации (см. Рис. 1.7.1-2) контроллеры ПАЗ реализуют алгоритмы по предотвращению аварийных ситуаций в соответствии с Правилами Локализации Аварийных Ситуаций (ПЛАС) принятыми на предприятии.

Система противоаварийной защиты параллельно с основной системой автоматизированного управления следит за состояниями аварийных сигнальных датчиков. В случае срабатывания которых система ПАЗ разрывает управление задвижками и двигателями от основной АСУ в результате чего они останавливаются или закрываются.

Системы ПАЗ для объектов нефтегазодобычи рассматриваются как своего рода последний рубеж средств (барьер безопасности), за которыми происходит разрушение технологического объекта, неконтролируемый взрыв или выброс опасных веществ и возможно - гибель людей.

Отказы, инциденты с опасными производственными факторами, аварии

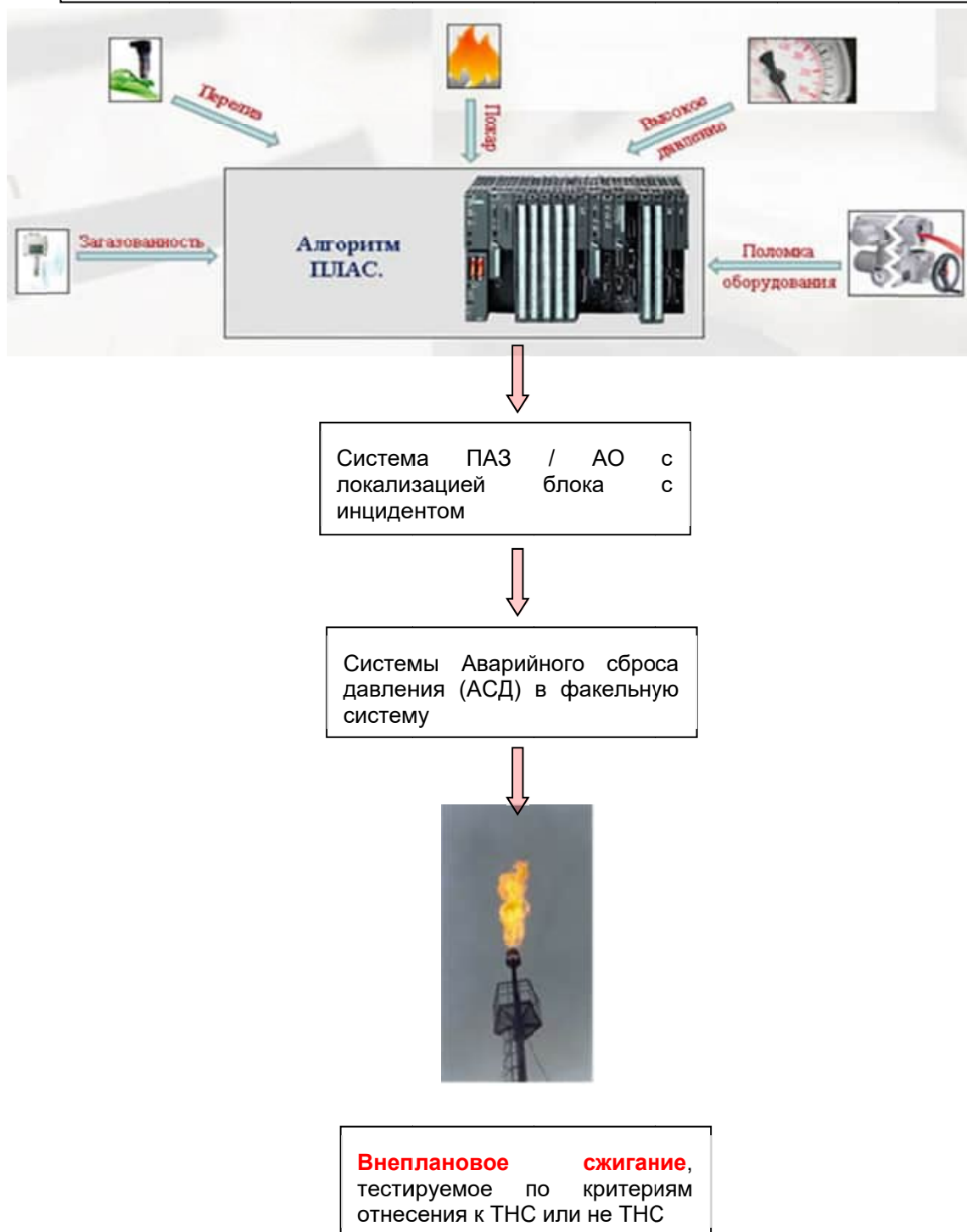


Рис.1.7.1-2. Типичные факторы инцидентов и аварийных ситуаций, вызывающие срабатывание системы ПАЗ и последующее внеплановое сжигание на типичных объектах нефтегазодобывающей отрасли (УКПНИГ)

Распределение функций системы ПАЗ, как компонента распределенной системы управления (PCY), являющейся в свою очередь компонентом АСУ ТП объектов, и самой PCY в обеспечение безопасного функционирования процесса на УКПНИГ представлена ниже на Рис. 1.7.1-3.

Кроме основной функции система ПАЗ обычно выполняет ряд дополнительных функций, которыми в типичных случаях являются:

- **автоматическое обнаружение** потенциально опасных изменений состояния технологического объекта или системы его автоматизации;

- **автоматическое измерение** технологических переменных, важных для безопасного ведения технологического процесса (например, измерение переменных, значения которых характеризуют близость объекта к границам безопасного режима ведения процесса);
- **автоматическая** (в режиме on-line) **диагностика** отказов, возникающих в системе ПАЗ и/или в используемых ею средствах технического и программного обеспечения;
- **автоматическая предаварийная сигнализация**, информирующая оператора технологического процесса о потенциально опасных изменениях, произошедших в объекте или в системе ПАЗ;
- **автоматическая защита от несанкционированного доступа** к параметрам настройки и/или выбора режима работы системы ПАЗ.

Системы аварийного останова предназначены для обеспечения безопасности персонала и сохранности оборудования, для защиты окружающей природной среды и сведения к минимуму потерь продукции. Достижение этих целей САО обеспечивается за счет:

- автоматического обнаружения неудовлетворительного состояния оборудования;
- автоматических действий в случаях обнаружения опасных условий технологического процесса путем обесточивания электрооборудования, отключения или перекрытия технологического оборудования;
- обеспечения возможности инициации действий Аварийного останова вручную;
- выполнения необходимых действий для устранения последствий пожара и утечки газа, обнаруженных системой обнаружения пожара и газа (ПиГ);
- включение звуковой и визуальной тревожной сигнализации через рабочую станцию РСУ для привлечения внимания оператора или другого персонала.

На рисунке 1.7.1-3 представлена совместная принципиальная картина в динамике развития ситуации на производственном объекте, связанная с плановыми и внеплановыми сжиганиями сырого газа на факельной системе и обеспечением контроля над технологическим процессом, обеспечением его безопасного уровня, а также представлены принципиальные уровни мер обеспечения безопасных условий на объекте при возникновении аварийной ситуации или инцидентах с опасными производственными факторами.

Как показано на рисунке сценарии по факельному сжиганию сырого газа и события по нему распределились и заняли свои уровни в зависимости от своих видов, принятых Методикой, на соответствующих характерных уровнях контроля над ведением технологического процесса и уровнях организации безопасности и защиты объекта при возникновении аварийной ситуации:

- при штатном режиме эксплуатации, когда параметры и показатели технологического процесса удерживаются на номинальном уровне системами РСУ АСУ ТП, то тогда на факельной системе осуществляется плановое технологическое неизбежное сжигание по сценариям утвержденной ПРПСГ по основным видам ТНС, $V_6 V_7 V_8$
- при возникновении сбоев, отказов и отклонений в работе технологического оборудования при неисправностях в системах управления и системах вспомогательно производственного и инженерного обеспечения режим технологического процесса на отдельных его стадиях и операциях временно может потерять свою стабильность в связи с чем, с целью его возврата и приведения в штатный режим, срабатывают система сигнализации и РСУ, оператор процесса оказывает незначительные корректирующие действия при необходимости.

При этом процесс входит в режим **предотвращения** развития дерева отказов и событий с целью предотвращения аварийной ситуации или возникновения инцидента с опасными производственными факторами. На начальной стадии так называемого «периода предотвращения», как правило, возникают незначительные сбои технологического оборудования и отклонения в его работе, в результате чего возникают внеплановые сжигания, которые относятся к ТНС V_9 .

Основными категориями сжиганий при технологических сбоях могут быть:

- неисправности оборудования и систем управления, к примеру, при срабатывании системы АВР, когда идет переключение агрегата с рабочего на резервное с кратковременной паузой;

- превышения рабочих параметров, таких как давление и расход, при которых осуществляется вынужденный сброс газа на факельное сжигание с целью удержания номинального режима в процессе.

На рисунке 1.7.4-3 этот начальный этап «периода предотвращения» (**«уровень контроля процесса»**), когда барьерами по предотвращению развития дерева отказов до аварийного состояния являются как специальные технические системы (PCY, ABP, системы предохранительных клапанов PSV, EDV и пр.), так и оперативное вмешательство в управление процессом оператора;

- весьма важным моментом является переход сценария развития дерева событий и отказов на уровень потери контроля над процессом, который осуществляется системой PCY и оператором. Этот уровень, когда возрастает опасность потери процесса до максимального уровня, в контроль над процессом вступают техническая система ПАЗ, которая является последним барьером, предотвращающим аварийную ситуацию. Система ПАЗ в данном случае создает для процесса **«Уровень обеспечения безопасности»**.

На данном уровне в систему ПАЗ интегрированы и задействованы следующие системы, предотвращающие развитие сценария в аварию:

- система аварийного останова (АО);
- системы обнаружения пожарной и газовой опасностей (ПиГ);
- система аварийного сброса давления (АСД).

Характерными категориями сжиганий при технологических сбоях, ТНС V_9 , для «уровня обеспечения безопасности» в период «Предотвращения» могут быть:

- прекращение подачи сырья и энергоресурсов от систем инженерного обеспечения;
- утечка рабочей среды и газа в атмосферу рабочих зон;
- предупреждение газовой и пожарной сигнализации при обнаружении опасностей или ложном срабатывании.

Системы Аварийного сброса давления предназначены для сброса газа из оборудования и трубопроводов на факел с целью предотвращения чрезмерного повышения давления в оборудовании и в случае аварийных ситуаций.

Системы Аварийного останова и сброса давления будут включать в себя следующие элементы:

- специальные технологические датчики с собственными технологическими отводами и импульсными линиями;
- клапаны останова;
- предохранительные клапаны;
- продувочные клапаны;
- факельные коллекторы;

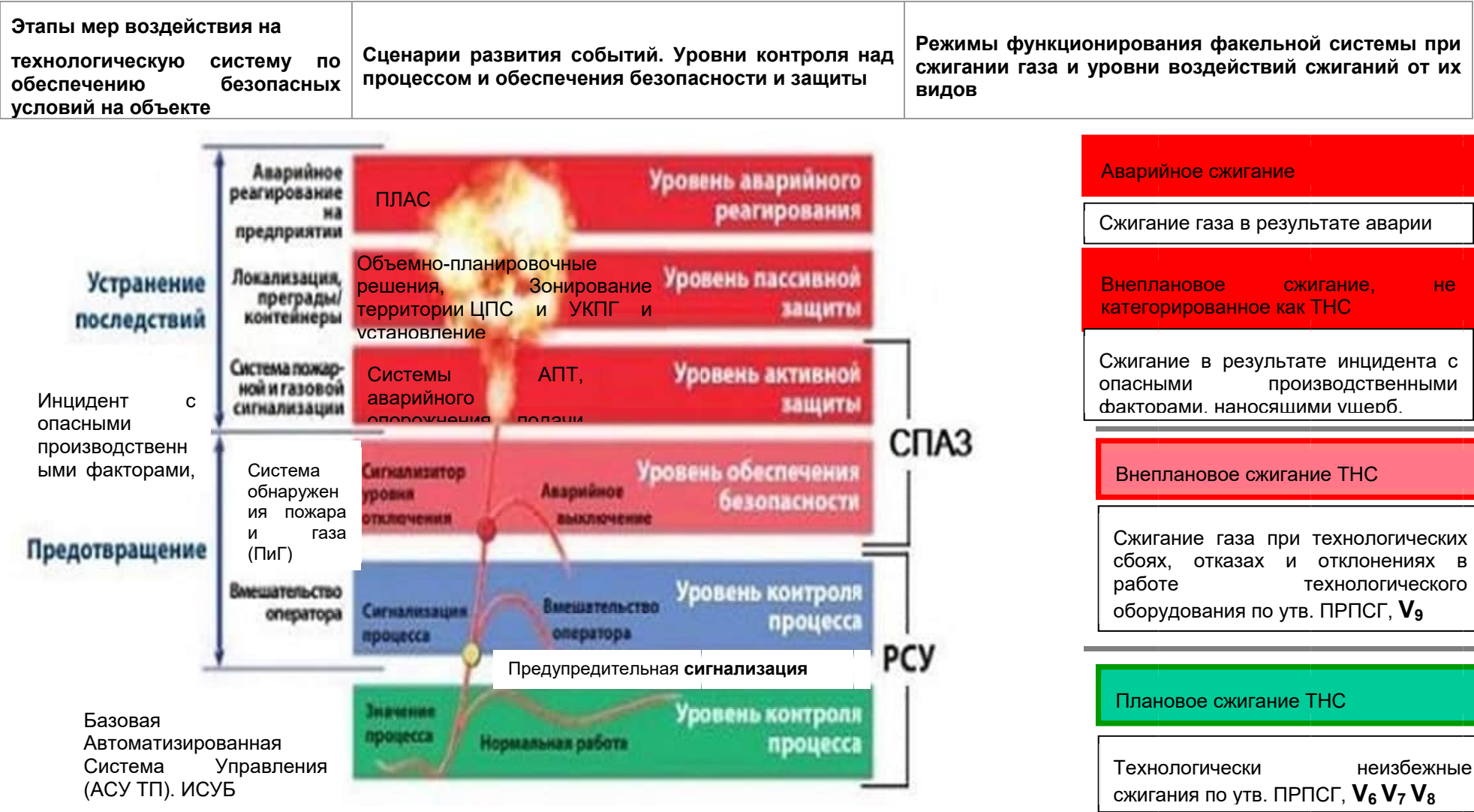


Рис. 1.4.4-3. Принципиальное распределение функций системы ПАЗ и PCSU в обеспечении безопасного функционирования процесса на объектах обустройства нефтегазодобычи и типы сжиганий в процессе развития дерева событий и отказов

- факельные сепараторы;
- факельные оголовки.

Проектом предусматривается три уровня Аварийного останова:

- *Уровень 1а* (ESD 1а). Аварийный ручной останов всего комплекса УКПНиГ из Центральной операторной.
- *Уровень 1в* (ESD 1в). Останов УПН 1-й, 2-й и 3-й Линии, УПГ 1-й и 2-й Линии, Установки извлечения серы.
- *Уровень 2* (ESD 2). Автоматический останов всех или отдельных технологических установок, либо ручной останов от кнопочных пускателей в различных зонах комплекса.
- *Уровень 3* (ESD 3). Автоматический технологический останов – отключение оборудования по причине нарушения технологического регламента, либо ручной останов от кнопочных пускателей.

После устранения причины Аварийного останова необходимо произвести сброс Аварийного останова. Предусматриваются следующие уровни сброса Аварийного останова: ESD 1а, ESD 1в, ESD 2 и ESD 3.

Специальные автономные системы регулирования и контроля машинного оборудования предусмотрены для функций контроля и управления вращающегося машинного оборудования, такого как газовые турбины, компрессоры, турбодетандеры, электрогенераторы и крупные двигатели.

Система управления активами предусматривается в составе системы управления для управления конфигурациями устройств, документацией, выполнения калибровки и диагностики расположенных на площадке «интеллектуальных» приборов.

Управление комплектными установками в зависимости от сложности комплектных установок осуществляется собственными специальными системами управления или общезаводской PCY.

Самописец последовательности событий (СПС) предусматривается для приема и записи последовательности событий происходящих на УКПНиГ.

УКПНиГ управляется и контролируется из Главной операторной посредством распределительной системы управления (PCY), которая осуществляет управление основным технологическим процессом, контроль, регистрацию данных и составление отчетов.

На мониторах управляющих панелей отображаться значение и состояние технологических параметров и показателей, технологические аварийно-предупредительные сигналы и сигналы предупреждения об опасности. С помощью клавиатуры управления оператор сможет выбирать, вызывать на экран и осуществлять операции ручного управления.

В пульт управления Главной операторной вмонтированы органы управления внутренней системой ТВ, системой громкоговорящей связи/общего оповещения, а также телефон и радиостанция. На пульте управления смонтирована специальная панель для включения дренажной системы и подачи огнетушащего газа, а также аварийного останова вручную.

На объектах УКПНиГ существует интегральная система передачи речевых и цифровых данных, а также видеосигналов с возможностью расширения (интеграции) для будущих объектов строительства.

Данная система рассматривается как система, обеспечивающая беспрепятственную передачу информации на месторождении Кашаган, а также во все локальные, национальные и международные сети.

Система связи УКПНиГ является составной частью системы связи объектов месторождения Кашаган.

На объектах УКПНиГ реализованы следующие виды систем связи:

- Оптико-волоконная сеть связи;
- Структурированные кабельные сети, проложенные в зданиях для распределения речевых сигналов и данных;
- Учрежденческая автоматическая телефонная станция (УАТС)/телефонная система;
- Линия экстренной связи;
- Спутниковая система INMARSAT;
- Система замкнутого телевидения;

- Система контроля и управления доступом и сбора по тревоге;
- УКВ-радиосистема;
- ОВЧ-аэронавигационная радиосистема;
- Метеорологическая система.

Система связи на УКПНиГ имеет узел интерфейса с системами связи Вахтового поселка для образования общей интегральной телекоммуникационной системы.

1.7.2. Автоматизация, механизация труда персонала

Для обслуживания оборудования УКПНиГ предусматривается система дистанционного контроля и управления технологических процессов.

В целях создания условий, обеспечивающих наибольшую производительность труда, заложены следующие мероприятия:

- все процессы протекают непрерывно, высоко автоматизированы и управляются из операторной, что исключает постоянное пребывание персонала на рабочих местах;
- применено блочное и блочно-комплектное оборудование полной заводской готовности;
- для нормального обслуживания оборудования и наблюдения за показаниями приборов КИПиА принята соответствующая освещенность рабочих мест, технологических площадок;
- запорная арматура и контрольно-измерительные приборы размещены на доступных местах;
- обеспечено бытовое обслуживание рабочего персонала.

1.7.3. Численный состав персонала

При определении численности персонала УКПНиГ заложена круглосуточная сменная работа при вахтовой организации обслуживания производства. Продолжительность смены – 12 часов. Количество смен в сутки – 2. Всего количество смен – 4.

Штаты рассчитаны на основании типовых нормативов численности рабочих и норм обслуживания оборудования нефтегазодобывающих управлений с использованием практических данных родственных предприятий. Внедрение объектов модификаций и изменений, предусматриваемые настоящим проектом, не предполагает увеличение штата.

Всего количество работающих 500 человек;

в том числе:

инженерно-технический состав и обслуживающий персонал 100 человек;

основной производственный персонал 400 человек.

1.7.4. Кадры и социальное развитие

При найме на работу для производства работ по обустройству и эксплуатации объектов месторождения предпочтение отдается гражданам Республики Казахстан, при условии, что они будут обладать как минимум одинаковыми необходимыми знаниями, квалификацией и соответствующим опытом работы по сравнению с иностранными гражданами.

Найму в указанном порядке подлежат работники следующих категорий:

- Категория 1: руководители высшего и среднего звена;
- Категория 2: ИТР;
- Категория 3: квалифицированная рабочая сила;
- Категория 4: административно-технический персонал;
- Категория 5: вспомогательная рабочая сила.

Агир КСО на первых этапах освоения, а в последствии НКЖК Н.В. продекларировали своей позицией в отношении комплектации персонала по составу, которая заключается в максимальном привлечении местных трудовых ресурсов на все уровни работников производства.

Согласно этому предусматривается обеспечить следующие уровни комплектования кадров из состава граждан Республики Казахстан:

- Должности категорий 1 и 2 35%
- Должности категорий 3 и 4 90%
- Должности категории 5 100%

Кадровый состав персонала NCOC на начало 2022г приведен в таблице 1.7.4-1 согласно документу NCOC «Отчет об устойчивом развитии 2021г», опубликованному на интернет-сайте Компании

Таблица 1.7.4-1. Персонал NCOC по состоянию на 01.01.2022г

Сотрудники NCOC, в том числе:	2957	100 %
Местный персонал	2761	93 %
Иностранный персонал	196	7 %
Мужчины	2051	70 %
Женщины	906	30 %
Местный персонал на руководящих должностях	634	85 %
Иностранный персонал на руководящих должностях	111	15 %
Мужчины на руководящих должностях	569	77 %
Женщины на руководящих должностях	176	23 %

Трудовой договор между работником и предприятием должен соответствовать требованиям КЗОТ и другим нормативным актам Госкомтруда Республики Казахстан.

НКОК Н.В. на протяжении периода строительства осуществлял и будет осуществлять профессиональное обучение граждан Казахстана по специальностям, относящимся к нефтяным операциям, с целью получения знаний, умений и навыков, необходимых для эффективного выполнения ими своих должностных обязанностей с соблюдением правил техники безопасности, а также с целью повышения технической квалификации.

Планируется осуществление профильного профессионального обучения ограниченного числа государственных служащих Республики Казахстан, в должностные обязанности которых входит надзор за нефтяными операциями (надзор за охраной окружающей среды, здоровьем, безопасностью и т.д.).

Ежегодно Компания в соответствии с договором СРПСК финансировала проекты развития инфраструктуры и проекты социального назначения в целях дальнейшего развития региона.

1.7.4.1. Программы спонсорства и благотворительности

Соглашением о разделе продукции по Северному Каспию ежегодно NCOC выделяет бюджет на реализацию проектов инфраструктуры и социального назначения, который распределяется между Атырауской и Мангистауской областями.

По данным реализации Программы устойчивого развития компании за 2021г. (<https://www.ncoc.kz/ru/Pages/news.aspx?id=344&year=2022&month=2>), в целом с 1998 года было реализовано 225 проектов инфраструктуры и социального назначения в двух областях на общую сумму **841,3 миллиона долларов США**.

В рамках СРП по Северному Каспию компания NCOC ежегодно выделяет бюджет на реализацию проектов инфраструктуры и социального назначения. В 2021 году этот бюджет составил 67 млн долларов США.

В рамках Программы спонсорства и благотворительности NCOC напрямую реагирует на нужды и запросы местного населения. В 2021 году был реализован 41 проект (21 в Атырау и 20 в Мангистау). Всего с 1998 года на проекты спонсорства и благотворительности было направлено 25,3 миллиона долларов США.

Ежегодно на программу выделяется бюджет в размере 1,5 млн долларов США, который в равных долях распределяется между Атырауской и Мангистауской областями. Реализация программы проходит по пяти основным направлениям поддержки местного населения:

- здравоохранение;
- образование;
- спорт;
- культура;
- благотворительность.

В 2021 году NCOC завершила строительство трех проектов инфраструктуры и социального назначения:

- Онкологический диспансер в Актау, являющейся самой большой больницей в западном регионе, рассчитанной на 100 мест, включающей поликлинику на 75 посещений;
- Центр бокса «Халык Арена» представляющий собой спортивный комплекс, рассчитанный на 2 500 человек. Цель данного объекта – развитие бокса, пропаганда здорового образа жизни среди жителей Актау;
- Мангистауская областная универсальная библиотека имени Кабибуллы Сыдыкова, занимающая одно из зданий нового культурного центра в Актау. Двухэтажное здание имеет 433 посадочных места.

Общий объем вложений в проекты объектов инфраструктуры и социального назначения за период освоения м/р Кашаган представлен в таблице 1.7.4-2

Таблица 1.7.4.-2. Проекты инфраструктуры и социального назначения, завершённые в период с 1998-го по 2021 год

Атырауская область	Направления социальных вложений	Мангистауская область
37	Образование	22
21	Здравоохранение	17
46	Инфраструктура	48
7	Культура	10
1	Спорт	16
112	Общее количество завершённых проектов	113
419,5 млн. долларов США	Итого расходов	421,8 млн долларов США

В знак признания значительного вклада компании NCOC в социальное развитие области Акимат Мангистауской области вручил Компании в декабре 2021 года престижную награду «Жомарт Журеке».

В области улучшения здравоохранения регионов в течение 2021 года NCOC продолжила тесное сотрудничество с местными органами власти с целью предотвращения массового распространения инфекции COVID-19. В период с ноября 2020 года по апрель 2021 года NCOC оказывала поддержку в привлечении четырех врачей-реаниматологов из Грузии, которые помогали лечить пациентов с COVID-19 в Атырауской инфекционной больнице. Кроме того, NCOC передала безвозмездно Мангистауской областной больнице 20 аппаратов искусственной вентиляции легких (ИВЛ), 20 прикроватных мониторов и 200 медицинских шприцевых насосов, которые являются частью оборудования ИВЛ.

В общей сложности с 2020 года было выделено более 53 миллионов долларов США в качестве непосредственной материальной помощи системам здравоохранения Атырауской и Мангистауской областей для борьбы с COVID-19.

В декабре 2021 года специалисты по охране здоровья компании NCOC были отмечены наградой «Выдающийся специалист в области медицины труда» Профессиональным сообществом специалистов медицины труда Великобритании за работу по прогнозированию, выявлению и контролю опасных факторов, связанных с COVID, в условиях глобальной пандемии.

1.7.4.2. Защита атмосферного воздуха

Чистый воздух является жизненно необходимым для местного населения, поэтому Компания НКОК Н.В. <https://www.ncoc.kz/ru/page/environment-air-emissions> принимает все возможные меры для сокращения выбросов в результате производственных операций.

К основным источниками выбросов в атмосферу на объектах НСОС на УКПНИГ относятся факельные установки, газотурбинные установки, термические окислители установки очистки хвостовых газов, отопительные и водогрейные котлы и дизельные генераторы.

Поскольку производственные сооружения были изначально спроектированы таким образом, чтобы избежать сжигания газа на факелах и сброса в атмосферу в штатном режиме, сероводородсодержащие газы не выбрасываются в атмосферу.

Весь объем газа направленный на наземный комплекс УКПНИГ подвергается обработке с образованием элементарной серы для промышленных нужд, используется в качестве топлива или подлежит сбыту.

Согласно нормативным требованиям РК весь добытый попутный нефтяной газ на этапе промышленной разработки подлежит комплексной переработке. На Наземном комплексе и УКПНИГ задействован целый комплекс установок и объектов направленных на реализацию задачи по максимальному использованию добытого газа, связанному с комплексной его переработкой и утилизацией, см. ниже Табл. 1.7.4-3.

Таблица 1.7.4-1. Установки утилизации и переработки попутного нефтяного газа УКПНИГ

Установки основного производственного назначения	A1-332 Очистка хвостового газа
A1-300 Сепарация газа	A1-334 Грануляция Серы и Хранение
A1-360 Компримирование ГМИ	
A1-330 Удаление кислых газов	
A1-310 Дегидратация газа	Железнодорожные погрузочно-разгрузочные установки:
A1-340 Контроль точки росы	Установка грануляции Серы
A1-320 Извлечение сжиженного газа	Бестарный склад формованной серы
A1-321 очистка сжиженного газа	Узел погрузки формованной серы
A1-221 Установки хранения сжиженного газа и насосные сооружения	Установка упаковки формованной серы в мешки
A1-361 Компримирование товарного газа	Вспомогательные промышленные объекты
Трубопровод экспорта товарного газа	A1-420 Система Топливного Газа
A1-331 Установки извлечения серы	A1-470 Газотурбинная электростанция

Тем не менее, сжигание газа на факеле необходимо в ходе производственных операций в качестве наиболее безопасного и эффективного способа утилизации газа, который не может быть переработан в силу технических причин временного характера (например, в период пусконаладочных работ, эксплуатации, периодических сбросов на факел при отказах в ходе эксплуатации и др.).

Факельная установка является частью любого нефтегазодобывающего объекта и выполняет функцию так называемого «предохранительного клапана» установки с целью обеспечения безопасной эксплуатации производственного сооружения. Небольшое запальное пламя горит постоянно, обеспечивая готовность к сжиганию газа. Высота факельной установки рассчитана на максимальное рассеивание продуктов сгорания в атмосфере.

Электроэнергия подается на объекты наземного и морского комплексов от газотурбинных установок, работающих на попутном газе, добываемом на месторождении Кашаган. Из добываемого газа извлекается 99.9% промышленной элементарной серы, а остаточные объемы сероводорода и других серосодержащих компонентов полностью сжигаются с образованием SO₂, на термическом окислителе установки очистки хвостовых газов. Турбины оборудованы специальными горелками для снижения выбросов оксида азота. Котлы вырабатывают пар, подогревают воду и обеспечивают отопление зданий. Котлы работают на топливном газе, при этом возможно также использование дизельного топлива. Дизельные генераторы используются только для резервного энергоснабжения.

Степень утилизации ПНГ на м/р Кашаган согласно утвержденным Программам ПРПСГ при непрерывном режиме эксплуатации составляет не менее 99,0% (без учета остановки на КР)

Мониторинг качества воздуха является важной составляющей общей программы производственного экологического контроля NCOC. Он включает несколько компонентов, в том числе:

- мониторинг у источников выбросов;
- подфакельные наблюдения;
- станции мониторинга качества воздуха (СМКВ).

1.7.4.2.1. Мониторинг у источников выбросов

В проекте предельно допустимых выбросов (ПДВ) приводится описание производственного объекта и стационарного технологического оборудования в качестве источника загрязнения воздуха, а также краткая характеристика природных и климатических условий в районе производственных операций. Нормативы предельно допустимых выбросов рассчитываются для каждого источника выбросов, и они являются обязательными для соблюдения компанией NCOC. Замеры фактических выбросов от источников производятся с использованием измерительных приборов. С целью регулярного мониторинга качества воздуха у источников выбросов на трубах каждого источника загрязнения атмосферного воздуха (ИЗАВ) устанавливается дымовой канал для отбора проб со специально оборудованными платформами. Газовый зонд и трубка Пито, опущенные в дымовой канал, регистрируют в памяти прибора параметры замеров, в частности, оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, а также аэродинамические свойства, такие как скорость и температура газовой смеси, вакуум в дымовом канале и отдельно атмосферное давление.

1.7.4.2.2. Подфакельные наблюдения

Подфакельные наблюдения проводятся периодически с использованием специализированного транспортного средства, оснащенного приборами для отбора проб воздуха и замеров метеорологических параметров. Используемая передвижная станция мониторинга (для подфакельных наблюдений) предназначена для отбора проб под (газовым) шлейфом с целью определения радиуса воздействия определенного промышленного источника. Точка отбора проб выбирается исходя из предполагаемых наибольших концентраций примесей. Расположение точек отбора проб варьируется в зависимости от направления ветра на 8 румбов. Подфакельные станции наблюдения - это точки отбора проб, расположенные на фиксированном расстоянии от источников выбросов, поэтому подфакельные станции наблюдения располагаются в пределах СЗЗ на расстояниях 4 и 6 км от факелов высокого и низкого давления УКПНиГ «Болашак» и перемещаются в зависимости от направления ветра. Наблюдения проводятся по конкретным загрязняющим веществам, характерным для источника выбросов. Концентрации загрязняющих веществ измеряются еженедельно с подветренной стороны на указанных выше расстояниях. Одновременно с отбором проб воздуха определяются следующие метеорологические параметры: направление и скорость ветра, температура воздуха и атмосферное давление, погодные условия и подстилающий слой.

1.7.4.2.3. Станции мониторинга качества воздуха

Комплекс мероприятий по стабилизации и улучшению экологической ситуации в Атырауской области включает систему мониторинга качества воздуха, внедренную компанией. В состав системы входят 20 станций мониторинга качества воздуха, расположенных в санитарно-защитной зоне вокруг производственных объектов компании, в прилегающих населенных пунктах и наиболее функциональных районах города Атырау.

Станции работают в круглосуточном режиме и производят замеры концентрации следующих загрязняющих веществ: сероводород, диоксид серы, диоксид азота, оксид азота и оксид углерода.

Данные замеров передаются на центральную рабочую станцию компании, где они хранятся, анализируются и обрабатываются. Одновременно эти данные передаются в филиал РГП «Казгидромет» Атырауской области и управление природных ресурсов и регулирования природопользования по Атырауской области



Рисунок 1.7.4.-1. Станция мониторинга качества воздуха

Мониторинг загрязняющих веществ в атмосфере и метеорологических параметров в режиме онлайн имеет особое значение в случае возникновения чрезвычайных ситуаций, поскольку он позволяет отслеживать движение и направление загрязненного воздуха и незамедлительно принимать все необходимые меры реагирования.

Сероводород (H_2S) является еще одним газом, не относящимся к выбросу парниковых газов. Он легко воспламеняется, является очень токсичным и имеет резкий неприятный запах. Газ может образовываться в любом месте при разложении серосодержащих органических веществ и отсутствии кислорода, поэтому он выделяется естественным путем из болотных газов и вулканов (иногда в больших количествах), из нефти и попутного газа на некоторых нефтегазовых месторождениях.

Поскольку нефть на месторождении Кашаган сернистая, то сероводород присутствует на каждом этапе добычи, транспортировки и переработки нефти и газа и, соответственно, на всех производственных установках компании, связанных с этими процессами.

Специалисты NCOC, работающие на производственных объектах, в частности, в непосредственной близости от устьев скважин, компрессоров газа мгновенного испарения и другого оборудования, проходят специальное обучение и используют персональные детекторы и дыхательные аппараты. В зависимости от уровня опасности объекта и вида деятельности они используют респираторы и эвакуационные автономные дыхательные аппараты или рабочие дыхательные аппараты. По мере удаления от опасных объектов риски и потенциальная концентрация H_2S быстро снижаются.

Учитывая, что УКПНиГ согласно нормативным положениям раздела 1 п.13 Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» относится по классу опасности объектов к Классу I, то УКПНиГ «Болашак» спроектирован в соответствии с самыми высокими требованиями безопасности. Радиус санитарно-защитной зоны (СЗЗ) вокруг УКПНиГ «Болашак» (7км) является достаточным для защиты жителей близлежащих населенных пунктов от долгосрочного воздействия выбросов в атмосферу на их здоровье и обеспечивает высокую степень безопасности даже в случае нештатных ситуаций. Результаты моделирования подтверждаются тщательным проектированием, многолетними исследованиями и компьютерным моделированием, заключениями государственной экспертизы и согласованиями контролирующих органов и, наконец, практическим опытом эксплуатации на протяжении последних лет.

NCOC ведет мониторинг превышений нормативов по качеству атмосферного воздуха, регистрируемых на СМКВ Западного Ескене, для выяснения возможных причин, включая обнаружение потенциальных внутренних или внешних источников загрязнения с учетом направления ветра на момент превышения. Выбросы в атмосферу из источников на производственных объектах компании соответствуют нормативным показателям, установленным для выбросов и сбросов.

1.7.4.3. Развитие местного содержания

Компания NCOC привержена своим обязательствам по развитию местного содержания и максимально использует местные товары, работы и услуги, повышая квалификацию местных кадров и развивая производственные мощности местных компаний.

Развитие местных поставщиков является приоритетной задачей NCOC. Цель заключается в оказании помощи местным компаниям в улучшении их технических и управленческих возможностей с тем, чтобы они могли пройти квалификационную оценку в качестве потенциальных поставщиков по проекту, а в долгосрочной перспективе – участвовать в других тендерах на внутреннем и международном рынках.

Для поддержки развития местных поставщиков NCOC принимает следующие меры:

- оказывает содействие местным компаниям при прохождении сертификации на соответствие международным стандартам в области управления, сертификации товаров и услуг, таким образом существенно повышая их конкурентоспособность по контрактам с NCOC;
- определяет потенциальных местных поставщиков и подрядчиков;
- реализует программу усовершенствования посредством проведения обучения, семинаров и форумов;
- участвует в мероприятиях по оказанию содействия в создании совместных предприятий.

По данным отчетности компании НКОК Н.В. <https://www.ncoc.kz/ru/page/local-content> в период с 2004 по 2023 гг. более 1 700 местных компаний приняли участие в семинарах и форумах, организованных NCOC, от общетематических для ознакомления с проектом и контрактными требованиями в рамках проекта до более специализированных по вопросам составления тендерных предложений и прохождения предварительной квалификационной оценки.

В период с 2004 по 2023 гг. оператор оказал содействие более 228 местным компаниям в получении сертификатов соответствия международным стандартам (ASME, API, ISO) в области управления, качества товаров и услуг, тем самым значительно повысив их конкурентоспособность по контрактам с NCOC.

В период с 2004 по 2023 гг. NCOC провела более 528 технических квалификационных аудитов и посещений производственных площадок местных компаний с целью оценки их способности обеспечивать соответствие строгим техническим условиям, международным нормам и стандартам товаров и услуг, выставляемых на тендер в рамках Северо-Каспийского проекта.

В период с 2004 по 2023 гг. оператор организовал профессионально-техническое обучение для более 5 390 работников местных компаний по наиболее востребованным дисциплинам: «Работа в замкнутом пространстве», «Промышленная безопасность сварочных работ», «Электронные системы и устройства», «Работы на высоте», «Эксплуатация передвижного крана», и т.д. Также, более 560 работников местных компаний успешно прошли курсы обучения и сертификацию по неразрушающему контролю (НРК), организованные NCOC в период до 2023 года.

По итогам 2023 года НКОК продолжил положительную тенденцию увеличения местного содержания в закупках местных товаров, работ и услуг, которое составило \$17,3 млрд общих затрат, см. ниже рисунок 1.7.4.-2. При этом отмечается значительный прогресс участия местного содержания на протяжении процесса реализации периода ОПр и начала ПОМ.



Рисунок 1.7.4.-2. Рост местного содержания на протяжении процесса реализации периода ОПР и начала ПОМ

По состоянию на конец 2023 года 96% из более чем 2880 сотрудников операционной компании NCOС являются гражданами Казахстана, а 95% из более чем восьми тысяч работников подрядчиков, занятых в Северо-Каспийском проекте, являются гражданами Казахстана

1.7.5. Бытовое и медицинское обслуживание

Компания НКОК Н.В. придаёт большое значение вопросам защиты здоровья и связанного с этим необходимого медицинского обслуживания на основании нормативных документов и в соответствии с программой Компании по системе управления вопросами охраны здоровья, безопасности труда.

В соответствии со своими обязательствами НКОК Н.В. осуществляет свою деятельность в полном соответствии со всеми Законами и нормативными документами РК по здравоохранению и безопасности населения.

Медицинский персонал учреждений, с которыми заключён контракт, организует и проводит медицинское обследование при приёме на работу, а также проводит периодическое медицинское обследование всего работающего персонала.

Медицинские специалисты, с учётом местных условий, разрабатывают рекомендации для непосредственных руководителей на определенных участках работ по мерам защиты здоровья персонала. Они также проводят периодические медицинские обследования офисов, производственных объектов в части соблюдения требуемого уровня санитарии, охраны здоровья, возможности оказания первой медицинской помощи. Значительное внимание в этом отношении будет уделяться объектам общественного питания и жилья.

Анализ эпидемиологической обстановки в регионе выявил наличие достаточно высокого природного уровня особо опасных болезней, что требует проведения дополнительных мероприятий для предотвращения возможного заражения.

В системе медицинского обслуживания будет проводиться постоянный учет и регистрация, профессиональных заболеваний и травм для принятия соответствующих медицинских или других мер в регионе или на конкретном объекте для сведения их до минимально возможного уровня.

Регистрируемые случаи включаются в годовой отчет по охране здоровья, труда, окружающей природной среды.

Эксплуатацию и техническое обслуживание объектов осуществляет оптимальный штат персонала.

В ходе работы над проектом были выявлены следующие факторы опасности для здоровья персонала, связанные с условиями труда:

- Непосредственный контакт с растениями, животными, насекомыми, флорой и фауной природной среды;
- Заболевания;
- Удушливая атмосфера, опасная атмосфера;
- Физические факторы - шум, излучение ионизирующее (радиоактивное), неионизирующее (ультрафиолетовое, солнечное, магнитные, электрические, электростатические поля);
- Психологические факторы;
- Факторы риска на рабочем месте.

Непосредственный контакт с окружающей средой предотвратить невозможно. Вредное влияние опасных факторов будет снижено за счет применения спецодежды, средств первой медицинской помощи и обучения правилам поведения, предотвращающими опасные контакты с флорой и фауной в районе строительства и эксплуатации трубопроводов.

В соответствии со стратегией компании по охране здоровья весь персонал, включая персонал подрядчика, должен будет пройти тщательное медицинское обследование в соответствии со стандартами, с выдачей сертификатов о медицинской пригодности.

Выбранный для работы персонал проходит вакцинацию в соответствии с рекомендациями и требованиями контролирующих органов власти с выдачей подтверждающего документа.

Над всеми веществами, классифицированными как вредные, будет осуществляться контроль при транспортировании и использовании в соответствии с Казахстанскими нормами.

Для снижения опасности воздействия газа предусматриваются средства индивидуальной защиты, включая респираторно-дыхательные системы и аппараты, позволяющие обеспечить спасение.

Медицинское обслуживание будет как централизованное, так и периферийное на каждой площадке.

В системе медицинского обслуживания будет вестись постоянный учет и регистрация профессиональных заболеваний и травм для принятия соответствующих медицинских или других мер.

Регистрируемые случаи заболеваний будут включаться в годовой отчет по программе Охраны труда, технике безопасности

В процессе штатной работы обслуживающий персонал, работающий в углеводородных зонах будет обеспечен индивидуальными детекторами H_2S и комплектам аварийных дыхательных аппаратов.

Разработаны методики и процедуры безопасной работы связанной с эксплуатацией и техническим обслуживанием установок с присутствием H_2S .

Персонал на своих участках работ обеспечивается средствами пожаротушения, средствами связи и другими техническими средствами для безопасных условий труда.

Все работающие обеспечиваются необходимыми помещениями и устройствами подсобно-вспомогательного, бытового, медицинского обслуживания и общественного питания в соответствии с требованиями «Санитарных правил и норм по гигиене труда в промышленности» и других нормативных документов Санитарного Законодательства Республики Казахстан.

В рамках данного проекта на территории УКПНИГ с целью создания безопасных и благоприятных санитарно-гигиенических условий пребывания полевых операторов на территориях площадок предусматривается пять Взрывоустойчивых модульных зданий для укрытия операторов (BRM).

Основная цель BRM - защитить персонал от непогоды. BRM рассчитан на пребывание в среднем четыре часа в день (т.е. 4 часа в сутки).

При выявлении опасностей для здоровья персоналу, занятому на соответствующих работах, будут предоставлены необходимое оборудование, средства и информация, чтобы можно было выполнять работу безопасно с минимальным риском для персонала.

На каждом объекте будут предусмотрены средства первой медицинской помощи, соответствующие масштабу работ и рискам возникновения происшествий.

При выявлении опасностей для здоровья соответствующий персонал будет проинформирован и обучен в отношении мер защиты, будут организованы разовые и периодические медосмотры, проводимые врачом или специалистом-медиком.

Все здания и укрытия, в которых будет находиться производственный персонал, оснащены системой ОВИКВ

Персонал обеспечен жилыми помещениями и помещениями личной гигиены.

Уровни шума в основном были оценены как соответствующие стандартам. В зонах с повышенным уровнем звукового давления персонал будет применять индивидуальные слуховые средства защиты с ограничение времени нахождения в этих зонах.

Для оказания медицинской помощи техническому персоналу предусмотрен медицинский пункт в административном здании.

Для оказания Компания регулярно проводит плановые и внеплановые проверки по санитарной гигиене и качеству продуктов питания. Кроме того, NCOС организовала обучение по безопасности продуктов питания с применением системы анализа рисков и критических контрольных точек (НАССР) для ключевого обслуживающего персонала с целью обеспечения высоких стандартов безопасности продуктов питания. Основной целью обучения по системе НАССР является снижение рисков, связанных с безопасностью продуктов питания, благодаря обеспечению компетентности и знаний руководящего персонала общественного питания о методах и принципах управления в соответствии с рациональной мировой практикой

1.8 ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

Основные технические показатели проекта «Обустройство месторождения Кашаган. Наращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе» представлены ниже в Табл.1.8-1.

Таблица 1.8-1. Основные технические показатели проекта

№№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Показатели			Примечания
			Период ОПР (370/220)	Полное развитие . Этап I (450)	Прирост	
1	2	3	4	5	6	7
1.	Максимальная добыча нефти	Млн. т/год	15,5	18,604	3,104	Максимальная добыча нефти периода 2022-2026г.г. приходится на 2024г.
		Тыс. т/сут.	47,1	57,1	10,0	
		Тыс. барр./сут	370,0	450,0	80,0	Максимальная добыча нефти периода ОПР приходится на 2021г.
2.	Максимальная добыча нефтяного газа	Млрд ст. м3/год	9,7	12,312	2,612	
		Млн. ст. м3/сут	30,4	38,92	8,52	
3.	Максимальный объем отправки сырого кислого газа на переработку на НК, в т.ч.:	Млрд ст. м3/год	5,6	7,11	1,51	При темпе ОЗГ 2024 года -5,201
		млн. ст.м3/сут	17,7	18,0		
3.1.	Максимальный объем отправки сырого кислого газа на УКПНИГ	Млрд ст. м3/год	5,6	5,6		
		млн. ст.м3/сут	18,0	18,0		
3.2.	Максимальный объем отправки сырого кислого газа на переработку третьей стороне по ТУ	Млрд ст. м3/год	----	1,0÷1,51		
		млн. ст.м3/сут	----	до 2,0		
4.	Период добычи	год	5	5		В период добычи ОПР наращивание выполнено полками добычи: 180/295/370 тыс. барр./сут

№№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Показатели			Примечания
			Период ОПР (370/220)	Полное развитие . Этап I (450)	Прирост	
1	2	3	4	5	6	7
5.	Производительность по газу товарному СОГ (С1+С2) на экспорт с УКПНИГ по СТ РК 1666-2007	Млрд. ст. м3/год	2,15	2,15		Показатели приняты по , см. Примечания
6.	Общий объем потребления газа на собственные нужды (НК+МК), в т.ч.	Млрд. ст. м3/год	1,02	1,24	0,22	--/--
6.1.	- на МК	Млрд. ст. м3/год	0,43	0,52	0,09	--/--
6.2.	- на НК	Млрд. ст. м3/год	0,59	0,72	0,12	--/--
7.	Производительность по смеси пропан-бутановой, в т.ч.:	Тыс. т./год	764,1	764,1		
7.1.	на экспорт (в смеси с СОГ)	Тыс. т./год	421,3	-----		
7.2.	на экспорт, Смесь пропана и бутана технических по ГОСТ 20448-2018	Тыс. т./год	-----	764,1		
7.3.	на собственные нужды	Тыс. т./год	342,8	-----		
8.	Производительность по сере ГОСТ 127.1-93 – ГОСТ 127.5-93	Млн. т./год	1,206 *	1,206		
9.	Расход энергоресурсов:					
9.1.	Расход топливного газа:					
9.1.1.	Топливный газ НД (УПН)					
	- зима	Тыс. т. год	6,26	7,54	1,28	
	- лето	Тыс. т. год	6,26	7,54	1,28	
9.1.2.	Топливный газ НД (УКПГ)					
	- зима	Тыс. т. год	1,07	1,07		
	- лето	Тыс. т. год	1,07	1,07		

№№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Показатели			Примечания
			Период ОПР (370/220)	Полное развитие . Этап I (450)	Прирост	
1	2	3	4	5	6	7
9.1.3.	Топливный газ НД (извлечение Серы)					
	- зима	Тыс. т. год	20,93	20,95		
	- лето	Тыс. т. год	20,95	20,95		
9.1.4.	Топливный газ НД (установки вспомогательно производств. назначения)	—				
	- зима	Тыс. т. год	15,4	15,4		
	- лето	Тыс. т. год	3,14	3,14		
9.1.5.	Итого топ. газ НД для УКПНИГ:					
	- зима	Тыс. т. год	43,66	43,66		
	- лето	Тыс. т. год	31,42	31,42		
	Топ. газ СД для УКПНИГ					
	- зима	Тыс. т. год	393,8	398,1	5,1	
	- лето	Тыс. т. год	382,7	382,7		
9.1.6.	Итого топливный газ СД+НД для УКПНИГ:					
	- зима	Тыс. т. год	437,5	443,88	6,38	
	- лето	Тыс. т. год	414,1	415,38	1,28	
	- зима	Млн. ст.м3/сут	565,8	576,46	10,07	
	- лето	Млн. ст.м3/сут	532,9	539,46	6,55	
9.2.	Дизельной топливо					
9.2.1.	Потребление					
	- зима	Тыс. м3/ год	47,3	47,337,7		

№№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Показатели			Примечания
			Период ОПР (370/220)	Полное развитие . Этап I (450)	Прирост	
1	2	3	4	5	6	7
	- лето	Тыс. м3/ год	37,7	37,7		
9.2.2.	Расчетный объем					
	- зима	Тыс. м3/ год	96,4	96,4		
	- лето	Тыс. м3/ год	96,4	96,4		
9.3.	Воздух					
9.3.1.	Воздух КИПиА					
	- зима	Млн. н.м3/ год	44,8	44,8		
	- лето	Млн. н.м3/ год	44,8	44,8		
9.3.2.	Осушенный технический воздух					В т.ч. на промывочную площадку
	- зима	Млн. н.м3/ год	68,4	68,4		
	- лето	Млн. н.м3/ год	68,4	68,4		
9.3.3.	Неосушенный воздух					
	- зима	Млн. н.м3/ год	16,5	16,5		
	- лето	Млн. н.м3/ год	16,5	16,5		
9.3.4.	Воздух регенерации колонн осушки воздуха					
	- зима	Млн. н.м3/ год	16,6	16,6		
	- лето	Млн. н.м3/ год	16,6	16,6		
9.3.5.	Не осушенный воздух на объекты модификации Установок 210 и 560 по «Отделению нефтедержащей воды» плюс Установок 330 и 560 для этапа 450					Режим работы - периодически и 0,5 суток. Режим подлежит отработке
	- зима	Млн. н.м3/ год	3,6	5,8	2,8	

№№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Показатели			Примечания
			Период ОПР (370/220)	Полное развитие . Этап I (450)	Прирост	
1	2	3	4	5	6	7
	- лето	Млн. н.м3/ год	3,6	5,8	2,8	
9.3.6.	Всего потребление воздуха:					
	- зима	Млн. н.м3/ год	149,9	152,7	2,8	
	- лето	Млн. н.м3/ год	149,9	152,7	2,8	
9.3.7.	Расчетный объем воздуха	Млн. н.м3/ год	183,9	183,9		
9.4.	Азот					
9.4.1.	УКПН	Млн. н.м3/ год	1,98	2,07	0,09	
9.4.2.	УКПГ	Млн. н.м3/ год	6,96	7,008	0,048	
9.4.3.	Извлечение серы	Млн. н.м3/ год	1,8	1,8		
9.4.4.	Инженерное обеспечение	Млн. н.м3/ год	3,99	4,0	0,01	
9.4.5.	Объекты модификаций: -Установок 210 и 560 по «Отделению нефтесодержащей воды из пластовой воды»; - Установка 330. Перевод резервуара из типа резервуара СКП в резервуар типа СК с организацией азотной подушки	Млн. н.м3/ год	2,2	2,2		Режим работы - периодически й 0,25 суток. Режим подлежит отработке
9.4.6.	Итого при нормальном режиме работы:	Млн. н.м3/ год	17,0	17,1	0,1	
9.4.7.	Расчетный объем:	Млн. н.м3/ год	17,89	17,89		

№№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Показатели			Примечания
			Период ОПР (370/220)	Полное развитие . Этап I (450)	Прирост	
1	2	3	4	5	6	7
9.5.	Вода:					Показатели представлены максимальны е для режима работы УКПНИГ без остановки объекта на КР (фонд времени 8760 часов/год)
9.5.1.	Потребление сырой вожской воды	м3/год	131 670,0	113 880,0	- 17 790,0	Показатели сокращены за счет повторного использовани я кислой воды
9.5.2.	Потребление питьевой воды	м3/год	36 240,1	39 228,0	2 987,9	
	- из них на промывку фильтров и котельная	м³/год	---	18 300,0	-	Безвозвратны е потери
9.5.3.	Потребление технической воды	м3/год	129 139,9	74 630,0	-54 509	
	- из них на промывку уплотнений насосов, емкостей и оборудования и прочее (гидроуборка)	м³/год	---	30 973,0		Безвозвратны е потери
9.5.4.	Потребление деминерализованной воды	м3/год	11 142,7	14 065,8	2 923,1	
9.5.5.	Потребление деионизированной воды	м3/год	819 016,2	1 035 622 ,2	216 606,0	
	- из них пар/конденсат (продувка котлов)	м³/год	-	604 266,0		Безвозвратны е потери
9.5.6.	Повторное использование воды	м³/год	936 300,0	1 017 720 ,0	81 420,0	Возврат воды на Уст. 520 (в резервуар технической/п ожарной воды) от ОККВ и потребителей демин./деион. воды
9.6.	Потребление пара:					

№№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Показатели			Примечания
			Период ОПР (370/220)	Полное развитие . Этап I (450)	Прирост	
1	2	3	4	5	6	7
9.6.1.	Потребление пара ВД	млн.т/го д	7,82	8,34	0,52	
9.6.2.	Потребление пара НД	млн.т/го д	5,87	5,95	0,08	
9.7.	Выработка пара 3 котлами Паровой котельной ВД. Установка 620	млн.т/го д	5,3	5,9	0,6	
9.8.	Выработка пара 4 котлами утилизаторами ВД Установки 331	млн.т/го д	2,621	2,621		
9.9.	Выработка пара 4 котлами утилизаторами НД Установки 331	млн.т/го д	0,82	0,82		
9.10.	Выработка пара 2 котлами утилизаторами НД Установки 332	млн.т/го д	0,46	0,46		
9.11.	Потреблений электроэнергии:					По ПОМ возможны корректировки
9.11.1.	Укрупненный показатель потребления электроэнергии	тыс. кВт*ч./го д	888 959	889 236	341,1	
10.	Единовременный запас технической воды для нужд пожаротушения	м3	5 375,0	5 375,0		
11.	Запас пенообразователя для пенного пожаротушения	м3	14	14		
12.	Расход основных реагентов					
12.1.	Потребность УКПНиГ в каустической соде (45% масс. NaOH), в т.ч.:	т/год	509,5	509,5		
12.1.1.	- Блока очистки нефти от меркаптанов. Установка 210.	т/год	432,9	526,5	93,6	

№№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Показатели			Примечания
			Период ОПР (370/220)	Полное развитие . Этап I (450)	Прирост	
1	2	3	4	5	6	7
12.1.2.	- Блока очистки СУГ от меркаптанов. Установка 321.	т/год	70,4	70,4		
12.1.3.	- Водопоглощающей колонны. Установка 332	т/год	6,2	6,2		
12.2.	Потребность УКПНиГ в диэтаноламине (85% масс.)	т/год	343,5	343,5		
13.	Сточные воды и отходы УКПНиГ					Показатели представлены максимальные для режима работы УКПНиГ без остановки объекта на КР (фонд времени 8760 часов/год)
13.1.	Сброс бытовых сточных вод	м3/год	17 563,8	18 322,0	758,2	На станцию бытовых сточных вод с последующей утилизацией на производственно-хозяйские нужды в период ПКЗ и ПОМ
13.2.	Сброс производственных и дождевых нефтесодержащих сточных вод	м3/год	157 198,2	160 404,4	3206,2	В резервуар-усреднитель с последующей утилизацией на производственно-хозяйские нужды в период ПКЗ и ПОМ

№№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Показатели			Примечания
			Период ОПР (370/220)	Полное развитие . Этап I (450)	Прирост	
1	2	3	4	5	6	7
13.3.	Удаление шлама с установки переработки шлама	м3/год	9 963,89	92 232,0	82 268,2	Вывозятся с УКПНиГ для дальнейшей утилизации на полигоне инфраструктуры берегового обслуживания
13.4.	Сброс условно чистой воды в ПРЖТО	м3/год	2 055 884,4	1 116 658,0	- 939 226,4	Избыточная вода УКПНиГ. Частично утилизируется за счет циркуляции кислой воды с УОХГ
13.5.	Сточные воды с промывочной площадки	м3/год	17 955,84	17 955,84		Вывозятся с УКПНиГ для дальнейшей утилизации на полигоне инфраструктуры берегового обслуживания
14.	Установленные мощности технологических установок:					
14.1.	УКПН	Млн. т. год	23,0	23,0		С учетом загрузки 3-х установленных технологических линий
14.2.	УКПГ	Млрд. ст. м3/год	6,5	6,5		С учетом загрузки 2-х установленных технологических линий. С учетом Данных ПРМ, см. примечание 4.
15.	Установленная мощность установок подготовки воды и очистки стоков:					

№№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Показатели			Примечания
			Период ОПР (370/220)	Полное развитие . Этап I (450)	Прирост	
1	2	3	4	5	6	7
15.1.	А1-500-XX-001. Установка предварительной обработки волжской воды	кг/ч	200 000,0	200 000,0		
15.2.	А1-530-XX-001. Установка подготовки питьевой воды	кг/ч	8 000,0	8 000,0		
15.3.	Установка подготовки деминерализованной воды	кг/ч	146 250,0	146 250,0		А1-530-XX-003.
15.4.	Установка подготовки деионизированной воды	кг/ч	130 000,0	130 000,0		
15.5.	А1-570-XX-003. Установка очистки отработанного каустика	кг/ч	682	682		
15.6.	Установка очистки производственных и дождевых нефтесодержащих стоков	кг/ч	36 000,0	36 000,0		А1-570-XX-001. Установка очистки сточных вод.
15.7.	Установка биологической очистки бытовых сточных вод	кг/ч	3 200,0	3 200,0		
15.8.	Установка переработки шлама	кг/ч	2 166,0	2 166,0		
15.9.	Фильтры установки обработки стоков	кг/ч	40 625,0	40 625,0		
16.	Электрические мощности					
16.1.	Генерирующие источники ГТГ / ПТГ	шт.	6/2	6/2		
16.2.	Общие установленные генерирующих источников ГТГ / ПТГ	МВА	304,2/87,5	304,2/87,5		
16.3.	Количество основных электроприемников	шт.	946	956	10	
16.4.	Основные суммарные нагрузки установленной мощности	кВт.	186 604,0	186 945,1	341,1	

№№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Показатели			Примечания
			Период ОПР (370/220)	Полное развитие . Этап I (450)	Прирост	
1	2	3	4	5	6	7
17.	Установленные мощности паровых котельных высокого давления, Установки 620:					
17.1.	Общая трех котлов	т/час	1 050,0	1 050,0		
17.2.	Количество вводимы в эксплуатацию. Котлов с ед. мощностью 350 т/час	Шт.	3	3		
	Установленные мощности котлов утилизаторов:					
17.3.	Установки извлечения серы (УИС), Установка 331:					
17.3.1.	- Общая установленная мощность	т/час	639,8	639,8		
17.3.2.	- Общая установленная мощность 4 котлов ВД	т/час	500,0	500,0		
17.3.3.	- Общая установленная мощность 4 котлов НД	т/час	590	590		
17.4.	Установки очистки хвостовых газов, Установка 332:					
17.4.1.	- Общая установленная мощность 2 котлов НД	т/час	49,8	49,8		
18.	Архитектурно-строительные показатели:					
18.1.	Общая площадь зданий, сооружений	м2	242 371,7	242 478,4	106,7	
18.2.	Общий строительный объем	м3	563 804,4	564 338,6	534,2	
19.	Показатели генерального плана:					
19.1.	Предзаводская зона:					
19.1.1.	- площадь территории	га	13.0	13,0		
19.1.2.	- площадь застройки	га	2.6	2,60		
19.1.3.	- плотность застройки	%	20	20		

№№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Показатели			Примечания
			Период ОПР (370/220)	Полное развитие . Этап I (450)	Прирост	
1	2	3	4	5	6	7
19.1.4.	- площадь задействованной территории	га	0.0494	----		
19.2.	Зона инженерного обеспечения:					
19.2.1.	- площадь территории	га	28.2	28.2		
19.2.2.	- площадь застройки	га	9.44	9.49	0.05	
19.2.3.	- плотность застройки	%	33,47	33,65	0.18	
19.3.	Технологическая зона:					
19.3.1.	- площадь территории	га	68,63	68,63		
19.3.2.	- площадь застройки	га	25.05	25,1084	0,0584	
19.3.3.	- плотность застройки	%	36,50	36,58	0,08	
19.3.4.	- площадь задействованной территории	га	0.0358	0,41	0,3742	
19.4.	Складская зона:					
19.4.1.	- площадь территории	га	113.38	113,38		
19.4.2.	- площадь застройки	га	43,16	43,1757	0,0157	
19.4.3.	- плотность застройки	%	38,06	38,08	0,02	
19.4.4.	- площадь задействованной территории	га	18.0	18,11	0,11	Задействован открытый склад серы
19.5.	Факельные установки:					
19.5.1.	- площадь территории	га	8,12	8,12		
19.5.2.	- длина ограждения	м	1039,0	1039,0		
19.6.	Общая площадь территории УКПНИГ в границах ограждения, в т.ч.:	га	317,6	317,6		
19.7.	Общая площадь застройки	га	80,25	80,3741	0,1241	
19.8.	Общая плотность застройки	%	25,27	25,31	0,04	
19.9.	Внутренние автодороги:					

№№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Показатели			Примечания
			Период ОПР (370/220)	Полное развитие . Этап I (450)	Прирост	
1	2	3	4	5	6	7
19.9.1.	общая протяженность основных внутренних дорог	м	34 580.0	34580,0		
19.9.2.	площадь асфальтового покрытия	м2	173 494.0	173494,0		
19.9.3.	площадь гравийного покрытия	м2	22 171.0	23629,0	1458,0	
19.9.4.	Длина ограждения территории по периметру УКПНИГ	м.	8942.0	8942,0		
19.9.5.	Количество ворот	шт.	19	19		
20.	Продолжительность строительства	месяц		7		
21.	Общая списочная численность персонала:	чел	500	500		
21.1.	Основные и вспомогательные рабочие	чел	400	400		
21.2.	ИТР	чел	100	100		
21.3.	Режим работы:					
21.4.	Метод		Вахтовый	Вахтовый		
21.5.	Рабочие дни в году	Дней	365	365		
21.6.	Количество вахт в месяц	Шт.	2	2		
21.7.	Общее количество вахт	Ш	4	4		
21.8.	Длительность вахты	Дней	15	15		
21.9.	Количество смен	Шт.	2	2		
21.10.	Длительность смены	час	12	12		

№№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Показатели			Примечания
			Период ОПР (370/220)	Полное развитие . Этап I (450)	Прирост	
1	2	3	4	5	6	7
Примечания: 1. Среднегодовые показатели ТЭП на период ОПР приняты согласно ранее утвержденному проекту обустройства «Проект обустройства объектов опытно – промышленной разработки м/р Кашаган. Наземный комплекс. Модернизация УКПНиГ», достигнутых на полке добычи 370- тыс барр. нефти / сут ПК 3 (Заключение №.от 08.09.2016г. РГП «Госэкспертиза»); 2. При фактическом достижении показателя добычи нефти в 450 тыс. барр/сут на основании уточненных вновь утвержденных проектных документов на разработку согласно требованиям пунктов. 42-43 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» проектные показатели на период Этапа I могут быть уточнены и пересмотрены в рамках последующей корректировки данного проекта, а также на основании уточнений принимаемых в обновляемых Программах ПРПСГ, результаты которых непосредственно влияют на объем получаемой товарной продукции в результате переработки ПНГ; Поэтому эти данные представлены как номинальные; 3. Годовые показатели по переработке сырого газа на УКПГ приняты согласно данным утвержденного ПРМ по состоянию на 01.04.2020г.						

1.9 Приложения

1.9.1. Задание на проектирование

СОГЛАСОВАНО:
Генеральный директор ТОО «СЕ&R»



М.М. Ахлимов

УТВЕРЖДАЮ:

Директор производственных
Операций НКОК Н.В.



Муштаров К.

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

«Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе»
Макатский район, Атырауская область

(включая и месторождо-зональные подразделения, объекты, здания, сооружения)

№№ п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
1.	Основание для проектирования.	1.1. Наряд-заказ №03 от 07.11.2023г. контракта NCOC N.V. U182981 от 06.11.2023 г; 1.2. Задание на проектирование, выданное НКОК Н.В.; 1.3. Соглашение о разделе продукции от 31 октября 2008 г. между Республикой Казахстан и Agip Caspian Sea B.V., ExxonMobil Kazakhstan Inc., Inpex North Caspian Sea Ltd., Shell Kazakhstan Development B.V., TotalFinaElf E&P Kazakhstan и CNPC (компании-члены Консорциума); 1.4. Акт на право временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного) землепользования (аренды) для строительства и эксплуатации УКПННГ и организации санитарно-защитной зоны с выделами под объекты инфраструктуры и объекты поддержки строительства № 17 от 30.05.08г; 1.5. Постановление Атырауского областного акимата о предоставлении компании Аджип ККО права временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного) землепользования (аренды) под строительство и эксплуатацию УКПННГ и организацию санитарно-защитной зоны с выделами под объекты инфраструктуры и объекты поддержки строительства №144 от 18.05.2006г; 1.6. Постановление Акимата Макатского района Атырауской области о предоставлении компании Аджип ККО права

С.Филиппов | № 45

№№ п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного) землепользования (аренды) под строительство и эксплуатации УКПНГ и организацию санитарно-защитной зоны с выделами под объекты инфраструктуры и объекты поддержки строительства №36 от 28.02.2006г; 1.7. «Анализ разработки месторождения Кашаган по состоянию на 01.10.2018г.», согласованного Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки (Протокол ЦКРР № 7/6 от 01.02.2019г., г. Астана); 1.8. «Проект разработки месторождения Кашаган по состоянию на 01.04.2020г (Протокол ЦКРР г. Астана №04-0/5542-ан от 16.06.2021г.); 1.9. Ранее разработанный и утвержденный НКОВ Н.В. проект обустройства «Проект обустройства объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Наземный комплекс. УКПНГ. Корректировка очередей 1, 2, 3 с выделением пусковых комплексов» (Заключение № 01-0411/13 от 29 июня 2013г. РГП «Госэкспертиза»); 1.10. Ранее разработанный и утвержденный НКОВ Н.В. проект обустройства «Проект обустройства объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Наземный комплекс. УКПНГ. Корректировка очередей 1, 2, 3 с выделением пусковых комплексов. Дополнение» (Заключение №.01-0409/16 от 08.09.2016г. РГП «Госэкспертиза»); 1.11. Ранее разработанный и утвержденный НКОВ Н.В. проект обустройства «Проект обустройства объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Наземный комплекс. УКПНГ. Модернизация УКПНГ» (Заключение №.01-00007/21 от 12.01.2021г. РГП «Госэкспертиза»); 1.12. КТ00-00-362-4U-4-RF-0001-000. Проект «Строительство нового трубопровода сырого газа»; 1.13. Проект обустройства объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Наземный комплекс. Установка очистки вод технологического процесса 1.14. Утвержденные НКОВ Н.В. Отчеты: «Анализ на соответствие требованиям норм РК

№№ п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		сценариев повышения избыточного давления по условиям функционирования предохранительных клапанов существующей технологической схемы подготовки нефти и газа при увеличении производительности объектов обустройства ОНП м/р Кашаган до 500 тыс. барр. нефти/сут», UII65076/43-00-A1/B4-000-000-1-A; 2021г.; «Основные нормативные требования по организации и осуществлению проектных работ и строительства по новому входному газосепаратору (Slugcatcher) в рамках будущего рабочего проекта», UII65076/66-00-A1-300-001, 2022г.; «Проведение анализа существующей документации по произведённым изменениям (PCN's и MoC's) для наращивания производительности с: - с 370 до 400 тыс. бар/сутки; - с 400 до 450 тыс. бар/сутки, для последующего внесения результата анализа в ПСД. Части 1-4», KE01-A1-000-C5-A-RE-0006-000 A01, KE01-A1-210-C5-A-RE-0001-000-PR18027_A01, KE01-A1-332-C5-A-RE-0001-000- PR18032_A01, KE01-A1-000-C5-A-RE-0007-000-PR18042_A01, KE01-A1-210-C5-A-RE-0001-000-PR20037_A01
2.	Вид строительства.	Расширение
3.	Стадийность проектирования	Проект
4.	Требования по вариантной и конкурсной разработке.	Не требуется
5.	Особые условия строительства.	5.1. Строительно-монтажные работы по расширению производительности существующих объектов и размещение дополнительных планируется вести в стесненных условиях действующего производства УКПНИГ, введенного в эксплуатацию в период ОНП. 5.2. Для максимального снижения рисков возникновения в процессе строительства опасных производственных факторов и в целях безопасной организации строительства применяется блочно-модульный метод строительства с размещением и изготовлением блочно-комплектных устройств в заводских условиях поставщика и подрядчика.

Страница 3 из 45

№№ п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		5.3. Сейсмичность района менее 6 баллов.
6.	Основные технико-экономические показатели объекта, в том числе мощность, производительность, производственная программа.	Основные технико-экономические показатели проекта принять в соответствии с техническими показателями Этапа I Полномасштабного освоения месторождения Кашаган (Фазой II) на период промышленной разработки, согласно утвержденной базовой проектной документацией по разработке месторождения. Этапом I ПОМ (Полномасштабное освоение месторождения) предусматривается увеличение добычи нефти до показателя 450 тыс. баррелей нефти в сутки, при котором достигаются следующие показатели по добычи попутного нефтяного газа: ▪ максимальный сезонный общий объем добычи газа.....36,9 млн. м³/сут.; ▪ максимальные сезонные ограничения по обратной закладке газа на МК18,92 млн. м³/сут.; ▪ максимальный суточный объем отправки газа на УКПНГ18,0 млн. м³/сут., в т.ч. объем экспортного сырого газа сторонней организации ..2,0 млн. м³/сут.. Объектами расширения на Наземном комплексе являются отдельные блоки и узлы существующих технологических установок и объектов вспомогательно-производственного назначения, располагаемых на производственных площадях УКПНГ. Перечень принятых дополнительных объектов debottlenecking (объектов устранения узких мест) и модификаций на УКПНГ, обеспечивающих расширение мощности до 450 тыс. барр. нефти/сут представлен в Приложение 22.1. На УКПНГ Наземного комплекса наращивание добычи нефти обеспечивается за счет: ▪ существующих резервных мощностей действующего оборудования технологической установки по комплексной подготовке нефти (три технологические линии по подготовке нефти с проектной производительностью по 165 тыс. барр. нефти /сут. каждая при суммарной производительности трех линий по комплексной подготовке нефти 495 тыс. барр. нефти /сут. и настоящих объектов инженерного обеспечения,

Страница 6 из 45

№№ п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		ранее предусмотренными Проектами обустройства в период освоения месторождения Кашаган на этапе Опытно-промышленной разработки (ОПР), когда максимальный уровень добычи предусматривался до 370 тыс. баррелей нефти в сутки, а штатный режим каждой из трех технологических линий по подготовке нефти на период ОПР был рассчитан на добычу только по 150 баррелей нефти/сутки с 10% запасом на каждой (см. выше п.п. 1.8 ÷ 1.10); ■ ввода на Морском комплексе в эксплуатацию двух технологических линий модернизированных компрессоров обратной закачки сырого газа (ЗСГ) по Проекту RGI Upgrade и одновременной реализации на Наземном комплексе Проекта IBCMA по экспорту дополнительно добытого газа на газоперерабатывающий завод третьей стороны мощностью до 1 млрд м³ /год, снимающие технологические ограничения с последующим обеспечением задействования резервных мощностей существующих сооружений ОПР при наращивании добычи нефти; ■ осуществления дополнительно необходимых изменений и модификаций (PCN's и MoC's) отдельных функциональных узлов и оборудования технологических установок для наращивания их производительности до проектного показателя за счет debottlenecking (расшивки/устранения узких мест); ■ осуществления дополнительных оптимизаций и модернизаций производственного комплекса УКПНГ по внедрению лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности, обеспечивающих в условиях наращивания мощности существующего объекта повышение уровня безопасных условий его эксплуатации и функционирования. Период освоения месторождения Кашаган на Этапе I:.....2022г. ÷ 2026г..
7.	Основные требования к инженерному оборудованию:	По дополнительным объектам debottlenecking (объектам расшивки узких мест) и модификаций проектные решения в целях их унифицирования и типизации на промышленной площадке УКПНГ принять аналогичными ранее принятым в утвержденных проектах. При этом проектные решения по инженерному оборудованию должны отвечать следующему:

№№ п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		7.1. Проектные решения по инженерным системам должны выполняться в соответствии с нормативами РК, межгосударственными стандартами и зарубежными стандартами, действующими на территории РК; 7.2. Оборудование и блоки должны удовлетворять требованиям норм проектирования РК или норм иностранных государств, в случаях их наиболее строгих требований и распространенности на территории РК; 7.3. Оборудование изготавливается в блочном исполнении высокой заводской готовности, которые обеспечены всеми необходимыми системами жизнеобеспечения, согласно нормативной документации (<u>ГОСТ РК, СНиП, СанПИН, СТ РК, МЭК, ВНТП, ПУЭ РК, ПОПБ РК ППБС 02-95 (РД-112-РК-004-95)</u> и т.д.), включая системы вентиляции и отопления, пожаро- и газообнаружения, пожаротушения, электроснабжения, водоснабжения и канализации, освещения и обогрева; 7.4. Установки, работающие на индивидуальном (ПЛК) программируемом логическом контроллере должны быть предусмотрены с обязательной передачей данных на верхний уровень и функцией аварийного отключения оборудования (ПАЗ); 7.5. Все применяемые в проекте оборудование, должны иметь сертификат соответствия к применению в Республике Казахстан; 7.6. Конструкции блоков должны обеспечивать надежную и безопасную эксплуатацию, транспортировку и монтаж блоков на открытом воздухе, до - 50°C; 7.7. Оборудование и блоки, разрабатываемые в составе установок, должны удовлетворять требованиям норм технологического проектирования; 7.8. Запорная и запорно-регулирующая арматура должна иметь герметичность не ниже класса А по ГОСТ 9544-93; 7.9. Вид обслуживания дополнительных установок и объектов - дистанционный контроль из операторной и периодическое посещение операторами для визуального контроля состояния оборудования; 7.10. Расчетный срок службы технологического оборудования не менее 20 лет.
8.	Требования к качеству.	8.1. Товарная экспортная нефть месторождения Кашаган

Страница 6 из 45

№№ п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
	конкурентоспособности и экологическим параметрам продукции.	должна соответствовать СТ РК 1347-2024 «Нефть. Общие технические условия»; 8.2. Экспортный сухой газ готовится по СТ РК 1666-2007 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия»; 8.3. Смесь пропан-бутан техническая СПБТ производится согласно ГОСТ 20448-2018 Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия»; 8.4. Конденсат газовый стабильный производится по СТ РК 2188-2012 «Конденсат газовый стабильный. Технические условия» (закладывается в товарную нефть); 8.5. Сера техническая газовая: ■ гранулированная согласно ПСТ РК 18-2014 Сера техническая газовая гранулированная. Сера техническая газовая пастилированная. Технические условия» (ГОСТ 127.1-93); ■ комовая согласно требованиям стандарта ПСТ РК 20-2014 Сера техническая газовая комовая. Технические условия»; 8.6. Экспортный сырой кислый газ третьей принимающей стороне по компонентному составу и физическим параметрам в соответствии с утвержденным сторонами ТУ, см. Приложение 22.4
9.	Требования к технологии, режиму предприятия	9.1. Организация работы персонала – вахтовый метод; 9.2. Режим работы предприятия - непрерывный, автоматизированный с дежурным персоналом по двухсменному графику работы; 9.3. Режим допуска и охраны в соответствии с Правилами промышленной безопасности при разработке нефтяных и газовых месторождений в Республике Казахстан; 9.4. Технологии, применяемые на проектируемых объектах, должны: ■ промышленно-освоенными и адаптированными к промышленным условиям работы; ■ обеспечивать низкое водо- и энергопотребление, и минимальную эмиссию загрязняющих веществ в окружающую среду;

Страница 7 из 45

№№ п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		- при аппаратурном оформлении процессов использовать оборудование объектов максимально в блочном, блочно-комплектном исполнении с унифицированными узлами высокой заводской готовности и автоматизации с учетом требований действующих норм. при размещении которых должны использоваться унифицированные строительные конструкции и детали из соображений сокращения площади застройки и сроков строительства; - соответствовать наилучшим мировым практикам нефтегазодобывающей отрасли и уровню наилучших отраслевых доступных технологий, представленных в утвержденных Правительством РК Справочниках Наилучших доступных техник (НТД) «Переработка нефти и газа» и «Добыча нефти и газа», которые должны быть направленными на обеспечение высокой технологической, экономической, эргономической и экологической эффективности создаваемых технологических комплексов, а также на требуемый уровень пожаро-взрывобезопасности; - соответствовать требованиям профильной нормативной документации РК по проектированию объектов нефтегазодобывающей отрасли промышленности (ВНТП, ОНТП и пр. НТД).
10.	Требования к архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям с учетом создания доступной для лиц с инвалидностью среды жизнедеятельности	10.1. Архитектурно - планировочные решения зданий и сооружений должны обеспечивать эффективное использование площадей и объемов. Учитывая, что объекты debottlenecking (объекты устранения узких мест) и модификаций являются как существующие, так и дополнительные, размещенные в существующих площадях действующих объектов, объемно-планировочные решения, соблюдая нормы безопасного размещения, должны обеспечить безопасные условия регулярного обслуживания объектов; 10.2. Фундаменты под оборудование с динамическими нагрузками должны соответствовать требованиям норм проектирования; 10.3. Конструкции и материалы зданий и сооружений должны быть выполнены, согласно требованиям по взрыво-пожарной безопасности и быть, соответственно, идентичными конструкциям и материалам существующих зданий и сооружений, обеспечивающими унификацию по всей промышленной площадке УКПНИГ;

№№ п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		10.4. Архитектурно - строительные решения зданий и сооружений разработать с учетом климатических условий района строительства, геологических условий площадок строительства, санитарно-технических норм и требований безопасности труда.
11.	Требования и объем разработки организации строительства.	Разработать проект организации строительства (ПОС). ППР будет разрабатываться строительным Подрядчиком.
12.	Выделение очередей, в том числе пусковых комплексов и этапов, требования по перспективному расширению предприятия.	Не требуется. Объекты debottlenecking (объекты устранения узких мест) и модификаций вводятся в эксплуатацию в составе Этапа I в рамках периода ПОМ.
13.	Требования и условия в разработке природоохранных мер и мероприятий.	13.1. Показатели ЗНД и ОВОС привести в соответствие с: - утвержденными показателями ТНС ПРПСГ, разработанной в соответствии с утвержденным проектным документом по разработке, по состоянию на 01.10.20г. (Протокол ЦКРР г. Астана №04-0/5542-вн от 16.06.2021г), на период ПОМ Этапа I; - составом дополнительно включенных объектов debottlenecking (объектов устранения узких мест) и модификаций по наращиванию добычи до 450 тыс. барр. нефти/сут, являющимися собственными источниками выбросов и сбросов. 13.2. При разработке проекта осуществлять применение наилучших доступных техник, ресурсосберегающих технологий и практик, направленных на сокращение объемов и снижения уровня опасности образуемых отходов и на эффективное управления ими на основе применения Справочников по наилучшим доступным технологиям (НДТ), разработанным РК в рамках Европейского бюро по комплексному контролю и предотвращению загрязнений окружающей среды, а также на решениях Европейской комиссии об утверждении заключений по НДТ по соответствующим областям их применения. 13.3. При необходимости обеспечить необходимое сопровождение и принять участие в организации и

Страница 9 из 45

№№ п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		проведении общественных слушаний по проекту; 13.4. ЗонД, ОВОС разрабатываются и сопровождаются в уполномоченных органах в области охраны окружающей среды РК специализированной компанией по прямому договору с НКОК Н.В.
14.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда.	Разработать раздел проектной документации по охране труда и технике безопасности в соответствии с действующей в РК нормативно-технической документацией.
15.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	ИТМ ГО не требуется. Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне выполнены отдельным проектом ТОО «ЭкспертПромСервис», UI57972 (Agir KCO 2013-0268)-TPD-000-ПЗ-ИТМ ГОиЧС.
16.	Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ.	Не требуется
17.	Требования по энергосбережению.	Не требуется
18.	Требования по применению строительных материалов, изделий, конструкций и оборудования казахстанского производства для объектов, финансируемых за счет государственных инвестиций и средств квазигосударственного сектора.	Не применимы. Инвестирование строительства производится за счет привлечения иностранного капитала, являющегося собственными средствами предприятия.

Страница 10 из 45

№№ п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
	предоставляются согласно базы данных товаров, работ, услуг и их поставщиков, сформированной в соответствии с Правилами формирования и ведения базы данных товаров, работ, услуг и их поставщиков	
19.	Требования к определению стоимости строительства и технико-экономических показателей	Расчет стоимости строительства, эффективности инвестиций и технико-экономических показателей не производить, так как инвестирование строительства производится за счет привлечения иностранного капитала, являющегося собственными средствами предприятия (источник финансирования – инвестиции Компании «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.»)
20.	Дополнительные условия	20.1. Состав и оформление проектно-сметной документации проекта при адаптации проектной документации, разработанной организациями иностранных государств, принять и привести в соответствие с требованиями нормативов РК, СН РК 1.02-03-2022 и стандартов СПДС; 20.2. Из состава проекта исключить следующие разделы: ▪ «Автоматизированная система мониторинга зданий и сооружений в соответствии с обязательным приложением 1 СНиП РК 3.02-05-2010»; ▪ «Система антитеррористической защищенности для особо важных объектов и пр.». 20.3. В составе Исходных требований на разработку и модификацию основного технологического оборудования длительного срока изготовления, опросных листов и технических требований на поставку дополнительного оборудования предусмотреть: ▪ требование о предоставлении поставщиком программы или информации о возможности разработки программы проведения индивидуальных испытаний и комплексного опробования поставляемого оборудования; ▪ требование о предоставлении сметных расчетов стоимости оборудования, сформированные с учетом требований НЦДС РК 8.01-08-2022 «Порядок

Страница 11 из 45

№№ п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан»; • требование о предоставлении поставщиком информации о необходимости проведения шеф-монтажных и шеф-наладочных работ по поставляемому оборудованию его сотрудниками или сотрудниками подрядной организации; • требование о предоставлении поставщиком информации о необходимости проведения пусконаладочных работ по поставляемому оборудованию его сотрудниками или сотрудниками подрядной организации; • требование о предоставлении поставщиком информации о сохранении гарантийного срока на поставляемое оборудование, в случае отказа от привлечения сотрудников поставщика к проведению ШНР и (или) ПНР; • требование о предоставлении поставщиком информации стоимости продления гарантийных обязательств; • требование о предоставлении поставщиком информации об условиях хранения оборудования и материалов; • требование о предоставлении поставщиком информации об особых квалификационных требованиях (требования по наличию дополнительных) аттестаций к сотрудникам строительно-монтажной и (или) пусконаладочной организации; • требование о предоставлении поставщиком информации о наличии собственных лицензированных (сертифицированных) центров обучения, для получения навыков пуска и безопасной работы с поставляемым оборудованием, и (или) рекомендованных центров для прохождения обучения по программе поставщика; • требование о предоставлении поставщиком информации о возможности выезда сотрудника поставщика на объект строительства для обучения эксплуатационного персонала навыкам пуска и безопасной эксплуатации поставленного оборудования; • требование о предоставлении поставщиком информации о необходимости и состав работ и стоимости по техническому (сервисному) обслуживанию поставляемого оборудования в процессе его эксплуатации, подлежащих выполнению сотрудниками

Страница 12 из 45

№№ п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		поставщика; • требования по техническому обслуживанию и ремонту оборудования, сроки ТО и ТР; • требование к поставщикам оборудования: инструкцию по эксплуатации средств автоматизации, согласно действующим нормам РК; • требование к поставщикам оборудования: инструкцию по эксплуатации узлов учета газа и т.д.; • требование о согласовании с Заказчиком схемы P&ID и внутренней компоновки БКУ; • поставляемое оборудование должно быть вновь изготовленным, ремонтпригодным (не бывшим в употреблении и не снятым с хранения) и должно соответствовать условиям эксплуатации; • для емкостного оборудования срок службы не менее 20 лет. Конструктивное исполнение и внутренняя обвязка емкостного блочно-комплектного оборудования должна быть согласована с Заказчиком; • для ЗРА требование об обязательном проведении стендовых гидравлических (пневматических) испытаний на прочность и плотность перед установкой на трубопровод; • требование о необходимости первичной приемке оборудования, которая должна осуществляться непосредственно на заводе-изготовителе (за счет средств поставщика оборудования) и в присутствии специалистов Заказчика. Для эксклюзивного, инновационного оборудования, ранее не поставлявшегося на территории РК, либо изготавливаемого штучно, а также для оборудования, имеющего необходимые разрешительные документы, срок действия которых заканчивается до планируемой даты изготовления, изготовитель (поставщик) данного оборудования должен гарантировать предоставление всех необходимых документов до приемки объекта в эксплуатацию; • требования к средствам КИПиА: должен быть подготовлен отдельный перечень средств КИПиА, являющихся средствами измерения и относящихся к сфере государственного регулирования в соответствии с нормативно-правовыми актами РК, каждое такое

Страница 13 из 45

№№ п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		средство измерения должно быть внесено в государственный реестр и иметь свидетельство об утверждении типа; ▪ конструкции оборудования, которые должны предусматривать возможность осмотра в процессе эксплуатации, обеспечиваются свободным и безопасным доступом к узлам и деталям с целью проведения технического обслуживания, ремонта и технического освидетельствования (диагностирования); ▪ требование о включение в объем и стоимость поставки оборудования шеф-монтажных, пусконаладочных работ, а также комплект ЗИП на 2 года эксплуатации; ▪ перечень ЗИП согласовать с Заказчиком; ▪ требования к составу документации поставщиков в соответствии с требованиями межгосударственного стандарта, ГОСТ 2.601-95 «ЕСКД. Эксплуатационные документы»: – заводские паспорта на оборудование; – инструкцию завода изготовителя по эксплуатации, ремонту, техническому обслуживанию и монтажу оборудования; – технологические и монтажные схемы завода изготовителя; – техническая документация производителя на оборудование и/или инструмент, в случае применения импортного оборудования и/или инструмента документация должна быть предоставлена в том числе и на русском языке; – сертификаты, декларации (обязательные/добровольные) на соответствие требованиям технических регламентов (национальных, либо Таможенного союза); – действующее разрешение на применение, выданные уполномоченными органами в комплекте с заключением экспертизы промышленной безопасности и копией письма о его утверждении и регистрации (для случаев, когда заключение указано в разрешении как основание для выдачи разрешения на применение). В комплекте с копией разрешения должна быть предоставлена копия сертификата (в случае, если продукция подлежит обязательный сертификат в

Страница 14 из 45

№№ п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		системе, или подлежала до вступления в силу соответствующего технического регламента, при условии, что сертификат выдан также до вступления в силу соответствующего технического регламента, и при этом не окончен срок переходного периода, установленный техническим регламентом); 20.4. Оказать помощь при получении согласований и разрешений на стадии проект в заинтересованных организациях и государственных органах для получения положительного заключения государственной экологической экспертизы, комплексной вневедомственной экспертизы проекта. 20.5. Ответность по выполнению разработки ПСД подрядчик выполняет в формате, принятом Заказчиком с периодичностью формирования регулярной отчетности 1 раз каждые две недели.
21.	Состав демонстрационных материалов.	На бумажном носителе 2 экземпляров: • 1 экземпляров заказчику, • 1 экземпляр разработчику. На электронном носителе 2 экземпляра проекта на диске CD-R в редактируемом и не редактируемом форматах на русском и английском языках (заказчику – по 1 экз. и разработчику – по 1 экз.): • «Word», «EXCEL», «AutoCAD»; • PDF.
22.	Приложения:	22.1. Перечень дополнительных объектов debottlenecking (объектов устранения узких мест) и модификаций на УКПНГ, обеспечивающих наращивание добычи до 450 тыс. барр. нефти/сут; 22.2. Компонентный состав экспортного сырого кислого газа, передаваемого третьей стороне для дальнейшей его переработки в соответствии с утвержденными сторонами ТУ

Приложение к Заданию на проектирование №22.1

Перечень дополнительных объектов debottlenecking (объектов устранения узких мест) и модификаций на УКПНиГ, обеспечивающих наращивание добычи до 450 тысяч барр. нефти/сут.

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
Объекты debottlenecking (объекты устранения узких мест) и модификаций на УКПНиГ, обеспечивающие расширение мощности до 450 тыс. барр. нефти/сут			
УКПН. Технологические линии 1,2,3:			
1.	210	Установка подготовки сырой нефти (сущ.). Технологические линии 1,2,3	РСН 18027. Удаление воды из рефлюксной емкости фракционной колонны. Установка 210.
1.1.	A1-210-VA-102/202/302	Блок-модуль емкости орошения фракционной колонны	Реконструкция блока емкости орошения фракционной колонны с организацией отдельного отвода воды (Унос воды во фракционную колонну). Принятая модификацией РСН 18027 система автоматического контроля межфазного уровня в дефлегматоре в режиме включения/выключения с помощью нового регулирующего клапана для поддержания уровня накапливаемой свободной воды между высоким уровнем границы раздела жидких фаз и низким уровнем границы раздела жидких фаз максимально и надежно обеспечивает предотвращение проникновения свободной воды в низ по потоку нефти для дальнейшей ее демеркаптанзации, что снимает значительные технологические издержки на данной операции. Целью модификации РСН 18027 для емкости орошения 210-VA-101/201/301 является разработка эффективного средства отделения воды от углеводородов и автоматического слива ее в закрытую дренажную систему. Это уменьшит количество отработанного каустика, полученного из воды, уносимой в нефтя-продукте, в установках Мерох, а также вероятность неожиданного отключения установок Мерох, что приведет к значительным потерям линии добычи нефти из-за блокировки в установках Мерох
1.2.	935	Установка 935. Электротехническая система.	Кабельные проводки и опоры кабельных лотков; Существующие эстакады. Трассы открытой прокладок кабелей и

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			проводов на конструкциях, в коробах, на лотках, в трубах, каналах, тоннелях;
1.3.	970	Установка 970. Система КИП и Система Управления. Система управления (дистанционное управление)	Существующие эстакады. Трассы открытой прокладок кабелей и проводов на конструкциях, в коробах, на лотках, в трубах, каналах, тоннелях
2.	210	Установка подготовки сырой нефти (сущ.). Технологические линии 1,2,3	PCN 20037. Удаление воды из колонны стабилизации нефти. Установка 210. Целью модификации PCN 20037 является повышение эффективности стабилизационных колонн за счет замены существующих внутренних устройств колонн (входных распределителей, тарелок) с учетом увеличения производительности каждой из трех технологических линий Установки 210 по подготовке нефти до номинального показателя 165 тыс. барр./сут. (до общей производительности - 495 тыс. барр./сут.), которая при этом должна обеспечивать следующие режимные показатели и проектные условия: - Низкое содержание H₂S и свободной H₂O в кубовом продукте (<1 ppm по массе и <5 ppm по массе соответственно); - Давление паров по Рейду от 45 до 48 кПа; - Снизить риск коррозии как в ребойлере стабилизатора сырой нефти, так и в верхней системе нафтоотгонной колонны и ниже по потоку на установке MEROX. - Проектные показатели по содержанию H₂S и воды в, чтобы уменьшить расходные показатели щелочи в установке MEROX и в целом OPEX.
2.1.	A1-210-VE-101/201/301	Установка 210. Колона стабилизации нефти	
3.		Установка 360. Установка компримирования газа	PCN 22007 «Проект защиты от избыточного давления компрессора

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		мгновенного испарения (ГМИ)	ГМИ» Компрессора ГМИ технологической линии подготовки нефти № 3. Проектными решениями решаются проблемы, связанные с занижением размеров PSV (пропускной способности) для сценария обратного потока во время остановки компрессора. Также предлагаются модификации аппаратного обеспечения для улучшения ремонтпригодности линий FGC, учитывая прошлые проблемы с целостностью запорной арматуры.
			Технико-экономическое обоснование в компании NCOC определили, что обратный поток из нагнетательного коллектора во время остановки компрессора является вероятным сценарием возникновения избыточного давления. В результате выяснилось, что PSV 1-й и 2-й ступеней на сепараторах ГМИ имеют недостаточный размер. Динамические исследования также показали, что если на нагнетании компрессора не установлен дополнительный обратный клапан, общее давление сжатия может превысить расчетное давление всасывающего бака 1-й ступени. Наконец, было выявлено отсутствие запорных клапанов для обслуживания выпускных клапанов ESD (360-ESV-X08), и в рамках проекта будут установлены дополнительные ручные запорные клапаны.

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			размещением блок-модулей дуплексных фильтров, АВО и КТП 10/0,4кВ - Установка 520 (модификация PR15025)».
4.1.	A1-520-ZL-001A/B	Блок- модуль дуплексных фильтров	Размещен на сущ. площадке A1-620-TA-002 паровой котельной
4.2.	A1-520-HC-002 A/B/C/D	Блок-модуль аппаратов воздушного охлаждения	Размещен на сущ. площадке A1-620-TA-002 паровой котельной
4.3.	520-TA-001/2	Резервуары технической/пожарной воды	
4.4.	-	Установка 920. Система главного распределения электроэнергии менее 1 000 В. Блок КТП 10/0,4кВ	Размещен на сущ. площадке A1-620-TA-002 паровой котельной
4.5.	A1-920-EH-018).	Установка 920. Система главного распределения электроэнергии менее 1 000 В. Блок распределительного шкафа	Размещен на сущ. площадке A1-620-TA-002 паровой котельной
4.6.	560-VJ-001	Установка 560. Система пластовой воды. Коммуникационный блок-модуль межплощадочных трубопроводов	
УКПГ. Технологические линии 1,2:			
5.	300	Установки сепарации газа	PCN 18042. Механическое оборудование U-300, U-310, U-320, U-340. Устранения узких мест газовых линий действующего производства УКПНиг. Рассматриваемая модификация направлена на повышение эффективности сепарации жидкой фазы, находящейся в потоке перерабатываемого газа, за счет замены внутренних устройств входных газосепараторов Установок 300, 310, 320 и 340 соответственно на входные лопастные распределительные устройства и специальные туманоуловители VICO-Tex, изготовленные из слоев металлической сетки, поставляемых фирмой COSTACURTA S.p.A, а также за счет замены выходных коллекторов

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			конденсата на профилированные опорные решетки (SSG) фирмы Johnson Screens. Данная комбинация модернизированных внутренних устройств, обладая высокой производительностью разделения при высокой скорости, благодаря эффекту коалесценции, обеспечиваемому туманоуловителем (агломератором), закладывается потенциал в повышение производительности всей установки;
5.1.	A1-300-VN-101/201	Емкость кислого газа	
6.	310	Установки осушки газа;	PCN 18042. Механическое оборудование U-300, U-310, U-320, U-340. Устранения узких мест газовых линий действующего производства УКПНиГ. Модификация направлена на повышение эффективности процесса сепарации жидкой фазы, находящейся в потоке входного газа на установки, за счет установки следующих современных типов внутренних устройств: ▪ входных распределительных устройств лопастного типа; ▪ специальных туманоуловителей VICO-Tex (агломераторов), изготовленных из слоев металлической сетки, поставляемых фирмой «COSTACURTA S.p.A»; ▪ выходных коллекторов конденсата в виде профилированной опорной решетки (SSG) фирмы «Johnson Screens».
6.1.	A1-310-VN-101/201	Входной газосепаратор	
7.	320	Установки извлечения СУГ	PCN 18042. Механическое оборудование U-300, U-310, U-320, U-340. Устранения узких мест газовых линий

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			действующего производства УКПНиГ. Модификация направлена на повышение эффективности процесса сепарации жидкой фазы, находящейся в потоке входного газа на установки, за счет установки следующих современных типов внутренних устройств: ▪ входных распределительных устройств лопастного типа; ▪ специальных туманоуловителей VICO-Tex (агломераторов), изготовленных из слоев металлической сетки, поставляемых фирмой «COSTACURTA S.p.A»; ▪ выходных коллекторов конденсата в виде профилированной опорной решетки (SSG) фирмы «Johnson Screens».
7.1.	A1-320-VA-104/204	Емкость предварительного испарения	
8.	340	Установки контроля точки росы.	PCN 18042. Механическое оборудование U-300, U-310, U-320, U-340. Устранения узких мест газовых линий действующего производства УКПНиГ. Модификация направлена на повышение эффективности процесса сепарации жидкой фазы, находящейся в потоке входного газа на установки, за счет установки следующих современных типов внутренних устройств: ▪ входных распределительных устройств лопастного типа; ▪ специальных туманоуловителей VICO-Tex (агломераторов), изготовленных из слоев металлической сетки, поставляемых фирмой «COSTACURTA S.p.A»; ▪ выходных коллекторов конденсата в виде профилированной опорной решетки (SSG) фирмы «Johnson Screens».
8.1.	A1-340-VN-	Низкотемпературный	

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
	101/201	сепаратор	
9.	330	Установка 330. Удаление кислых газов Замена насадки для более высокой производительности 330-VJ-103/203 (реабсорбера испарителя обогащенного амина)	еМОС 23951 Цель данной модификации является снятие гидравлических ограничений для работы реабсорбера испарителя обогащенного амина, 330-VJ-103/203. При этом модификация реабсорбера испарителей исходила из приятия общего расход газа, поступающего в аминный абсорбер в качестве исходного номинального уровня - 382 тыс. м.3/ч (ст. условия при 1 атм и 20°C) и с учетом максимального расхода 400 тыс. м.3/ч для будущего увеличения пропускной способности по газу с некоторым эксплуатационным запасом по гидравлическому ограничению. На основание проведенных работ по гидравлической оценке существующей насадки реабсорбера испарителей (330-VJ-103/203) в целях обеспечения работы установки. при более высоком расходе и наличия разумного запаса при текущих условиях эксплуатации и в случае сбоя модификация предусматривает замену существующей насадки на насадку Sulzer S-Ring 2, Raschig Super Ring 2 или эквивалентную. Данная насадка в случае увеличения склонности к пенообразованию предотвращает потерю амина и как следствие приводит к снижению риска коррозии на выходе трубопровода и влияния на производительность газовой установки в результате чрезмерной рециркуляции газа. Модификация предусматривает увеличение потока амина в испарители до > 60 м.3/ч, чтобы поглотить разумное количество H₂S. В противном случае поток рециркуляции к компрессору газа испарения может начать использовать мощность газовой установки. Предполагается, что поток рециркулируемого газа увеличится до 2 000 ст.м.3/ч если количества амина недостаточно для захвата H₂S за один проход, что незначительно повлияет на мощность

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			газовых установок.
9.1.	330-VJ-103	Реабсорбер испарителя обогащенного амина,	
9.2.	330-VJ-203.	Реабсорбер испарителя обогащенного амина,	
10.	321	Установка 321. Очистка СУГ Модернизация регулирующих клапанов, 3211-FCV-206 и 3212-FCV-206	еМОС 24319 Модификация регулирующего клапана расхода влажного воздуха 3211/2-FCV-206 в систему Merох. Св, пропускная способность регулирующих клапанов 3211/2-FCV-206 по расходу воздуха, необходимого для очистки более высокого потока меркаптанов из-за увеличения расхода потока ШФЛУ при увеличении добычи на Этапе 1 периода ПОМ, являться недостаточной. При достижении добычи 370 тыс. барр/сут на существующих клапанах управления потоком влажного воздуха (3211/2-FCV-206) Установки 321 их открытие стабильно составляет 87% и это оказалось недостаточным для обработки и окисления высокого содержания RSH в потоке СУГ на входе Merох. В текущей ситуации для устранения этого узкого места в систему подается дополнительный воздух через емкость для добавления катализатора (321-VN-102/202), чтобы способствовать окислению RSH и поддерживать качество отработанной каустики. Однако поток через емкость для впрыска катализатора невозможно контролировать, что потенциально может привести к попаданию воздуха в линии DSO и уравнивательные линии, что вызывает коррозию этих линий, а также магистрали (горизонтального участка) DSS. Модификация еМОС 24319 заключается в: - Замене существующих клапанов 3211/2-FCV-206 компании производителя Dresser masoneilan на клапана с увеличенной пропускной способностью; - Замене существующего

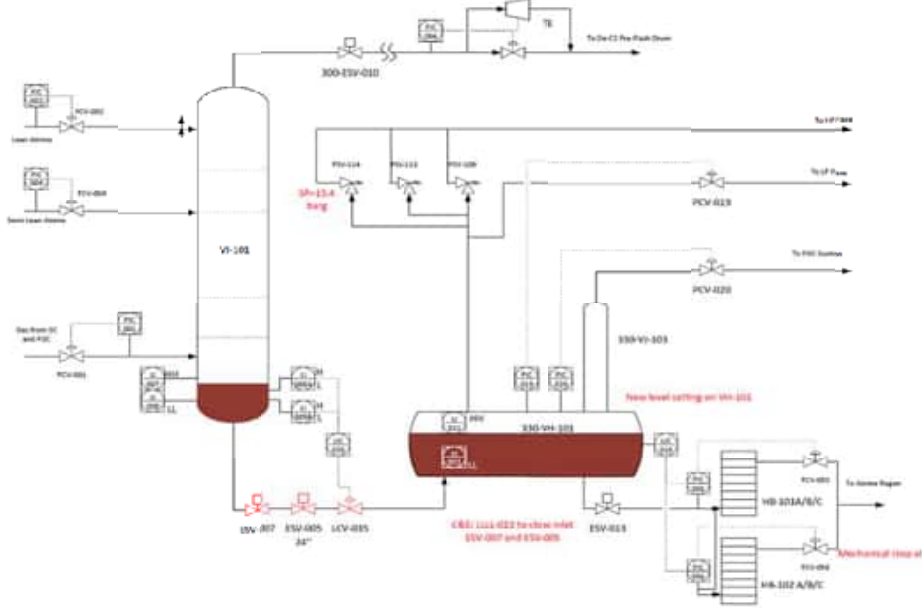
№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			специального обратного клапана с Ду 3/8 дюйма на 1/2 дюйма,, установленного ниже по потоку от 3211/2-FCV-206
10.1.	3211-FCV-206	Технологическая линия 1	
10.2.	3212-FCV-206	Технологическая линия 2	
11.	332	Установка 332. Установка очистки хвостовых газов (УОХГ). Технологическая линия 2. Технологическая линия сброса кислой воды с насосов А1-332-РА-202А/В водопоглощающей колонны в емкость дегазации кислой воды, А1-333-VN-001	еМОС 22085 Замена существующего клапана регулирования расхода на более крупный клапан регулирования расхода/ Проблема существующего гидравлического ограничения линии сброса кислой воды вызвана большой ее длиной и структурной компоновкой линии, а также недостаточной пропускной способностью регулирующего клапана, 3322-FCV-020, в условиях увеличения добычи на м/р. Модификацией предусматривается замена существующего 2-дюймового регулирующего клапана на 4-дюймовый
12.	331	Установка 331. Установка извлечения серы Технологические линии 1,2	
12.1.	331	Повышение максимальной производительности установки по производству серы. Технологические линии 1,2	еМОС 22371 В условиях увеличении добычи до 450 тыс.барр/сут нефти и дополнительного объема сырого газа до 1 млрд. м3/год, который предназначен для передачи на переработку третьей стороне (QG), предусматривается возможность повышения производства серы на УКПНИГ НКОК с 3800 т/сутки до 4200 т/сутки в случае отсутствия синхронизации выхода ГПЗ третьей стороны на КР (остановки экспортного газопровода сырого газа 1ВСМА) с целью предотвращения снижения уровня добычи на м/р Кашаган. Повышение производительности Установки 331 допустимо при условии выполнения нормативных требований:

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			- предотвращения вибраций коммуникаций и оборудования установки сверх допустимых; - ОНТП 1-86 касательно обновленного показателя номинальной производительности Установка производства серы должна обеспечить гарантированное количество серы с сохранением нормального действия всего оборудования и автоматики при увеличении до 115 % по отношению к номинальной производительности
12.2.		Линии подачи кислого газа Установки 330 с А1-VN-101/201 в печи сжигания газа первой термической ступени конверсии А1-331-FF-101А/В и А1-331-FF-201А/В	еМОС 22974 Замена регулирующего клапана на более производительный А1-3311/2-FCV-013А/В с обратной связью по положению
12.2.1.	3311-FCV-013А/В	Технологическая линии 1	
12.2.2.	3312-FCV 013А/В	Технологическая линия 2	
13.	361	Новый трубопровод сырого газа Ду400 (DN 16") от УКПНиГ до УКПГ третьей стороны для транспортировки осушенного неочищенного газа Экспортный газопровод сырого газа 1ВСМА	Проект «Строительство нового трубопровода сырого газа», разработанный компанией ТОО CBS, КТ00-362-4U-A-RE-0001-000
13.1.		Газопровод от УКПНиГ до УКПГ Ду400 (DN16")	Маршрут газопровода начинается от точки врезки в существующую трубную обвязку конденсатосборника (Slugcatcher) на площадке УКПНиГ (ТУ на точку подключения). Протяженность 14,405км
13.2.		Площадка камеры пуска скребка на УКПНиГ	Территория УКПНиГ (подключения к коммуникациям)
13.3.		Модульное помещение силовых трансформаторов	Территория УКПНиГ(подключения к коммуникациям)
13.4.		Станция катодной защиты (ЭХЗ) (система N 1 ИССР)	Территория УКПНиГ (подключения к коммуникациям)
13.5.	А-170-НМ-101/102	Площадка электронагревателей газа	Территория УКПНиГ (подключения к коммуникациям)
13.6.		Площадка линейного кранового	Промысловая территория (не входит в

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		узла -1 на ПК5	состав ТПД 450 НК)
13.7.		Площадка линейного кранового узла -2 на ПК10	Промысловая территория (не входит в состав ТПД 450 НК)
13.8.		Площадка кранового узла -3 на входе в УКПГ	Промысловая территория (не входит в состав ТПД 450 НК)
13.9.		Вдоль трассовая волоконно-оптическая линия связи (ВОЛС)	2 линии из которых будут проложены в одной траншее с газопроводом, 1 линия - с левой стороны трубопровода по ходу продукта, на расстоянии не менее 8 м от оси газопровода. Три оптико-волоконных кабеля начинаются от аппаратной связи Здания главной операторной, расположенного на территории УКПНИГ (ТУ на точки подключения)
13.10.		Вдоль трассовый проезд шириной 6,5м, на расстоянии не менее 10 м от оси газопровода	Пересечения подъездов к ЛКУ с трассой газопровода (не входит в состав ТПД 450 НК)
13.11.		Воздушная линия электропередач (ВЛЭП), на расстоянии не менее 15	Проектируемая воздушная ЛЭП – 10кВ берет свое начало от существующей ВЛ 10 кВ проходящей возле территории УКПНИГ, вблизи наружного ограждения. Запитка от существующих распределительных щитов 10 кВ на УКПНИГ. Прокладка кабеля 10 кВ осуществляется от распределительного щита 10 кВ А1-910-ES-140 существующей подстанции № 14 и распределительного щита 10 кВ А1-910-ES-240 существующей подстанции № 24 до новых силовых трансформаторов устанавливаемых в модульном здании (ТУ на точки подключения).
Объекты дополнительных оптимизаций и модернизаций Наземного комплекса по внедрению лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности, обеспечивающих в условия наращивания мощностей повышение уровня безопасных условий его эксплуатации и функционирования (объекты непосредственно не связанные с повышением производительности до 450 тыс. барр./сут.)			
УКПГ. Технологические линии 1,2			
14.	330	Удаление кислых газов	
14.1.		Фильтрация бедного (ненасыщенного) амина.	Предписание Департамента КПБ

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		Дополнительные фильтры (Повышение эффективности фильтрации ДЭА)	Атырауской обл. № 52-Э (пункт 38) РСН 17011. Стоимость проекта в размере 17\$ млн. была признана безвозвратной, и проект был приостановлен в 2019г. Разработчик основ проекта - ТОО «INTRA Services Company» PR22501 / PR22502. «Установка 330. Проект фильтрации амина в блоке 330, газогенераторной установке, технологической линии 1 и технологической линии 2». Дальнейшие модификации объекта: 1. еМОС 21150 (Линия 1) продлен до еМОС 25302; 2. еМОС 22783 (Линия 2) продлен до еМОС 25300
14.1.1.		Модернизация существующих главных фильтров, 330-ZV-101/201	Фильтрация на целлюлозном намывном слое с ее регенерацией обратной промывкой заменяется на фильтрацию с использованием одноразовых картриджных фильтрующих элементов компании Карбис
14.1.2.		Площадка второго контура фильтрации дополнительных фильтров: ▪ Фильтр предварительной очистки от механических частиц 10 мкм (2х4=8 мешочных фильтров); ▪ Фильтр 5 микрон [угольный]; ▪ Фильтр конечной очистки 1 микрон (6х4=24 мешочных фильтров)	
14.1.3.		Коммуникационные блок-модули инженерных сетей (трубная обвязка внеплощадочных технологических трубопроводов, техническая вода, сети ЭС и АК)	
14.1.4.		Аварийный душ (блок) со станцией промывки глаз	
14.2.		Избыточное давление в емкости испарителя амина из абсорбера амина	еМОС 26126 (линия 1); еМОС 26137 (линия 2) Фактический уровень полноты безопасности SIL на экспонайзерах

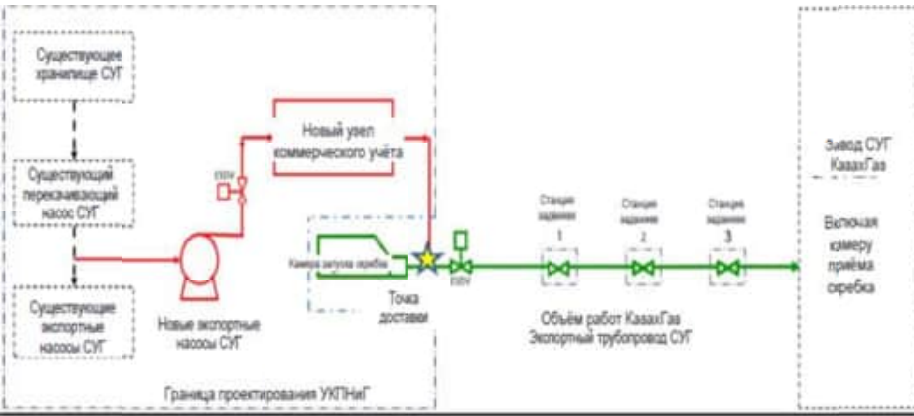
№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			Установки 330 недостаточен, т.к. анализ уровней защиты (LOPA - смешанный метод оценки риска, связанного с нежелательным событием или сценарием / Layers of Protection Analysis) не исключает сценарий Прорыва жидкости/пара из аминового абсорбера в сепаратор/экспонайзерн для испарения обогащенного амина.. Вероятность сброса давления в абсорбере и возникновении избыточного давления в испарителе высока вследствие сценария выброса газа и сброса/вытеснения жидкости из абсорбера в результате, когда регулирующий клапан 3301-LCV-035 на потоке обогащенного амина в испаритель не открывается независимо от уставок 3301-LCV-005A/B. Модификации: - Установка механического ограничителя минимального открытия на последующих регулирующих клапанах 3301/2-FCV-055/056 на 15 % для обеспечения постоянного выпуска жидкости; - Перемещение одного из существующих клапанов ESV (3301/2-ESV-005) или новый клапан ESV на байпасную линию последовательно с 3301/2-ESV-007 на линии от аминного абсорбера к сепаратору аминного испарения для достижения уровня SIL 2. цель функций отключения 3301/2-LALL-008 (аминный абсорбер) и 3301/2-LANH-021 (аминный испарительный сепаратор); - Уменьшите настройку нормального уровня жидкости (заданное значение) 3301/2-LIC-019 с 2,2 м до 1,6 м и настройку высокого уровня жидкости 3301/2-LAH-019 с 2,9 м до 2,2 м в емкости для испарения амина; - Запорные клапаны U/s и d/s 3301/2-HB-101/201/102/202 A/B/C на линии обогащенного амина должны быть CSO.

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			
14.2.1.		Испаритель обогащённого амина, А1 – 330-VN-101	еМОС 26126 (линия 1
14.2.2.		Испаритель обогащённого амина, А1 – 330-VN-201	еМОС 26137 (линия 2)
15.		"Комовая сера. Механизированная экскаваторная разработка серных блоков.	еМОС 24624 (Система пылеподавления для проекта дробления серы (PAD-1) Установка НТ)) / 25338 (Установка бытовых контейнеров (Кабина обеспыливания одежды персонала; Аварийный душ) для персонала сероуглеродного производства) / 26027 (Мобильная погрузочная рампа для площадки) / 26094 (Система пылеподавления (с ЕНТ) для площадки дробления серы 2) / 26111 (Освещение карт) / 26367 (Система пылеподавления для проекта дробления серы (PAD-1) Установка НТ)
15.1.	334	Расширение номенклатуры товарной серы. Открытый склад серы Применение дополнительного механизированного способа разработки серных блоков на картах склада серы УКПНИГ. Серные карты 334-TZ-001 ÷	

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		334-TZ – 006	
15.2.	334	Серная карта 334-TZ-001, Узел погрузки дробленой комовой серы (Погрузочная рампа), в т.ч. оборудованная стационарной системой пылеподавления (защитный экран и форсуночная система орошения, «сухой туман»)	еМОС 24624 «Система пылеподавления для проекта дробления серы (PAD-1) Установка НТ»
15.3.	334	Серные карты 334-TZ-002 ÷ 334-TZ – 006 Мобильная погрузочная рампа для разработки серного блока на карте №2, в т.ч. оборудованная стационарной системой пылеподавления (защитный экран и форсуночная система орошения, «сухой туман»)	еМОС 26027. «Мобильная погрузочная рампа для площадки _2 проекта по дроблению серы)» Мобильная погрузочная рампа предполагается использовать на других картах при их разработке. Согласно "Плану производства работ по дроблению серы и погрузке серы" в рамках проекта "Ликвидация серы на м/р Кашаган" планируется освобождение серных карт в полном объеме за счет разработки серных блоков
15.4.	334	Серные карты 334-TZ-001 ÷ 334-TZ – 006 Кабина обеспыливания одежды персонала Аварийный душ с ванночкой для промывки глаз	еМОС 25338 «Установка бытовых и туалетных контейнеров для персонала сероуглеродного производства». Размещение Кабины обеспыливания одежды персонала и Аварийного душа с ванночкой для промывки глаз предусмотрено в районе существующих бытовых контейнеров
15.5.	334	Серные карты 334-TZ-001 ÷ 334-TZ – 006 Коммуникационные блок- модули инженерных сетей (внутриплощадочных сетей электрообеспечения, водоснабжения, автоматизации)	еМОС 26111 Освещение карт еМОС 22503 Водоснабжение систем пылеподавления на отгрузочных рампах
16.		Проект экспорта СУГ (подключения)	PR 20109. Проект экспорта СУГ (подключения); еМОС 23247. Установка 221. Установка новых, дополнительных датчиков ПиГ для обеспечения необходимого охвата соответствующей зоны для предотвращения пожара и взрыва.

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			Состав объектов, включенных в PR 24004: ▪ Модификации термического окислителя (Новые горелки термического окислителя для работы на двух видах топлив), ▪ БКУ рабочих/резервных экспортных насосов для СУГ (221-РА-001А/В); ▪ Узел коммерческого учета; ▪ Подсоединение к нагнетательной линии перекачивающего насоса СУГ линии рециркуляции минимального расхода и линии вентиляции уплотнения. ▪ Подключения внеплощадочных инженерных и вспомогательных сетей к существующим системам УКПНиГ: – Азот/топливный газ/воздух КИП / технический воздух; – Открытые дренажи / закрытые дренажи; – Электричество; – Приборы и системы управления; – Факельная система Промысловые объекты проекта экспорта СУГ (вне пределов УКПНиГ) разрабатываются отдельным проектом в рамках ответственности QG, к которым относятся: ▪ Экспортный трубопровод СУГ (20 км), ▪ Станции запорной арматуры, ▪ Воздушные линии электропередач, ▪ Катодная защита, ▪ Патрульная и подъездная дороги, ▪ Телекоммуникационная система связи на основе ВОЛС, ▪ Станция налива СУГ (Завод СУГ). Состав объектов по модификации еМОС 23247: ▪ Во всех затронутых модификациями пожарных зонах (FZ 6320 и FZ 6350) потребовались дополнительные детекторы горючих газов; ▪ Для достижения целевого показателя производительности к FZ 6320 предлагается добавить 5 дополнительных точечных

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			детекторов горючих газов. Причина доп. проектных решений: по PCN 18025 и 18034 были внесены изменения в трубопроводы обвязки насосов откачки СУГ (A1-221-PA-001A/B) на Установке 221 СУГ с применением фланцевых соединений для установки системы автоматического сброса давления в насосах, что привело к появлению дополнительных источников утечки углеводородов на данной площадке. В результате этих технологических модификаций были потенциально затронуты существующие системы обнаружения F&G (т.е. обнаружения горючих газов) в пожарных зонах (FZ 6320 и FZ 6350)
16.1.	221	Установка 221. Резервуары хранения и насосная СУГ. Коммуникационный блок-модуль внутриплощадочного трубопровода СУГ (трубная обвязка внутриплощадочных трубопроводов, 6" труба бесшовная Кл. 80 ASTM A333 GR 6 ~ 1 068 метров)	PR 20109. Проект экспорта СУГ Трасса: из выхода существующего перекачивающего насоса СУГ 221-PA-003A/B направляется на насосы экспорта СУГ 221-PA-001A/B
16.2.	221	Установка 221. Резервуары хранения и насосная СУГ. Коммуникационный блок-модуль инженерных сетей (внеплощадочных сетей электроснабжения к ПС 6, автоматизации и связи)	PR 20109. Проект экспорта СУГ
16.3.	221	Установка 221. Резервуары хранения и насосная СУГ. БКУ рабочих/резервных экспортных насосов для СУГ (221-PA-001A/B)	PR 20109. Проект экспорта СУГ
16.4.	221	Установка 221. Резервуары хранения и насосная СУГ. Зона коллектора для хранения СУГ, FZ 6320. Установка в пожарной зоне FZ 6320 5 дополнительных точечных детекторов горючих газов	Модификация еМОС 23247. Зона компоновки технологического оборудования: Испаритель сжиженного нефтяного газа
16.5.	221	Установка 221. Резервуары	PR 20109. Проект экспорта СУГ

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		хранения и насосная СУГ. Новые экспортные насосы СУГ	
			
16.6.	221	Установка 221. Резервуары хранения и насосная СУГ. Узел коммерческого учета	PR 20109. Проект экспорта СУГ
16.7.	221	Установка 221. Резервуары хранения и насосная СУГ Линия товарного СУГ. Коммуникационный блок-модуль межплощадочного трубопровода СУГ (трубная обвязка по межплощадочным эстакадам, 6" труба бесшовная Кл. 80 ASTM A333 GR 6).	PR 20109. Проект экспорта СУГ Трасса: из выхода БКУ коммерческого учета направляется к врезке через тройник с решеткой в экспортный трубопровод СУГ
16.8.	190	Установка 190. Экспортный трубопровод СУГ. Камера пуска скребка Коммуникационные блок-модули инженерных и вспомогательных сетей для обеспечения функционирования камеры пуска скребка, А1-190-VL-005 (подключения внеплощадочных инженерных и вспомогательных сетей к существующим системам УКПНИГ: ■ факельный трубопровод ВД ■ Азот/топливный газ/воздух КИП/технический воздух; ■ Открытые дренажи/закрытые дренажи;	PR 20109. Проект экспорта СУГ. Проект размещения камеры пуска скребка, А1-190-VL-005 не входит в объем ТПД 450 НК, т.к. реализуется в рамках ответственности третьей стороны, проекта экспортного трубопровода СУГ

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		автоматизации и связи)	
16.9.	190	Установка 190. Экспортный трубопровод СУГ. Модернизации внутри подстанции OS-SS-02 (Подстанции № 6): - Установка новых плат ввода-вывода РСУ и коммуникационных модулей КППГ, полевых клеммных сборок и проводки распределительных клемм. - Установка новой системы Triconex (АО/СПГ) и распределительного шкафа. - Подключение вновь установленного узла Triconex к SLAN УКПНиГ	PR 20109. Проект экспорта СУГ В рамках объема работ по модификациям ИСУБ
16.10.	190	Установка 190. Экспортный трубопровод СУГ. Модификации SIS4 по Топливному газу: - Установка новых плат ввода-вывода РСУ, полевых клеммных блоков и проводки распределительных клемм; - Установка новой карты ввода-вывода Triconex, полевых клеммных блоков и проводки распределительных клемм.	PR 20109. Проект экспорта СУГ В рамках объема работ по модификациям ИСУБ
16.11.	190	Установка 190. Экспортный трубопровод СУГ. Модификации в ЦПУ по ИСУБ	PR 20109. Проект экспорта СУГ Аналогично модификациям по SIS4
16.12.	332	Установка 332. Установка очистки хвостовых газов (УОХГ). Технологические линии 1,2	
16.12.1.	332	Модификации термического окислителя, А1-332-FJ- 101/201	PR 20109. Проект экспорта СУГ Модификации термического окислителя с переводом существующих установок с работы на СУГ на работу на двух видах топлива

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			(СУГ и ТГ): - Замена тройной трубы горелки; - Замена топливопровода между топливным блоком и трубой горелки; - Замена узла топливного газа;
16.12.2.	332	Модификации термического окислителя, А1-332-FJ- 101/201	еМОС 21143. Замена блока питания для детекторов пламени на термоокислителе Линия 1 и 2
16.12.3.	332	Модификации термического окислителя, А1-332-FJ- 101/201 Предотвращение вибрации корректировкой рабочего температурного режима	еМОС 20099. Рабочая температура ToX снижена с 600°C до 520°C Причина вибрации ToX в установленном рабочем диапазоне 520-650 °C. Расчетная кинетическая модель термического окислителя показывает, что температура может быть значительно снижена и при этом все равно будет достигаться спецификация общего пониженного содержания серы (TRS) (т. е. H ₂ S, COS, CS ₂ .) 25 ppmv с хорошим запасом. Проблема вибрации связана с горелками термического окислителя, работающими близко к максимальному требованию тепловыделения и пределу дросселирования. Расчетное тепловыделение горелки находится в диапазоне 60 МВт, в то время как тепловыделение согласно техническим характеристикам горелки указана спецификация с тепловыделением 60 МВт. Это предел работы окислителя и, скорее всего по заключениям НКОК, - это основная причина вибрации. Визуальный осмотр пламени показал нестабильное состояние с частотой, аналогичной вибрации, наблюдаемой в воздуховодах
16.13.	331	Установка 331. Установка извлечения серы. Межплощадочный коллектор воздуха КИПиА. Подача воздуха КИПиА ТО, А1-332-FJ- 101/201	PR 20109. Проект экспорта СУГ
16.14.	321	Установка 321. Установка очистки СУГ.	PR 20109. Проект экспорта СУГ

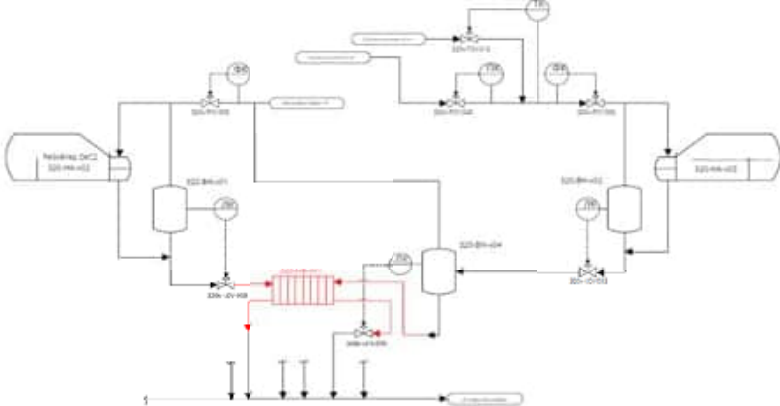
№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		Межплощадочный коллектор СУГ. Подача СУГ в Термический окислитель, А1-332-FJ- 101/201	
17.	332	Установка 332. Установка очистки хвостовых газов (УОХГ). Технологические линии 1,2	РСН 23003. Подключения для охлаждения/Водопоглащающая колонна/МДЭА/ Охладители экспортной нефти В составе данного ТПД 450 НК предусматриваются модификации только по организации врезок в существующие трубопроводы с целью в дальнейшем отдельным этапом, по отдельному проекту, выполнить подключение потоков циркулирующего потока МДЭА и охлаждающей воды водопоглащающих колонн к собственным блокам охлаждения
17.1.	332	Система охлаждения циркуляционного ненасыщенного потока МДЭА в контактор амина, А1-332-VJ-101/201 (Дополнительное охлаждение МДЭА)	Задача модификации - снижения температуры всего циркулирующего потока МДЭА до 44 °С, т.к. в летний период, в условиях экстремально высоких температур (~40÷42°С) на технологической установке 332 (транши 1и 2) в секции контактора растворителя, температура МДЭА повышается до 51°С, что приводит к выделению большого количества SO ₂ , что в свою очередь ведет к замедлению производства, вызываемого образованием осадка в А1-332-НВ-101/ А1-332-НВ-201
17.1.1.	332	Контакторы амина, А1-332-VJ-101/201. Врезки в существующие трубопроводы Установки 332	Модификации существующей трубопроводной обвязки абсорбционной колонны амина Установки 332 -- осуществление врезок в существующие трубопроводы установки 332 (транш 1 и транш 2), соответственно в линиях с расположением врезок до и после клапанов регулирования расхода 3321-FCV-031/ 3322-FCV-031: ▪ А1-3321-АМ-071-14"-А18-WN; ▪ А1-3322-АМ-071-14"-А18-WN.
17.2.	332	Система охлаждения воды водопоглащающих колонн, А1-332-VE-101/ А1-332-VE-201.	Задача модификации – снижение температуры охлаждающей воды для охлаждения горячего газа из реактора гидрогенизации до температуры около 43°С, поток воды направить во

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		(Охлаждение горячего газа из реактора гидрогенизации)	временную систему охлаждения, т.к. в летний период идет повышение температуры в верхней секции водопоглащающих колонн А1-332-VE-101/ А1-332-VE-201 до 60°C, что также приводит к выделению большого количества SO ₂ , тем самым, вызывая снижение добычи нефти для обеспечения работы в пределах допустимых для НКОК (Норт Каспиан Оперейтинг Компани) лимитов выбросов в окружающую среду.
17.2.1.	332	Водопоглащающие колонны, А1-332-VE-101/ А1-332-VE-201. Врезки в существующие трубопроводы Установки 332	Модификации существующей трубопроводной обвязки Водопоглащающие колонны Установки 332 -- осуществление врезок в существующие трубопроводы установки 332 (транш 1 и транш 2), соответственно в линиях с расположением врезок соответственно в линиях с расположением врезок до и после клапанов регулирования расхода 3321-FCV-014/ 3322-FCV-014: - А1-3321-PW-012-20"-А18-WN - охлаждающая вода в водопоглощающую колонну А1-332-VE-101; - А1-3322-PW-012-20"-А18-WN - охлаждающая вода в водопоглощающую колонну А1-332- VE-201.
18.		Установка 321. Очистка СУГ. Технологические линии 1 и 2. Установка 332. Установка очистки хвостовых газов (УОХГ). Технологическая линия 1 «Модернизация материала линии отходящего газа с установки Мерох и сепаратора КО А1-332-VN-102 от CS до SS»	PCN 22014 «Линия отводящего газа Мерох и меркаптан отходящего газа. Сепаратор КО А1-332-VN-102. Обновление материала с CS на SS» Причина замены материального исполнения трубопровода А1-3211/2-GA-001-2"-А11-НС, трубопровода А1-3211/2-GA-001-4"-А11-НС на сталь SS А15 и сепаратора А1-332-VN-102 меркаптан отходящих газов на сталь марки SS316L- <u>высокая скорость коррозии</u> для линии отходящего газа Мерох (линии 1/2) и барабана КО для Мерсaptan отходящего газа А1-332-VN-102 (линия 1) из-за сильной влажной кислородной коррозии, <u>Цель модификации</u> - обеспечить высокую эксплуатационную готовность/надежность агрегатов Мерох путем модернизации

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			материала. Материал труб и сепаратора изменен с CS на SS, но текущие параметры процесса не изменятся: расход/температура/давление останутся прежними. Рабочая температура/давление: 1-1,5 бар изб., температура подачи топливного газа в/с - 50°C, температура подачи топливного газа в/с - 50°C, зимой - 35-40°C
18.1.	321	Установка 321. Очистка СУГ. Технологические линии 1 Модернизация Технологической линии отходящих газов MEROX от сепаратора дисульфидов, A1-321-VS-101: Секция трубы 2 дюйма A1-3211-GA-001-2"-A11-HC и секция трубы 4 дюйма A1-3211-GA-001-4"-A11-HC	Замены углеродистой стали марки A11 на нержавеющую сталь марки SS A15. Линия начинается от RB-244 (точка врезки №1 до точки врезки №2. Тэговый номер модернизированной линии: A1-3211-GA-007-2"/4"-A15-HC (секция трубы A1-3211-GA-006-2"-A15-HC и секция трубы A1-3211-GA-005-4"-A15-HC)
18.2.	321	Установка 321. Очистка СУГ. Технологические линии 2 Модернизация Технологической линии отходящих газов MEROX от сепаратора дисульфидов, A1-321-VS-201:	Замены углеродистой стали марки A11 на нержавеющую сталь марки SS A15. Линия начинается от RB-244 (точка врезки №1 до точки врезки №2. Тэговый номер модернизированной линии: A1-3212-GA-007-2"/4"-A15-HC (секция трубы A1-3212-GA-006-2"-A15-HC и

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		Секция трубы 2 дюйма А1-32112-GA-001-2"-А11-НС и секция трубы 4 дюйма А1-32112-GA-001-4"-А11-НС	секция трубы А1-3212-GA-005-4"-А15-НС)
18.3.	332	Установка 332. Установка очистки хвостовых газов (УОХГ). Технологическая линия 1 Модернизация сепаратора А1-332-VN-102 меркаптан отходящих газов с заменой материального исполнения с углеродистой стали на нержавеющую сталь марки SS 316L	

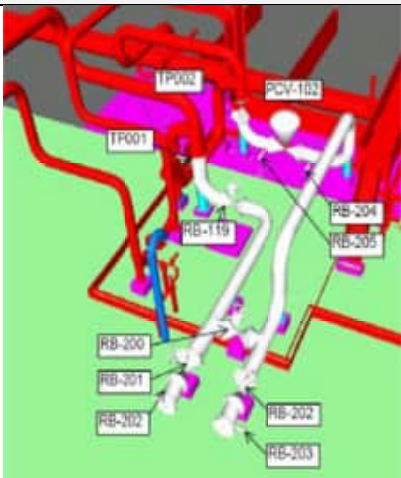
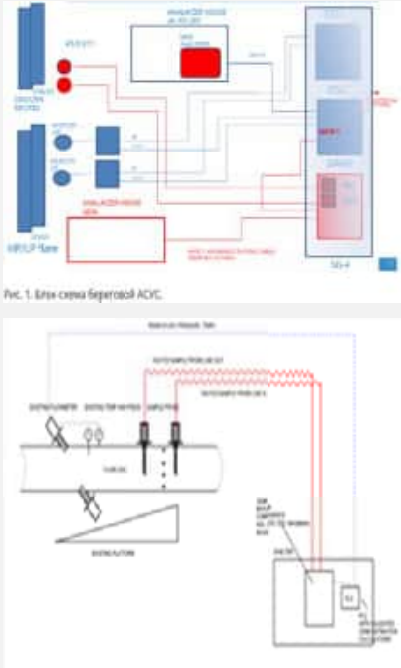
№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
19.	320	Установка извлечения СУГ Предотвращение гидроудара в сборном коллекторе конденсата НД Установка пластинчатого теплообменника для потоков парового конденсата от ребойлера DeC2/320-НА-х02 и от 320-НА-х03 сжиженного нефтяного газа	еМОС 26038. «Устранение последствий забивки парового конденсата колонн DeC2 и СУГ». Чтобы устранить возникновение местного сопротивления в коллекторе сбора парового конденсата, возникающего в результате кавитационного гидроудара на участке приема двухфазного потока конденсата с ребойлера 320-НА-х03 модификация, предусматривает установку пластинчатого теплообменника для подогрева переохлажденного конденсата из ребойлера DeC2 и достаточного охлаждения конденсата ребойлера колонны СУГ для предотвращения выделения пара из двухфазного потока д/с LCV-070 за счет выравнивания температур потоков. При этом результирующая температура обоих потоков при номинальном расходе составляет 120°C и 128°C соответственно для конденсата ребойлера DeC2 и конденсата ребойлера СУГ Кавитация — это появление в жидкости пузырьков пара и моментальное их схлопывание. Схлопывание пузырьков происходит там, где давление повышается или понижается температура. Гидродинамическая кавитация,- при переходе термодинамической системы в равновесное состояние, образуется новая фаза в виде некоторой неоднородности (пузырек пара в несжимаемой жидкости или капля конденсата в паровой среде). При этом в окрестности фазовой неоднородности, термодинамическая неравновесность одной из фаз обуславливает протекание интенсивных процессов массообмена и возникновение полей давления высокой интенсивности (гидроудары).

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			
19.1.		Технологическая нитка 1 БКУ установки пластинчатого теплообменника (ПТО), 320 – НВ- XX1	Размещение рядом с 3201-LCV-013
19.2.		Технологическая нитка 2 БКУ установки пластинчатого теплообменника (ПТО), 320 – НВ- XX2	Размещение рядом 3202-LCV-013
19.3.		Межплощадочные коммуникационные блок- модули 3 дюймового трубопровода парового конденсата НД от 3201/3202 – LCV-070 до 3201/3202-LCV-013 соответственно и инженерных сетей (сети ЭС и АК)	
19.4.		БКУ регулирующего клапана 3201-LCV-013	Перемещение в районе существующего расположения
19.5.		БКУ регулирующего клапана 3202-LCV-013	Перемещение в районе существующего расположения
УКПНИГ			
20.	210	Установка подготовки сырой нефти. Технологические линии 1,2,3	
20.1.	560	Установка 560. Установка нейтрализации отработанного каустика" (УНОК)	еМОС 25640. Установка нейтрализации отработанного каустика предназначена для нейтрализации отработанного каустика (из системы MEROX) посредством закачки серной кислоты для снижения значения pH и подачи азота для усиления продувки газа (H ₂ S, RSH и т. д.). Установка рассчитана для нейтрализации 50 м3/сут отработанного каустика. Установка рассчитана на периодический (прерывистый) процесс.

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
20.1.1.	V-1402 A/B	Площадка накопительных резервуаров. Рабочий объем 25м3	
20.1.2.		Узел разгрузки еврокубов в расходную емкость 37% серной кислоты с узлом дозирования на нейтрализацию отработанного каустика	Согласно нормативных требований ГОСТ Р 53210-20008 контейнеры (еврокубы) вместимостью от 0,45 до 1,5 м3, имеющие комбинированную (составную) конструкцию, предназначены для хранения и транспортирования железнодорожным, водным и автомобильным транспортом (в прямом и смешанном сообщении) сыпучих и жидких грузов, загружаемых под давлением или самотеком (далее — контейнеры). Они не могут быть использованы в качестве технологического оборудования, расходных емкостей: «11 Указания по эксплуатации 11.1 Условия и способы эксплуатации контейнеров должны соответствовать указанным в эксплуатационной документации (с учетом их конкретного назначения, вида упаковываемых грузов и условий транспортирования). 11.2 Организации, использующие контейнеры, должны в полном объеме выполнять требования по их наполнению, промыванию, погрузке-разгрузке, транспортированию и хранению. 11.3 Крепление к контейнерам посторонних деталей и технологического оборудования не допускается.»
20.1.3.		Аварийный душ (блок) со станцией промывки глаз	
20.1.4.		Погрузочно-разгрузочная площадка Вакуум машины	Прием отработанного каустика с установок Мерокс 210 и 321 осуществляется в резервуар отработанного каустика 601-ТА-010 объемом 200 м3 (приемная емкостью отработанного Каустика) с последующей транспортировкой вакуум машиной на его нейтрализацию на УНОК. Нейтрализованный каустик вакуум машиной с УНОК транспортируется и сбрасывается для смешения с другими стоками УКПНГ

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			в уравнительную емкость 620-ТР-001 с дальнейшим сбросом со всеми стоками через УОСВ в ПРЖТО
20.1.5.		Коммуникационные блок-модули инженерных сетей (технический воздух, азот, техническая вода, пар НД, сбор конденсата, сети ЭС и АК)	
21.	230	Факельная система. PR15021. Модификация линии амина-каплеотбойные сепараторы в рамках кластера пластовых вод	Ранее был включен в РП «Обустройство объектов опытно – промышленной разработки месторождения Кашаган. Наземный комплекс. Установка 560 (отделение нефтесодержащей воды из пластовой воды)». Проектировщик – ТОО «CE&R» Заключение РГП «Госэкспертиза» № 01-0459/17 от 22.09.2017 г. Целью настоящей модификации является предотвращение влияния уносимого амина в факельную систему: ▪ на технологический процесс подготовки нефти и пластовой воды; ▪ предотвращение его попадания в накопительные карты ПРЖТО. Сбор сбросной жидкости, загрязненной амином предусмотрен дополнительным технологическим трубопроводом из факельных сепараторов в сборники аварийных проливов углеводородов на площадке аминовой очистки, 330–VA-101/202/ Присутствие амина в установке 200/210 порождает ряд проблем на последующих переделах
22.	220	Установка 220. Резервуары хранения и насосная товарной нефти. (северные внезаводские сооружения). Система охлаждения экспортной нефти	PCN 23003. Подключения для охлаждения/Водопоглащающая колонна/МДЭА/ Охладители экспортной нефти . Модификации еМОС24586; еМОС24330. Целью проекта еМОС24586 является улучшение эффекта охлаждения нефти, отправляемой на экспорт, путем установки запорных клапанов. Благодаря этой установке общий поток в коллектор охлаждения нефти

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			(Aggreko) увеличится с 800 м3/ч до 1600 м3/ч за счет параллельной работы РА-001А/В. Модификации еМОС24586; еМОС24330 разработаны на основании ранее выполненного временного проекта Компанией Aggreko (временный е-МоС 22291 и соответствующий PR-20005). Цель модификации направлена на решение проблемы, заключающаяся в том, что в летний период (май-сентябрь) времени существующие нефтеохладители нефти 210-НС-102 АМ из-за ограниченной производительности не обеспечивают договорные параметры экспортной нефти по температуре ниже 50 градусов Цельсия при сдаче ее в систему КТК (третья сторона, получающая экспортную нефть НКОК Н.В.). Причиной нарушения конечных спецификаций получателя по экспортной нефти является повышение температуры окружающего воздуха относительно ранее принятой расчетной (>35 градусов Цельсия), в результате чего температура экспортной нефти в летний период увеличилась до 56 градусов Цельсия, что выше нормального предельно заданного значения в 52 градуса Цельсия. Установка врезок для последующего размещения охлаждающих сооружений выше по потоку 220-PCV-102 является первым этапом в решении выше отмеченной проблемы, связанной с нарушением температурных спецификаций по отгрузке товарной нефти третьей стороне. Проект врезок также предусматривает возможность увеличения производственных возможностей в условиях летних месяцев эксплуатации.
22.1.	220	Врезки к существующему нефтепроводу Установки 220 (Технологические линии 1,2 и 3) УКПНИГ	Задача модификации – создание возможности отдельным этапом осуществить подключение дополнительной Системы охлаждения экспортной нефти (отдельный проект)

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			за счет предварительного монтажа врезок / Состав новых секций трубопроводов сырой нефти по врезке, А1-2200-РО-037-24"-А13 (ТР 001/002) для подключения нового сооружения по системе охлаждения экспортной нефти: ■ существующий повторно используемый PCV-102, ■ два новых 24-дюймовых шаровых крана RB-119 и RB-120, ■ два сливных крана 3" РБ-204 и РБ-205, ■ а также две новые линии А1-2200-ПО-114-24"-А13 и А1-2200-ПО-115-24"-А13.
23.	А1	Автоматизированная Система Мониторинга Эмиссий на Стационарных Источниках Выбросов (АЕМС)  Рис. 1. Блок-схема береговой АСУ.	PCN 21025. Требование Экологического кодекса РК (ст.418, п.16), крупные предприятия обязаны оснащать источники выбросов автоматизированными системами (АСУ) для непрерывного мониторинга выбросов и дальнейшей онлайн-передачи данных в базу данных государственного мониторинга. АСУ мониторинга выбросов на УКПНИГ предусматривает измерения содержания загрязняющих веществ в воздухе и физических параметров выхлопных/входящих газов на 2-х факелах (ВД и НД) и 2-х термоокислительных трубах. (Нитка 1 и нитка 2). Система мониторинга осуществляет измерения содержания загрязняющих веществ в воздухе и физических параметров выхлопных/входящих газов на факелах: (H₂S, COS, CS₂, меркаптаны), расход, плотность, давление, температура. АСУ мониторинга выбросов на трубах термических окислителей измеряет следующие физические параметры: содержание 3В (SO₂, NO, NO₂, O₂, CO) температуру, давление, влажность, скорость. Система мониторинга на всех стационарных источниках выбросов также осуществляет:

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			- Организацию системы сбора и обработки данных (ССДА), которая охватывает: - централизованный сбор и обработка данных; - расчет выбросов; - формирование отчетов; - емкость хранения в течение 5 лет. - Организацию системы удаленной связи (СКД) для передачи данных в режиме реального времени из NSOC NV в государственную базу данных
23.1.	230	Установка 230. Факельная система НД	
23.1.1.		Факельный ствол, А1-230-ФК-002	«Холодные» врезки в существующие линии на установке 230 на факельных линиях НД
23.1.2.		Коммуникационный блок-модуль трубопроводной обвязки линий подачи и обратного сброса факельных газов НД для нового анализаторного здания	Линии подачи анализируемых факельных газов от врезки факельного коллектора НД до анализаторного здания и обратный сброс
23.1.3.		Коммуникационные блок-модули инженерных сетей электрообогрева и автоматизации для нового анализаторного здания	
23.2.	230	Установка 230. Факельная система ВД	
23.2.1.		Факельный ствол, А1-230-ФК-001	«Холодные» врезки в существующие линии на установке 230 на факельных линиях ВД
23.2.2.		Коммуникационный блок-модуль трубопроводной обвязки линий подачи и обратного сброса факельных газов ВД для нового анализаторного здания	Линии подачи анализируемых факельных газов от врезки факельного коллектора ВД до анализаторного здания и обратный сброс
23.2.3.		Коммуникационные блок-модули инженерных сетей электрообогрева и автоматизации для нового анализаторного здания	
23.3.	230	Установка 230. Факельная установка НД и ВД Анализаторное здание (новое)	

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
23.4.		Модернизация SIS 4 с размещением панели DAHS	
23.5.	332	Установка 332. УОХГ	
23.5.1.	A1-3321-JA-001/002	Модернизация существующего анализаторного здания с установкой нового анализатора	Существующее укрытие для системы СП-AC-01 (A1-3321-JA-001/002)
23.5.2.	A1-3321-FK-101/201	Термоокислительные вытяжные/дымовые трубы (нитка 1 и нитка 2).	На существующей платформе предлагается установить дополнительное оборудование для измерения расхода, температуры, давления
24.		Эксплуатация Наземной установки без входного газосепаратора, но с ЗСГ 1/2 в работе	еМОС 25599. В режиме «Без пробкоуловителя» (Слагкетчера, поз. A1-VQ-001. Внеплановая остановка на ТР) изменен состав сернистой нефти, поступающей на Установку 200, из-за отсутствия поступающего конденсата из Слагкетчера, а также скорректированы технологические параметры на Морских объектах. За базовый режим работы УКПНиГ принят сценарий: добыча нефти 210 тыс. баррелей в сутки при обратной закачке газа с обоих RGI со среднесуточным дебитом закачки 16,7-16,8 млн м3/сут. В этом режиме весь попутный нефтяной газ, полученный при его сепарировании на установке 200 МК (из сепараторов ВД, СД и НД) закачивается в пласт. Из промысловых коллекторов транспорта добываемой продукции с МК эксплуатируется единственно только морской нефтепровод. Из-за отсутствия серистого газа из слаг-кетчера топливный газ циркулирует из линии импорта Макат для достижения минимального диапазона режима работы аминового абсорбера Установки 330 и предотвращения достижения точки росы на входе в аминовый абсорбер. На УКПНиГ в эксплуатации находятся: - УКПН Технологическая линия 1 и 2 (или 3); - Установка 360. Компримирование газа мгновенного испарения . 2

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			нитки; ■ УКПГ. Технологическая линия 1 и 2 с турбодетандером в эксплуатации и УОХГ; ■ Товарный газ и СУГ не экспортируются, а топливный газ/СУГ используются для собственных нужд; ■ Полученная элементарная сера направляется на экспорт
25.		Взрывоустойчивые модульные здания для укрытия операторов (BRM)	PCN 21017 Ряд производственных операционных работ по текущему контролю и наладке оборудования требует периодического присутствия обслуживающего персонала на производственных площадках УКПНИГ. Кроме того, полевые операторы несут ответственность за заполнение параметров в контрольные листы дважды в смену по предприятию, за подпись нарядов-допусков, согласование с подрядчиками, работы по техническому обслуживанию и другие действия по устранению неисправностей. Для обеспечения безопасных условий пребывания полевых операторов на территориях площадок предусматривается пять Взрывоустойчивых модульных зданий для укрытия операторов (BRM) . Основная цель ВСМ - защитить персонал от непогоды. ВСМ рассчитан на пребывание в среднем четыре часа в день (т.е. 4 часа в сутки) и не предназначен для постоянного пребывания. ВСМ не может быть предназначен в качестве временного убежища
25.1.		BRM №1	Зона обслуживания – УКПГ (15 человек)
25.2.		BRM №2	Зона обслуживания - Установка серы, УИС (10 человек)
25.3.		BRM №3	Зона обслуживания - УКПН (10 человек)
25.4.		BRM №4	Зона обслуживания -- Северные внезаводские сооружения (складская

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			зона) (10 человек)
25.5.		BRM №5	Зона обслуживания -- Зона инженерного обслуживания (KUT) (15 человек)
25.6.		Коммуникационные блок-модули инженерных сетей BRM №№ 1÷5 (межплощадочных сетей водоснабжения и водоотведения; электроснабжения; автоматизации и связи)	

1.9.2. Извлечение из утвержденного сторонами ТУ на передаваемый третьей стороне экспортный сырой кислый газ касательно компонентного состава газа.

Компоненты	При действии системы ЗСГ		При останове системы ЗСГ	
	Лето	Зима	Лето	Зима
	% мол	% мол	% мол	% мол
Вода	0,001	0,001	0,002	0,002
Азот	1,36	1,39	1,132	1,139
CO ₂	4,89	4,91	5,025	5,043
H ₂ S	14,07	13,82	16,741	16,656
Метан	65,72	66,69	60,437	60,796
Этан	7,83	7,77	8,799	8,788
Пропан	3,45	3,28	4,316	4,223
IC4 1*	0,52	0,47	0,667	0,639
NC4 1*	1,05	0,91	1,349	1,281
IC5 1*	0,31	0,24	0,398	0,371
NC5 1*	0,31	0,24	0,398	0,371
C6 1	0,26	0,16	0,347	0,322
Бензол	0	0	0,008	0,007
C7 1*	0,13	0,06	0,188	0,176
Толуол	0,01	0	0,011	0,01
C8 1*	0,05	0,02	0,099	0,094
п-Ксилол	0	0	0,008	0,008
Этилбензол	0	0	0,002	0,002
C9 1*	0,01	0	0,024	0,024
C10 1*	0	0	0,013	0,014
C11 1*	0	0	0,007	0,008
C12 1*	0	0	0,004	0,004
C13 1*	0	0	0,002	0,002
C14 1*	0	0	0,001	0,001
CN1 2*	0	0	0,001	0,001
CN2 2*	0	0	0	0
CN3 1*	0	0	0	0
Метилмеркаптан	49 ч/млн	42 ч/млн	49 ч/млн	42 ч/млн
Этилмеркаптан	37 ч/млн	27 ч/млн	37 ч/млн	27 ч/млн
п-пропилмеркаптан	16 ч/млн	9 ч/млн	16 ч/млн	9 ч/млн
п-бутилмеркаптан	8 ч/млн	4 ч/млн	8 ч/млн	4 ч/млн
CS ₂	2 ч/млн	2 ч/млн	2 ч/млн	2 ч/млн
COS	24ч/млн	23 ч/млн	30 ч/млн	30 ч/млн
Итого	100	100	100	100