



НАЗВАНИЕ ПРОЕКТА: Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Морском комплексе	НОМЕР ДОКУМЕНТА: KE01-B0-000-C5-A-AI-0001-000
НАИМЕНОВАНИЕ ПОДРЯДЧИКА: ТОО «CASPIAN ENGINEERING & RESEARCH»	КЛАССИФИКАЦИЯ ИНФОРМАЦИИ: Для внутреннего пользования
НОМЕР КОНТРАКТА: № UI 182981 / 04 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 Морском комплексе» является обобщение принятых разделами проектных решений, связанных с задействование резервных возможностей существующих мощностей объектов обустройства на Морском 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 МК 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		Изменения по мотивированным замечаниям экспертизы
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 №2)

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

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		Добавлены требования к санитарно-гигиеническим условиям труда работающих. Откорректированы показатели застройки

Авторские права на данный документ принадлежат компании «НКОК Н.В.». Настоящий документ запрещается копировать, хранить в информационно-поисковых системах, передавать в любой форме и любыми средствами (электронными, механическими, репрографическими, записывающими и т. п.) полностью или частично без предварительного письменного согласия компании «НКОК Н.В.».

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.»
ТОО «CASPIAN ENGINEERING & RESEARCH»



ПРОМЫШЛЕННАЯ РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАШАГАН



ПРОЕКТ

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

ТОМ 2.1

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Часть 1

РАЗДЕЛ 1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

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



Менеджер отдела
производственных
проектов

М.П.



Генеральный Директор TOO
«E&R»



**Промышленная разработка месторождения Кашаган.
Полномасштабное освоение**

ПРОЕКТ

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

ТОМ 2.1

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Часть 1

РАЗДЕЛ 1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Объект № UI 182981/04-TPD-B0-000-000-2.1-ПЗ

Рег. № _____

Экз. № _____

Директор по проектированию

Главный инженер проекта

А.Ф. Гизатуллин

В.И. Соседов

г.Актау, 2024 г.

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

ОБОЗНАЧЕНИЕ (Инв. №)	НАИМЕНОВАНИЕ	РАЗДЕЛЫ		
		3	4	5
1	2	3	4	5
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-1-ПП Пер. №	Том 1 Паспорт проекта	ГП; ТХ; АК; СС; АС; ЭС	ПТ; НВК (ВК); ОВ; ТС;	ТБ; ЧС; ИТМ ГО
	Том 2 Текстовая часть (Пояснительная записка):			
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-2.1-ПЗ Пер. №	Том 2.1 Часть 1.	Раздел 1 Общая пояснительная записка (ОПЗ)		
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-2.2-ПЗ Пер. №	Том 2.2 Часть 2	Раздел 2 (ГП) Раздел 3 (ТХ)		
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-2.3-ПЗ Пер. №	Том 2.3 Часть 3	Раздел 4 (АС) Раздел 6 (АК) Раздел 7 (СС)		

Примечания:

- Проект «Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Морском комплексе» выпущен в экземплярах:
 - Тома 1÷3. 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 182981/04-TPD-B0-000-000-СП					
Изм.	Уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Морском комплексе			Стадия	Лист	Листов
Разработа		Соседов В			05.2024г				П	1	5
ГИП		Соседов В			05.2024				ТОО «Caspian Engineering & Research» г.Актау		
						Состав проекта					

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

ОБОЗНАЧЕНИЕ (Инв. №)	НАИМЕНОВАНИЕ	РАЗДЕЛЫ		
		3	4	5
1	2	3	4	5
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-2.4-ПЗ Рег. №	Том 2.4 Часть 4	Раздел 5 (ЭС)		
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-2.5-ПЗ Рег. №	Том 2.5 Часть 5	Раздел 8 (НБК) Раздел 9 (ОВИТС)	Раздел 10 (ПТ)	Раздел 12 (ТБ) Раздел 13 (ИТМ ГО и ЧС)
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-2.6-ПЗ Рег. №	Том 2.6 Часть 6	Заявление о намечаемой деятельности (ЗНД)	Разрабатывается по отдельному договору отдельным подрядчиком	
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-2.7-ПЗ Рег. №	Том 2.7 Часть 7	Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС)	Разрабатывается по отдельному договору отдельным подрядчиком	
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-2.8-ПЗ Рег. №	Том 2.8 Часть 8	Проект организации строительства (ПОС)		
	Том 3 Графическая часть (Основные чертежи) Существующее положение (чертежи, спецификации, ведомости)			
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-3.1-ГП Рег. №	Том 3.1 Часть 1	Раздел 2 (ГП)		
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-3.2-1- ТХ Рег. №	Том 3.2 Часть 2 Книга 1	Раздел 3 (ТХ)		
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-3.2-2- ТХ Рег. №	Том 3.2 Часть 2 Книга 2	Раздел 3 (ТХ)		
ИИ				
UI 182981/04-TPD-B0-000-000-СП				ЛИСТ
Изм.	Уч	Лист	№ док	Подпись
				Дата
				2

ОБОЗНАЧЕНИЕ (Инв. №)	НАИМЕНОВАНИЕ	РАЗДЕЛЫ			
		3	4	5	
1	2	3	4	5	
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-3.3-AC Рег. №	Том 3.3 Часть 3	Раздел 4 (AC)			
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-3.4- ЭС.А3 Рег. №	Том 3.4 Часть 4	Раздел 5 (ЭС)			
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-3.5-AK Рег. №	Том 3.5 Часть 5	Раздел 6 (AK)			
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-3.6-CC Рег. №	Том 3.6 Часть 6	Раздел 7 (CC)			
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-3.7-HBK Рег. №	Том 3.7 Часть 7	Раздел 8 (HBK)			
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-3.8-OB, ТС, ПТ.ТБ Рег. №	Том 3.8 Часть 8	Раздел 9 (OB и ТС)	Раздел 10 (ПТ)	Раздел 12 (ТБ)	
	Том 4 Графическая часть (Основные чертежи) Модификации объектов (eMOC; PCN; PR) (чертежи, спецификации, ведомости)				
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-4.1-ГП Рег. №	Том 4.1 Часть 1	Раздел 2 (ГП)			
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-4.2-1- ТХ Рег. №	Том 4.2 Часть 2 Книга 1	Раздел 3 (ТХ)			
		UI 182981/04-TPD-B0-000-000-СП			
				лист	
				3	
Изм.	Уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

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

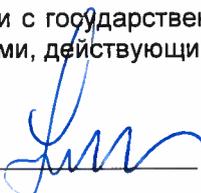
ОБОЗНАЧЕНИЕ (Инв. №)	НАИМЕНОВАНИЕ	РАЗДЕЛЫ			
		3	4	5	
1	2	3	4	5	
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-4.2-2- TX Рег. №	Том 4.2 Часть 2 Книга 2	Раздел 3 (ТХ)			
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-4.2-3- TX Рег. №	Том 4.2 Часть 2 Книга 3	Раздел 3 (ТХ)			
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-4.3-AC Рег. №	Том 4.3 Часть 3	Раздел 4 (АС)			
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-4.4-1- ЭС.А3 Рег. №	Том 4.4 Часть 4 Книга 1	Раздел 5 (ЭС)			
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-4.4-2- ЭС.А3 Рег. №	Том 4.4 Часть 4 Книга 2	Раздел 5 (ЭС)			
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-4.5-AK Рег. №	Том 4.5 Часть 5	Раздел 6 (АК)			
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-4.6-CC Рег. №	Том 4.6 Часть 6	Раздел 7 (СС)			
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-4.7-НБК Рег. №	Том 4.7 Часть 7	Раздел 8 (НБК)			
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-4.8- ОВ.ТС Рег. №	Том 4.8 Часть 8	Раздел 9 (ОВ и ТС)			
UI 182981/04-TPD- B0-000-000-4.9-ПТ Рег. №	Том 4.9 Часть 9	Раздел 10 (ПТ)			
		UI 182981/04-TPD-B0-000-000-СП			ЛИСТ
					4
Изм.	Уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

Деятельность ТОО «С&Р» 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



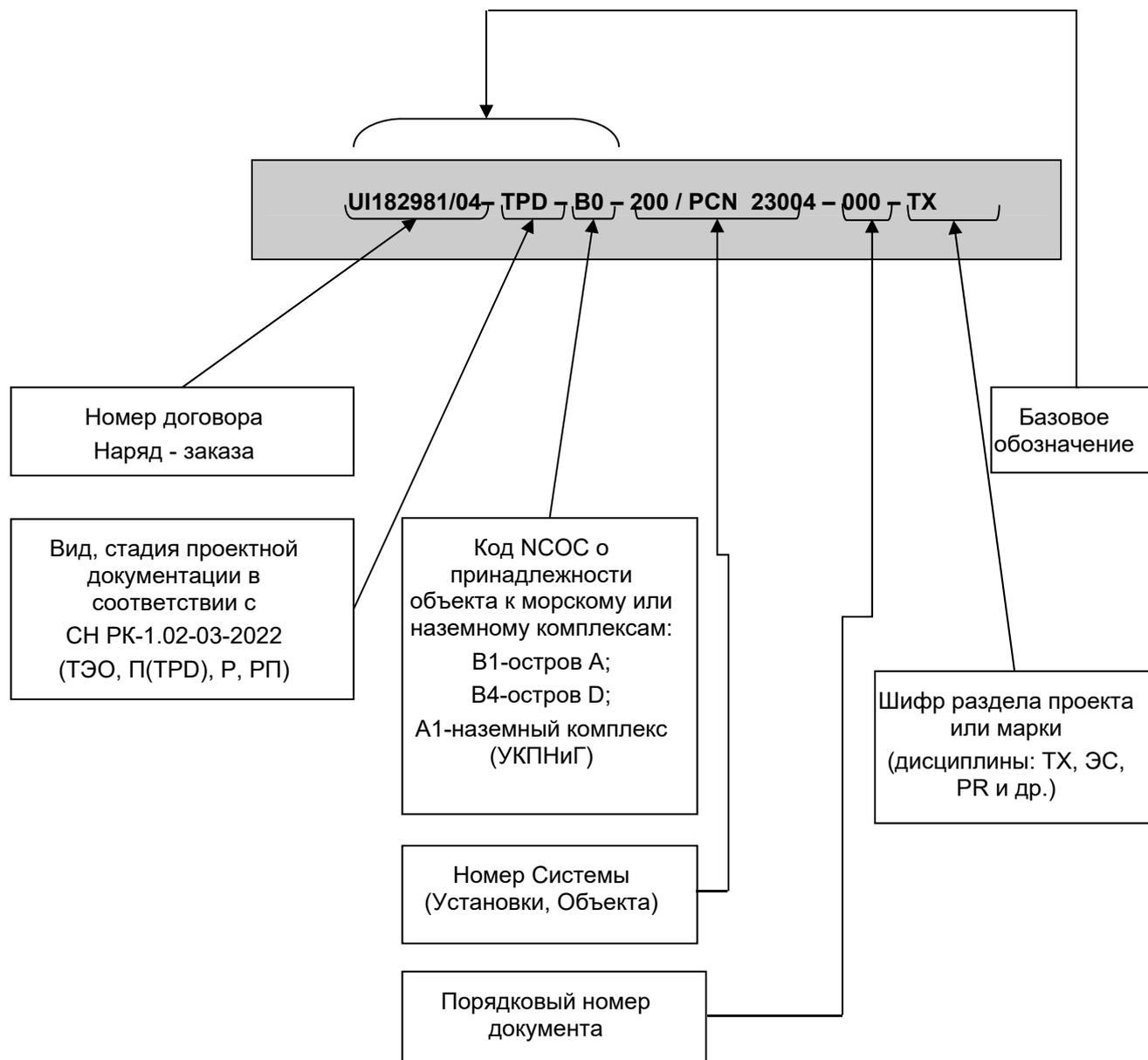
подпись, дата

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
БЦ	Буровой центр
ВД	Высокое давление
ВРП	Высокорadiaктивная пачка
ГКЗ	Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых
ГСМ	Горюче-смазочные материалы
ДС	Добывающий центр
е-МоС	electronic Management of Change – Электронное Управление Изменениями
ЗВ	Загрязняющие вещества
ЗСГ	Закачка сырого газа
ЗРК	Закон Республики Казахстан
КСКМ	Казахстанский сектор Каспийского моря
ККД	Каспийская коммерческая добыча
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматики
КИН	Коэффициент извлечения нефти
КВОРД	Тысяч баррелей нефти в сутки
КПБ МК РК	Комитет промышленной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан
КРС	Капитальный ремонт скважин
КТК	Каспийский трубопроводный консорциум
КТО	КазТрансОйл
МК	Морской комплекс
МТБ	Материально-тепловой баланс
УИС	Установка извлечения серы
УОХГ	Установка очистки хвостовых газов
УОСВ	Установка очистки сточных вод
ОВОС	Оценка воздействия на окружающую среду

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

Сокращение	Полное название
1	2
ОЗТОС	Охрана здоровья, труда и окружающей среды
ОКИОК	Оффшор Казахстан Интернэшнл Оперейтинг Компани
ОПО	Опасный производственный объект
ОПР	Опытно-промышленная разработка месторождения Кашаган (1 фаза разработки)
ОТУ	Опасное техническое устройство
НД	Низкого давления
НК	Наземный комплекс
НКОК Н.В.	Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В
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
ПДВ	Предельно-допустимые выбросы
ПДК	Предельно-допустимая концентрация
ППД	Поддержание пластового давления
ПРМ	Проект разработки месторождения
ПЭМ	Производственный экологический мониторинг
ПредОВОС	Предварительная оценка воздействия на окружающую среду
ПСБ	Приборные средства безопасности
ПСД	Проектно-сметная документация
ПОМ	Полномасштабное освоение месторождения
РСН	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

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

Сокращение	Полное название
1	2
	изменениями и дополнениями
НД	Нормативная документация
ТЗ	Техническое задание
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.]

1 ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

						UI 182981/04-TPD-B0-000-000- 2.1-ОПЗ			
Изм	К. уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				
Разраб.		Соседов		<i>[Signature]</i>	05.2024	Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Морском комплексе Общая пояснительная записка	Стадия	Лист	Листов
Пров.				<i>[Signature]</i>			П	16	298
Нач. отд.							ТОО "Caspian Engineering & Research" г. Актау 		
Н. контр.									
ГИП		Соседов		<i>[Signature]</i>	05.2024				

СОДЕРЖАНИЕ

1.1	Исходные данные.....	22
1.1.1	Основание для разработки проекта.....	22
1.1.2	Сведения о подтверждении соответствия разработанной проектно-сметной документации государственным нормативам, действующим на территории РК.....	24
1.1.2.1.	Перечень основных нормативных документов, используемых при разработке проекта	25
1.1.3	Краткие сведения о лицензиате.....	29
1.1.4	Основные исходные данные для проектирования	30
1.1.5	Краткие сведения о месторождении и месте размещения сооружений	32
1.1.5.1.	Краткая характеристика существующих объектов обустройства Морского комплекса	37
1.1.5.2.	Основные положения полномасштабного освоения м/р Кашаган и Этапа I.....	48
1.1.5.3.	Объекты устранения/расшивки узких мест (debottlenecking) и модификаций на МК, обеспечивающие расширение мощности до 450 тыс. барр. нефти/сут., а также дополнительных оптимизаций и модернизаций	57
1.1.6.	Природно-климатическая характеристика района освоения морского шельфа	97
1.1.6.1.	Метеорологические условия	97
1.1.6.2.	Гидрографические условия.....	99
1.1.6.3.	Прогноз по уровню Каспийского моря с 2023 по 2075 год.....	101
1.1.6.4.	Ледовые условия.....	103
1.1.6.5.	Геотехнические условия.....	104
1.1.6.6.	Сейсмичность	105
1.1.6.7.	Экологические условия района осуществленного строительства.....	105
1.2	Статус ранее разработанной проектной документации	107
1.3	Краткая характеристика предприятия Морского комплекса и входящих в его состав объектов частичной подготовки нефти и попутного газа в рамках наращивания добычи нефти до 450 тыс. барр. нефти / сут.....	108
1.3.1.	Производственная структура предприятия.....	108
1.3.2.	Проектная мощность производственных объектов месторождения.....	108
1.3.2.1.	Современное состояния производственных мощностей основных технологических установок месторождения Кашаган	109
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.	113
1.3.3.	Сведения о номенклатуре и техническом уровне намечаемой к выпуску продукции, сырьевой базе и комплексном использовании сырья.....	121
1.3.3.1.	Технический уровень намечаемой к выпуску продукции	121
1.3.3.2.	Сырьевая база.....	126
1.3.4.	Потребности в энергоресурсах (топливе, воде, тепловой и электроэнергии)	131

1.3.5. Потребности в основных реагентах.....	135
1.4 Основные проектные решения по объектам изменений и модификаций (PCN's и eMOC's)	138
1.4.1. Основные решения и показатели по генеральному плану.....	138
1.4.1.1. Автоматизированная Система Мониторинга Эмиссий на Стационарных Источниках Выбросов (AEMS)	139
1.4.1.2. Дистанционная продувка МКП (Межколонного пространства / затрубного пространства).....	139
1.4.1.3. Установка 600. Система получения азота. Модификация комплекта Atlas Corso для проверки на утечку азота. Фаза 2	139
1.4.2. Технологические решения	140
1.4.2.1. PCN 22004. Замена дроссельных клапанов на скважинах добывающего блока EPC3	141
1.4.2.2. PCN 19055. Замена дроссельных клапанов на устье нагнетательных скважин DW-010, DW-009, DW-024 и DW-026.....	142
1.4.2.3. PCN 20032, Модернизация каплеотбойных сепараторов HP 200-VN-101/201 Установки сепарации нефти.....	142
1.4.2.4. PCN20102, PCN20110, eMOC23603, eMOC23606, eMOC23607, eMOC23609 - Модернизация трубопроводов жидкостных линий и регулирующих клапанов сепараторов ВД и СД установки сепарации нефти	143
1.4.2.5. eMOC 24292 Оптимизация давления в сепараторе ВД установки сепарации нефти	144
1.4.2.6. eMOC 18191. Модернизация регулирующих клапанов коллектора конденсата ВД установки сепарации нефти.....	145
1.4.2.7. PCN 20002. Замена входных линий предохранительных клапанов PSV сепараторов СД и НД установки сепарации нефти	146
1.4.2.8. PCN 18092, eMOC 17767, PCN 22301. Модернизация оборудования ТЭГ Установки 310	147
1.4.2.9. eMOC 17767 и PCN 18060. Модернизация регулирующих клапанов LCV-064 на Установке 360	149
1.4.2.10. PCN 20100, PCN 23005. Модернизация компрессоров обратной закачки газа ...	151
1.4.2.11. PCN 23004. Модернизация анализаторов влажности морского комплекса с заменой существующих анализаторов Ametek (модель 3050 OLV) на новый анализатор от Spectra Sensor (на базе TDLAS).....	152
1.4.2.12. PCN 19103. Стравливание давления МКП (Межколонное пространство) скважин Острова А в удаленном режиме	154
1.4.2.13. PCN 21025. Внедрение автоматизированных систем мониторинга эмиссий на стационарных источниках выбросов.....	155
1.4.2.14. PCN 23005. Модернизация нескольких клапанов ESV и EDV	158
1.4.2.15. PCN 17050. Установка испытаний на герметичность азотом	159
1.4.3. Архитектурно-строительные решения	162
1.4.3.1. Исходные данные для принятия архитектурно-строительных решений.....	162
1.4.3.2. Объекты изменений и модификаций, по которым велась разработка архитектурно-строительных решений.	162
1.4.3.3. PR 19103. Установка 100. Дистанционная система сброса и продувки добывающих скважин Острова А;	163

1.4.3.4.	PR 18023. Установка 990. Установка камер Spynel от HGH на морских объектах 164	
1.4.3.5.	PCN 17050. Установка 600. Модификация комплекта Atlas Copco для проверки на утечку азота.	166
1.4.3.6.	PCN 21025. Установка 230. Факельная система. Автоматизированная Система Мониторинга Эмиссий на Стационарных Источниках Выбросов (AEMS).	166
1.4.4.	Контроль и автоматизация	166
1.4.4.1.	eMoC 23603 и eMoC 23606, eMoC 23607 и eMoC 23609. Модернизация регулирующих клапанов Установки 200	169
1.4.4.2.	eMoC 24184 и eMoC 24185. Модернизация регулирующих клапанов Установки 200	169
1.4.4.3.	eMoC 17767. Модернизация регулирующих клапанов Установки 360	169
1.4.4.4.	PR 20100. Модернизация компрессоров обратной закачки газа.	169
1.4.4.5.	PCN 22004. Замена дроссельных клапанов на скважинах добывающего блока EPC3	171
1.4.4.6.	PCN 23004. Модернизация анализаторов влажности морского комплекса	171
1.4.4.7.	PCN23005. Модернизация нескольких клапанов ESV и EDV	171
1.4.4.8.	PCN 19103. Стравливание давления МКП	172
1.4.4.9.	PCN 21025. Внедрение автоматизированных систем мониторинга эмиссий на стационарных источниках выбросов.....	173
1.4.5.	Связь и сигнализация	174
1.4.5.1.	PCN 19103. Стравливание давления МКП	176
1.4.5.2.	PCN18023. Установка камер Spynel от HGH на морских объектах	176
1.4.6.	Электротехнические решения	176
1.4.6.1.	PR19103. Стравливание давления МКП (Межколонное пространство) скважин Острова А в удалённом режиме	180
1.4.6.2.	PR18023. Установка 990. Система видеонаблюдения. Установка камер SPYNEL от HGH на Морских объектах. Остров D. EPC-3 и EPC-4.....	183
1.4.6.3.	PCN21025. Остров D. Подъёмный остров. Внедрение автоматизированных систем мониторинга эмиссий на стационарных источниках выбросов (AEMS). Установка 230 Факельная система НД. Установка 230 Факельная система ВД.....	184
1.4.6.4.	PCN 23004.ЭТК1. Остров D. Модернизация анализаторов влажности Морского комплекса	184
1.4.6.5.	Установка 600. Система получения азота. Модификация комплекта Atlas Copco для проверки на утечку азота. Фаза 2 (PCN 17050)	185
1.4.6.6.	PR 20033. Установка 365. Установки обратной закачки газа RGI Модернизация БКУ компрессоров ЗСГ (Проект RGI Upgrade) по расширению мощности для закачки газа на острове Д.	187
1.4.7.	Водоснабжение и канализация	190
1.4.8.	Противопожарные мероприятия	195
1.4.8.1.	Данные по категориям зданий, сооружений, помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности на Морском комплексе.....	195
1.4.8.2.	Существующие организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности Морского комплекса.....	198
1.4.8.3.	Существующие системы обеспечения пожарной безопасности на Морском комплексе	198

1.4.8.4.	Противопожарные мероприятия на объектах изменений и модификаций этапа наращивания добычи нефти до 450 тыс. барр./сут.....	201
1.4.9.	Отопление, вентиляция и кондиционирование. Теплоснабжение	201
1.4.9.1.	Метеорологические расчетные данные	202
1.4.9.2.	Объекты изменений и модификаций, по которым принимались решения по ОВ и КВ	202
1.4.10.	Организационные и инженерно-технические мероприятия по обеспечению охраны труда и техники безопасности	203
1.4.10.1.	Основные производственные факторы вредного воздействия на персонал ..	204
1.4.10.2.	Основные направления проектных решений, принятые для обеспечения охраны труда и повышение уровня техники безопасности	208
1.4.10.3.	Основные организационно-технические мероприятия по обеспечению охраны труда и техники безопасности на период осуществления строительно-монтажных работ на Морском комплексе	210
1.4.10.4.	Общие организационно -технические мероприятия по обеспечению охраны труда и техники безопасности при эксплуатации на Морском комплексе	212
1.4.10.5.	Принципиальные организационно-технические меры по системе покидания, эвакуации и спасению персонала, предусмотренные на Морском комплексе	213
1.4.10.6.	Основные проектные решения в области охраны труда и технике безопасности на объектах модификаций и изменений этапа наращиваний добычи до уровня 450 тыс. т нефти в сутки.	215
1.4.10.7.	Дополненные организационно-технические мероприятия по охране труда и технике безопасности, необходимые для Этапа I	216
1.4.11.	Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	216
1.4.11.1.	Инженерно-технические мероприятия Гражданской обороны.....	216
1.4.11.2.	Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного характера	216
1.4.11.3.	Инженерно-технические мероприятия по обеспечению промышленной безопасности для установок и объектов модернизации	217
1.5	Сведения об очередности строительства и пусковых комплексах	220
1.5.1.	Организация строительства объектов месторождения Кашаган с выделением очередей строительства.	220
1.5.2.	Введение в эксплуатацию Промышленных объектов пусковыми комплексами	222
1.6	Меры по снижению уровня рисков	224
1.7	Управление производством (Организационные и инженерно-технические мероприятия по обеспечению эксплуатации и устойчивому функционированию объекта)	227
1.7.1.	Система технического управления предприятием	227
1.7.2.	Автоматизация, механизация труда персонала	229
1.7.3.	Численный состав персонала	230
1.7.4.	Кадры и социальное развитие	231
1.7.4.1.	Программы спонсорства и благотворительности	232
1.7.4.2.	Защита водных ресурсов	233

1.7.4.3. Развитие местного содержания	235
1.7.5. Бытовое и медицинское обслуживание	239
1.8 Технические показатели проекта	242
1.9 Библиографические данные	249
1.10 Приложения	254
1.10.1. Задание на проектирование	254
1.10.2. Перечень нормативов Аджип, утвержденных РК для применения при проектировании объектов обустройства м/р Кашаган	293

1.1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

1.1.1 Основание для разработки проекта

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

- Контракта № UI 182981 / и наряд-заказа № 04 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 МК, выполненной Подрядными организациями «АгірКСО», НКОК Н.В. и предоставленной Заказчиком для ее применения, а также на основании полученной от Заказчика исполнительной документации по фактически выполненным строительным-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 закачки газа на Морском комплексе, так и ограниченными мощностями газовых линий УКПНиГ на Наземном комплексе.

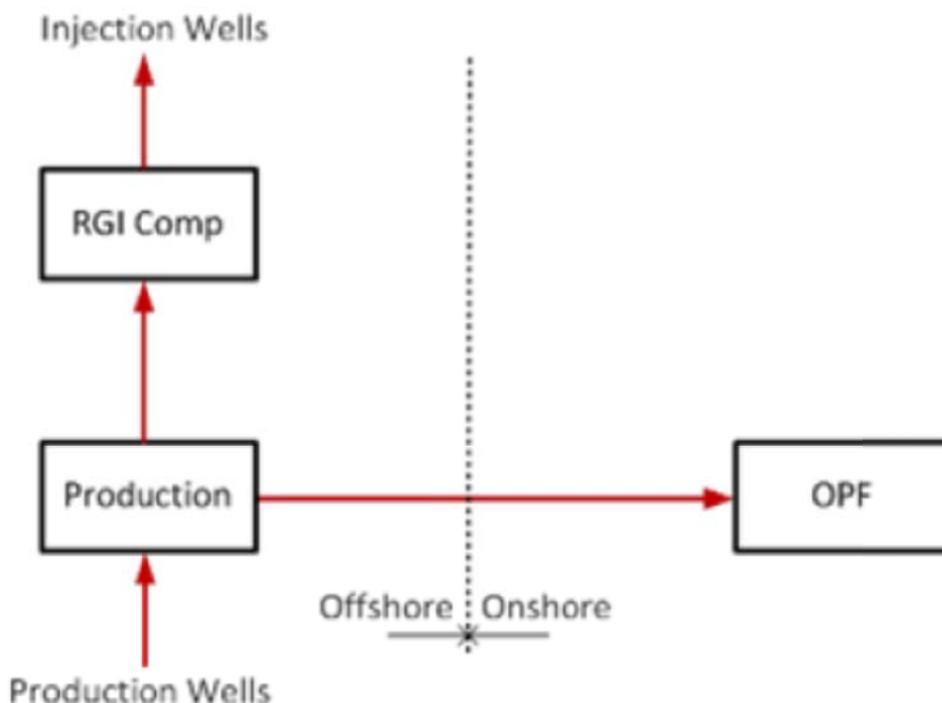


Рисунок.1.1.1.-1. Упрощенная блок-схема добычи на м/р Кашаган.

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 остальная 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.

В настоящем, вопрос снятия ограничения по переработке дополнительного добытого сырого газа на Наземном комплексе в связи с наращиваем добычи решен реализацией проекта «Строительство нового трубопровода сырого газа» (КТ00-00-362-4U-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;

На основании выше отмеченного предметом разработки настоящего проекта стали 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 с целью достижения повышения производительности установок МК до 450 тыс. баррелей/сутки, а также направленных 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 МК 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 МК, 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 МК, обеспечивающих непосредственно задачу по расширению мощности по добычи до 450 тыс. барр. нефти/сут. без необходимости ввода дополнительных скважин;
- Объекты дополнительных оптимизаций и модернизаций Морского комплекса по внедрению лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности, обеспечивающих повышение уровня эффективности, безопасных условий его эксплуатации и функционирования.

Весь в целом состав объектов Морского 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.

Всего в проекте ТПД 450 МК 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 30 объектов, в т.ч.:

- по PCN's 14;

- МOC's 16.

Данные изменения и модификации затронули на Морском комплексе следующие технологические сооружения и установки:

- Эксплуатационный технологический комплекс Острова D, буровые центры EPC 3, EPC 4 и буровой центр, Остров A;
- Всего 11 технологических установок и инженерных вспомогательных систем, в т.ч.:
 - Установка 100. Устья добывающих скважин;
 - Установка 110. Устья нагнетательных скважин;
 - Установка 130. Манифольд. Эксплуатационный коллектор № 1, 2;
 - Установка 200. Установка сепарации нефти (Модули 5, 18);
 - Установка 360. Установка компримирования газа мгновенного испарения (Модули 3, 4, 16);
 - Установка 310. Система дегидратации газа (Модули 6, 20);
 - Установка 365. Установки обратной закачки газа RGI (Модули 1, 2);
 - Установка 380. Регенерация гликоля;
 - Установка 230. Факельная система;
 - Установка 600. Система получения азота;
 - Установка 990. Система видеонаблюдения.

Детальный состав объектов модификаций, изменений и дополнительных объектов с их краткой характеристикой задач проектных решений с учетом существующих на объектах МК технологических линий представлена ниже в подразделе 1.1.5.3, Таблице 1.1.5.3-1.

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 проектах 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 намеряемой деятельности» (ЗНД) и «Оценка воздействия на окружающую среду» (ОВОС), связанный с принятыми проектными решениями по модификациям и изменениями на объектах обустройства МК (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.

«Проект разработан в соответствии с государственными и межгосударственными нормами, правилами и стандартами, действующими в Республике Казахстан»		
Главный инженер проекта		В.И. Соседов
	подпись, дата	Инициалы, Фамилия

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 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	

№№ п/п	Наименование	Примечания
1	2	3
	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. Термины, определения и технические требования»	»
21.	ГОСТ12.2.085-2017 Межгосударственный стандарт. «Арматура трубопроводная. Клапаны предохранительные. Выбор и расчет пропускной способности»	

№№ п/п	Наименование	Примечания
1	2	3
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 32569-2913 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.	1Приказ Министра внутренних дел Республики Казахстан от 21 августа 2020 года №152 «Методические рекомендации по определению организаций (объектов), категорированных по гражданской обороне»	
41.	Приказ Министра внутренних дел Республики Казахстан от 6 марта 2015 года №190 Об утверждении «Объема и содержания инженерно-технических мероприятий гражданской обороны»	

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

№№ п/п	Наименование	Примечания
1	2	3
42.		
43.		

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 соответствии с интересами страны, собственницы недр. Перераспределение представлено ниже на Рис.1.1.3-1.

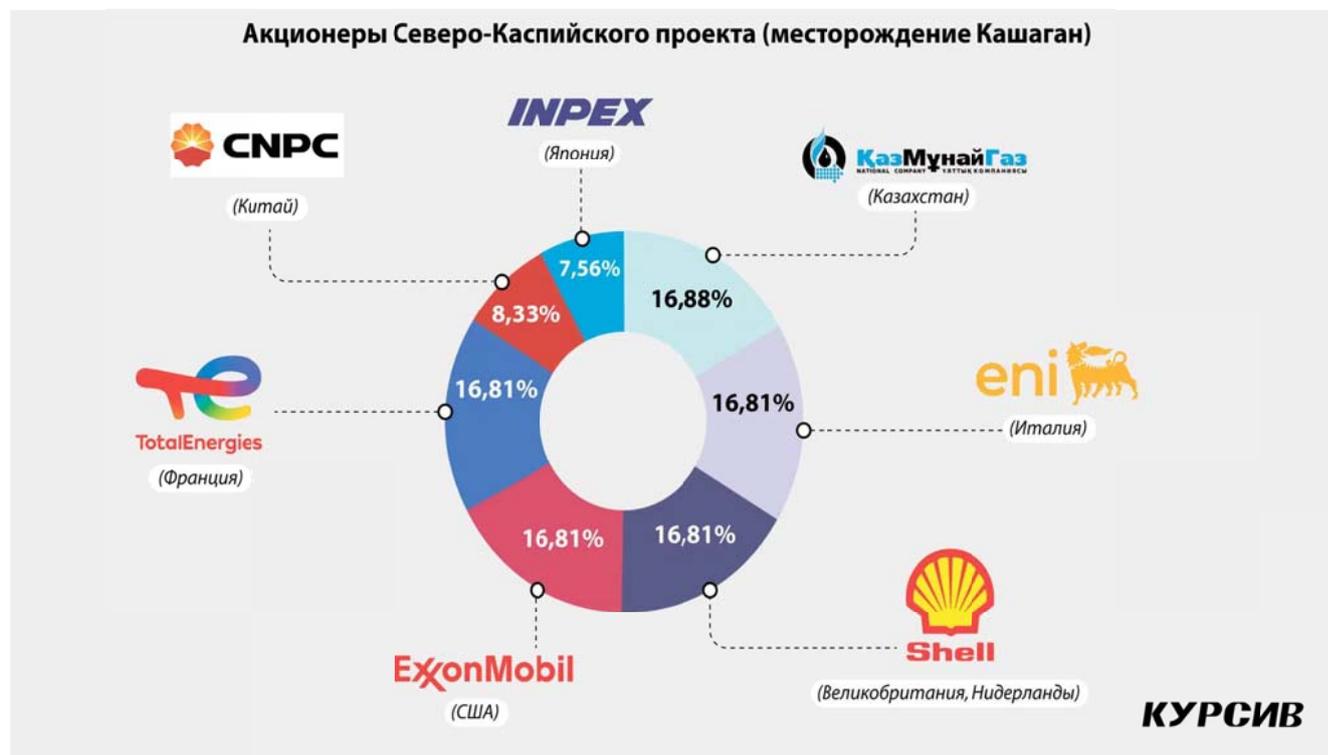


Рисунок 1.1.3-1 Участники СРП и их доли в проекте согласно Меморандума о перераспределении долей участия партнеров по СРП.

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. Основной вид 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;
- «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 № от ., г. Астана; далее ПРМ);
- «Проект обустройства объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Морской комплекс. Технологические сооружения. Корректировка Проекта с выделением пусковых комплексов» (Заключение №01-0412/12 от 29.06.2013 РГП «Госэкспертиза»);
- «Проект обустройства объектов опытно-промышленной разработки м/р Кашаган. Морской комплекс. Технологические сооружения обратной закачки газа в пласт с выделением пусковых комплексов». Заключение № 01-0162/16 от 08 апреля 2016г. РГП «Госэкспертиза»;

- Проект обустройства объектов ОПР месторождения Кашаган. Морской комплекс. Технологические сооружения. Корректировка Проекта с выделением пусковых комплексов. Дополнение. Внутрипромысловый нефтегазопровод между Блоком А и Комплексом D. Заключение № 01-0175/16 от 20 апреля 2016г. РГП «Госэкспертиза»;
- «Проект обустройства объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Морской комплекс. Технологические сооружения. Корректировка Проекта с выделением пусковых комплексов. Дополнение» (Заключение №01-0413/20 от 09.09.2016 РГП «Госэкспертиза»);
- UI169479/05 проект «Обустройство объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Морской Комплекс. Модернизация технологических сооружений» (Заключение №15-0196/20 от 08.09.2020 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 Морского 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;
 - NC00-B0-000-OS-Z-RE-0002-000_A01. Прогноз по уровню Каспийского моря с 2023 по 2075 год;
 - KE00-B0-000-AK-Z-RE-0001-000_A03. Критерии проектирования метеорологических и ледовых условий для восточного Кашагана

Основные проектные решения и соответствующая исходная ПСД по объектам обустройства Морского комплекса, 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 МК, представлены ниже в разделе 1.2.

1.1.5 Краткие сведения о месторождении и месте размещения сооружений

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 нефтегазонакопления.

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.

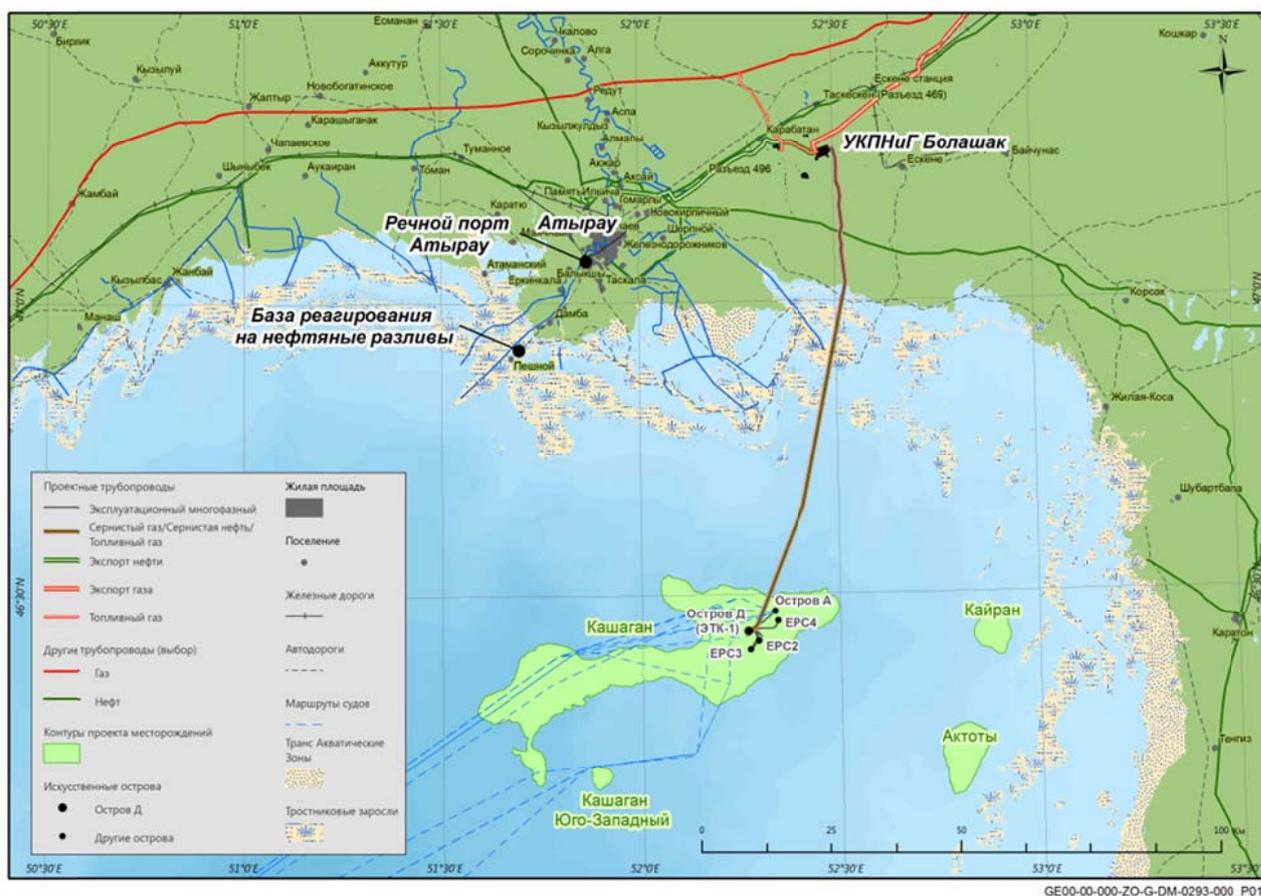


Рис. 1.1.5.-1. Месторасположение объектов ОПР месторождения Кашаган

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.

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 EPC2 около 2,0 км к юго-востоку, EPC3 около 3,0 км к югу, EPC4 около 5,0 км к северо-востоку от комплекса D;
- Внутрипромысловые трубопроводы и коммуникации между блоком D и блоками А, EPC2, EPC3, EPC4;
- 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 EPC 2 - около 2,0 км к юго-востоку;
- остров EPC 3 - около 3,0 км к югу;
- остров EPC 4 - около 5,0 км к северо-востоку;
- остров А – около 6,0 км к северо-востоку

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 ОПР рассчитан на добычу только 150 баррелей нефти/сутки с 10% запасом);
- две технологических линии газа, каждая из которых обеспечивает комплексную переработку 110 000 баррелей нефти/сутки эквивалентного газа, поступающего с шельфовых промысловых объектов.

Проектная суммарная производительность трех линий по комплексной подготовке нефти составляет 495 000 бар/сутки (3 x 165 000 баррелей/сутки).

Принципиальное размещение объектов обустройства месторождения Кашаган возведенных на период ОПР представлено на рисунке 1.1.5.-2; 1.1.5.-3.; 1.1.5-4.

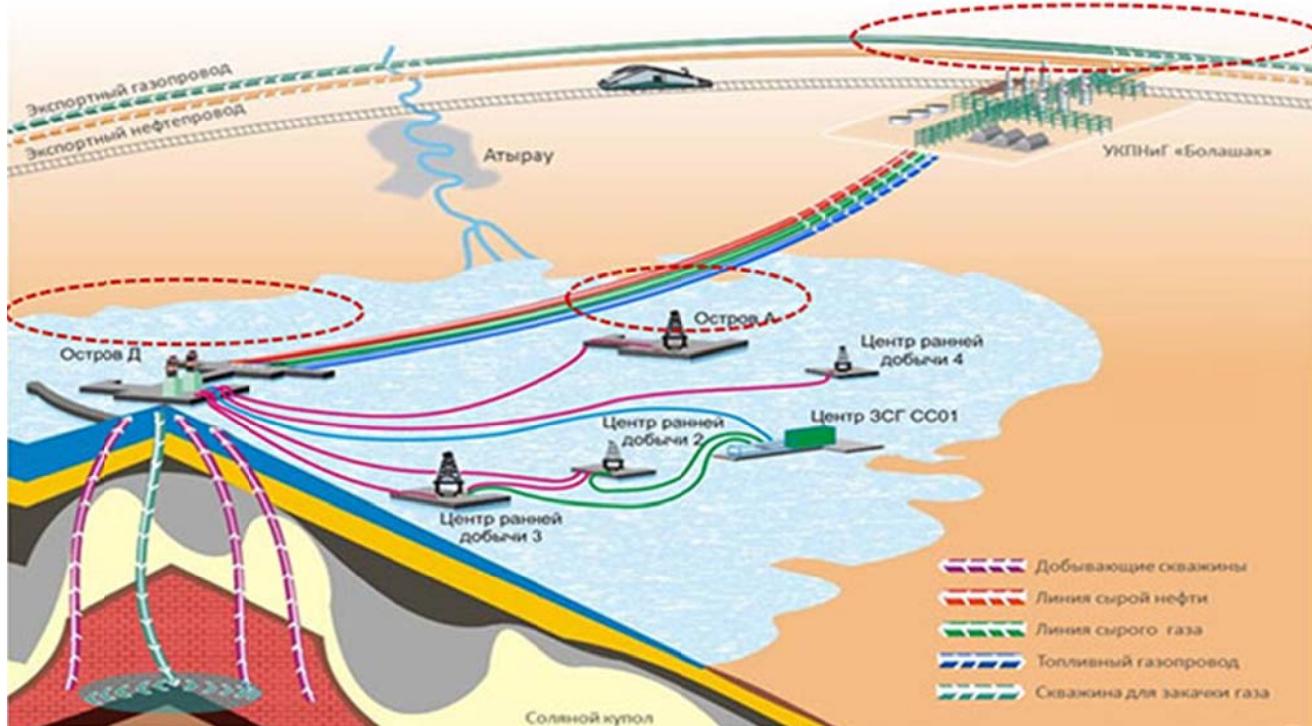


Рис. 1.1.5.-2. Принципиальная структурная схема объектов обустройства месторождения Кашаган на период ОПР

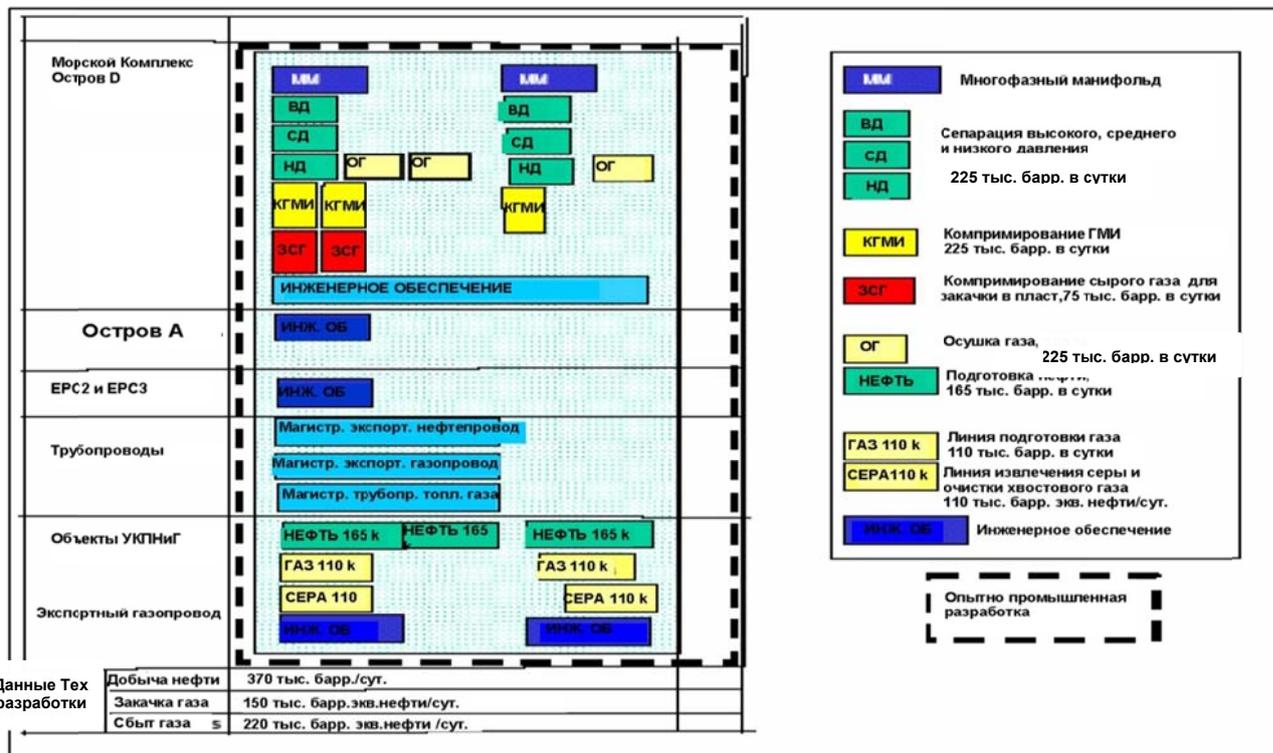


Рис.1.1.5.-3. Принципиальное размещение основных технологических установок по объектам месторождения периода ОПР на МК и УКПНИГ НК с учетом технологических линий.

Ниже на Рис. 1.1.5.-4 представлена обзорная схема существующей системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции месторождения Кашаган

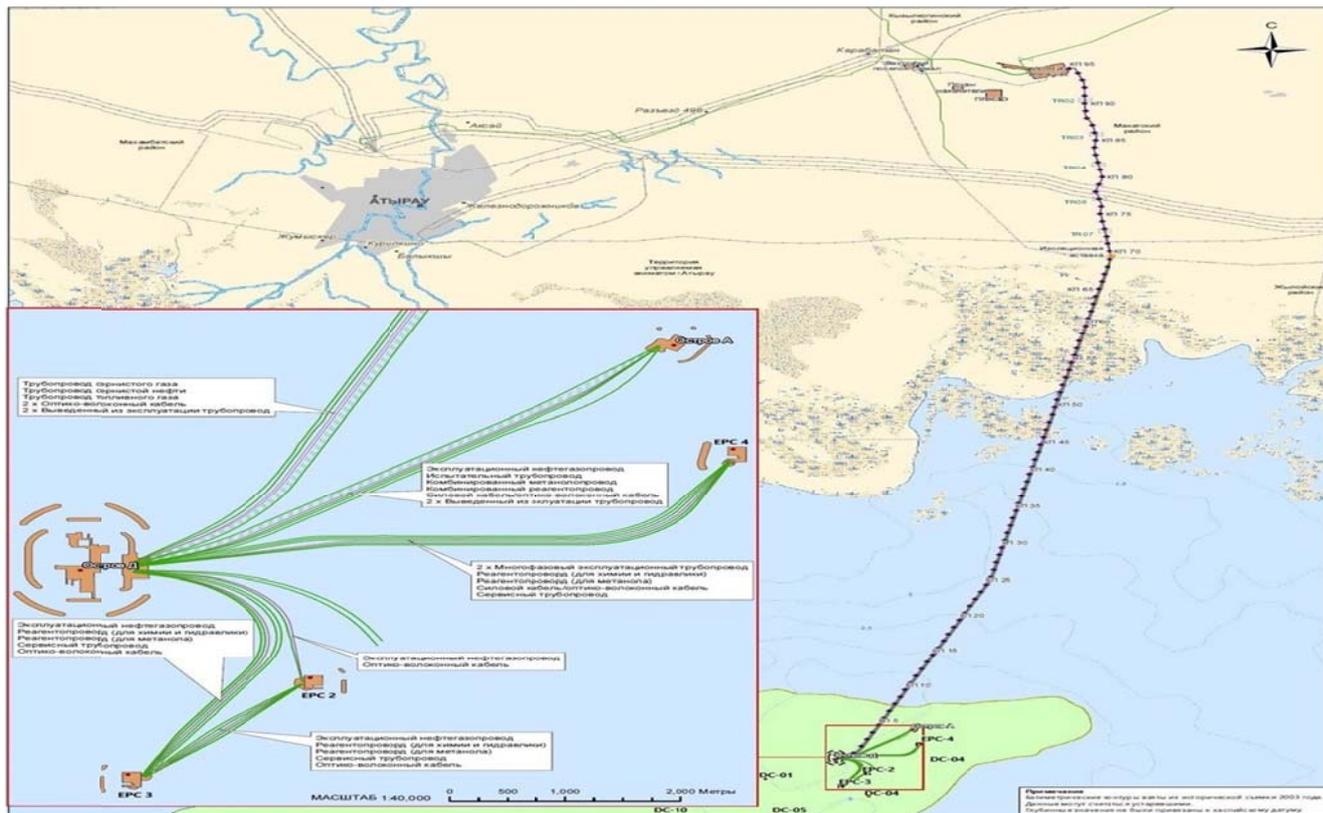


Рис. 1.1.5.-4 Обзорная схема существующей системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции месторождения Кашаган

Согласно официальным данным НКК 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.

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 улучшение 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 Морском комплексе» рассматривает объекты по устранению / расшивки узких мест по пропускной способности на существующих объектах обустройства МК 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.

1.1.5.1. Краткая характеристика существующих объектов обустройства Морского комплекса

Принципиальное размещение объектов обустройства месторождения Кашаган морского комплекса на период ОНР представлено на рисунке 1.1.5.1-1.

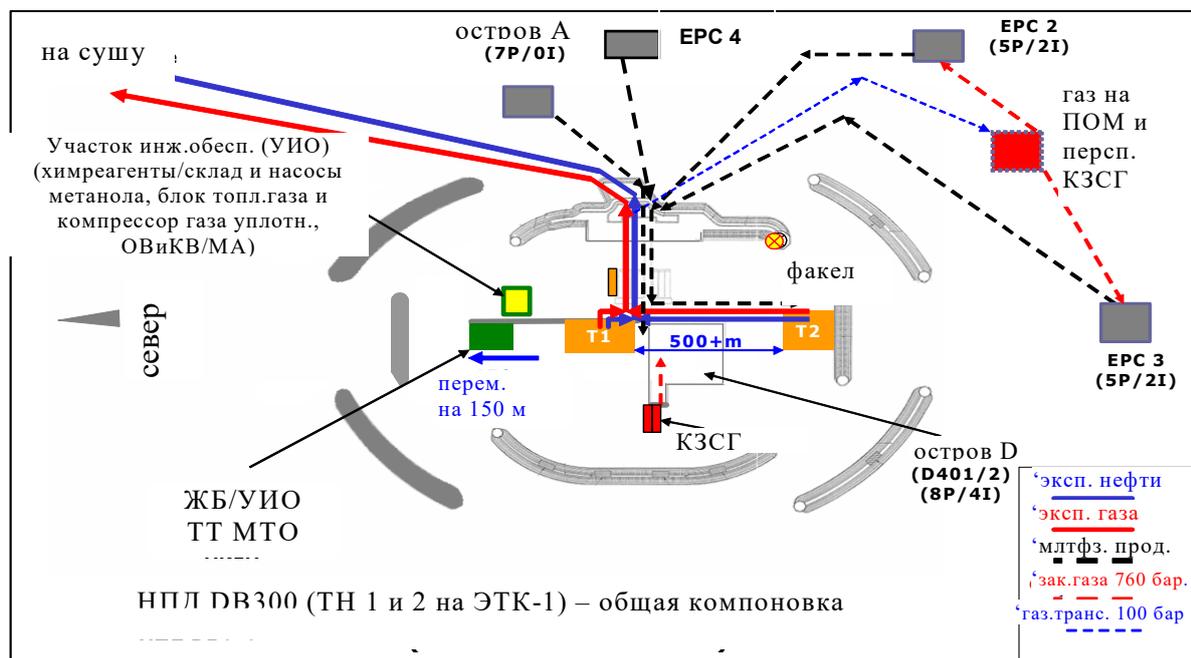


Рис. 1.1.5.1-1. Принципиальная схема размещения и компоновка объектов ОНР на МК

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 (мощности расширены на Этапе I).

Комплекс D (Эксплуатационно-Технологический Комплекс - ЭТК1) представляет собой центральное производственный объект, на котором кроме добычи нефтегазовой смеси, будут установлены инженерные системы обеспечения и технологическое оборудование, которые обеспечат предварительную подготовку нефтегазовой смеси, поступающей с добывающих блоков, перед транспортировкой на наземный комплекс, а также дополнительную подготовку части газа для закачки в пласт.

Принципиальная технологическая схема существующей системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции на Морском комплексе представлена на Рис. 1.1.5.1-2.

Максимальный уровень добычи нефтяного флюида из добывающих скважин Блока D на период ОНР ожидается в 185 000 баррелей в сутки.

ЕРС – это остров устьев кустовых скважин с минимальным технологическим оборудованием. Основным принципом, принятым при проектировании данных сооружений, является исключение из состава обустройства искусственных островов любых производственных объектов, требующих обслуживания, если отсутствуют неопровержимые доводы в необходимости их наличия. Максимальный потенциальный уровень добычи нефти с ЕРС2 и ЕРС2 на период ОНР составит 185 000 баррелей нефти в сутки с каждого.

Блок А, первый из островов-спутников, также является островом устьев скважин с минимальным технологическим оборудованием и сопутствующими системами инженерного обеспечения для обеспечения безопасности и работоспособности блока, работающий в нормальных условиях в автоматическом режиме. Но в отличие от островов ЕРС он имеет свою факельную систему. На блоке А

не предусматривается закачка сырого газа в пласт. Уровень добычи с Блока А на период ОНР – 130000 баррелей нефти в сутки

Добываемая сырая нефть частично стабилизируется на Комплексе D и направляется для окончательной стабилизации и подготовки на наземный комплекс, Установку комплексной подготовки нефти и газа в Западном Ескене, расположенном в 35 км северо-восточнее г. Атырау.

Отделяемый попутный газ подвергается сепарации. Отсепарированный попутный газ ВД отправляется на Наземный комплекс для последующей подготовки. Оставшийся газ СД и НД подвергается осушке и компримированию до СВД для обратной закачки в пласт.

Планируемое количество скважин приведено в таблице 1.1.5.1-1.

Таблица 1.1.5.1-1. Фонд скважин

Показатель	Блок D	Блок А	ЕРС2	ЕРС3	ЕРС4
Количество добывающих скважин (шт)	10	8	7	6	7
В т.ч. переводящиеся в нагнетательные (шт)	6	0	2 (в период ПОМ)	2 (в период ПОМ)	4 (в период ПОМ)

Нагнетательные скважины по Блоку D переоборудованы из добывающих. По блокам ЕРС также под нагнетательные скважины планируются отдельными этапами перевод отдельных добывающих скважин.

Производство электроэнергии на морском комплексе обеспечивается четырьмя газотурбинными генераторами. Мощность каждого генератора равна 24 МВт (при максимальной температуре окружающего воздуха 40°C). Напряжение на выводах генераторов равно 10 кВ и затем повышается до 35 кВ.

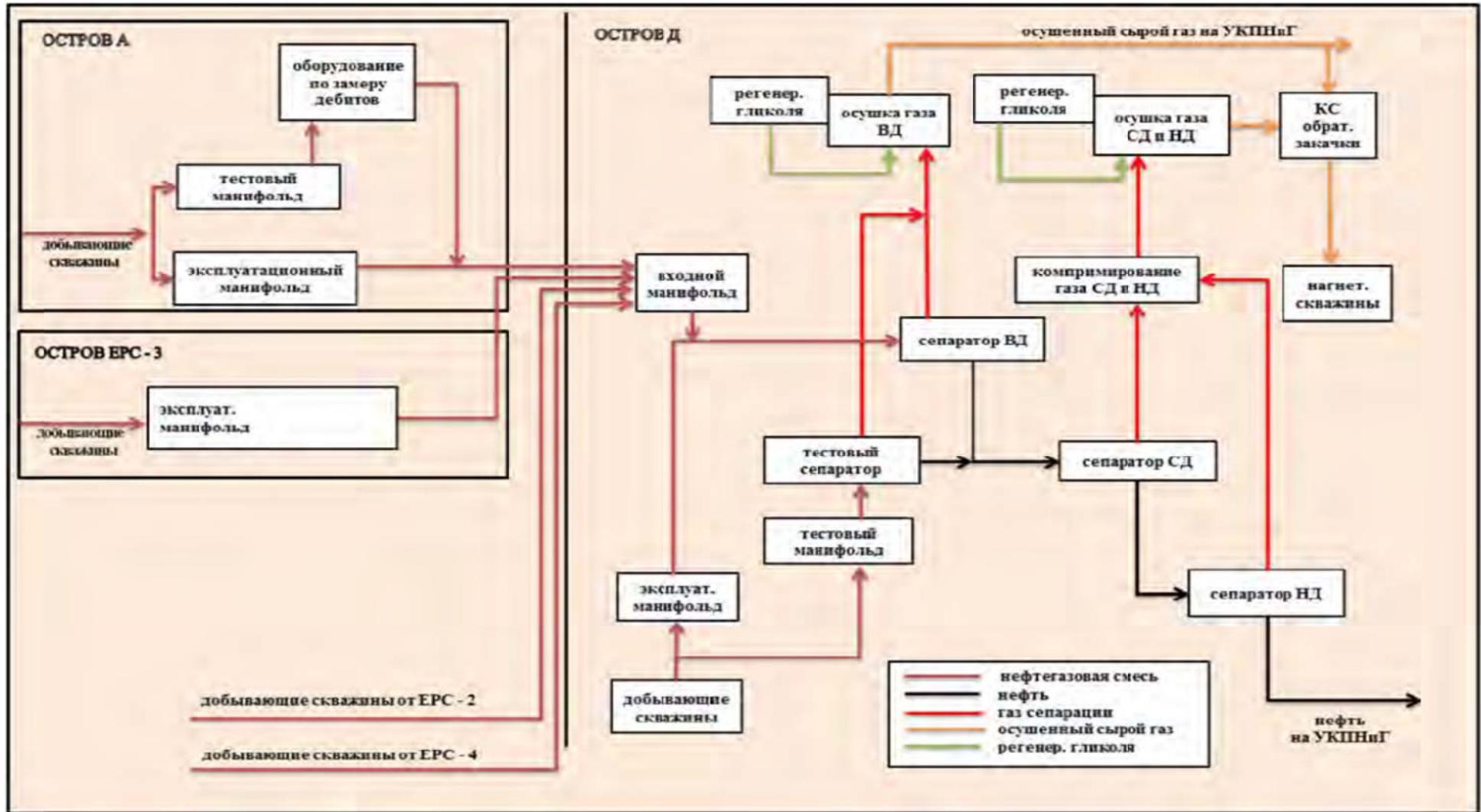


Рисунок. 1.1.5.1-2. Принципиальная технологическая схема существующей системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции на Морском комплексе представлена

1.1.5.1.1 Основные действующие объекты и сооружения Комплекса D

Комплекс D представляет собой сложный комплекс гидротехнических сооружений и объектов обустройства месторождения, в составе которого размещаются объекты для добычи нефтегазовой смеси, приема нефтегазовой смеси с удаленных добывающих островов, установок предварительной подготовки нефти и газа, закачки газа в пласт и транспортировки флюида на наземный комплекс для дополнительной подготовки.

На Комплексе D будет постоянно находиться обслуживающий персонал. Для обеспечения нормальных условий проживания персонала предусматривается установка двух модулей жилого комплекса, на одном из которых имеется вертолетная площадка.

Для обеспечения безопасности персонала предусмотрены временные укрытия, системы спасательных средств и эвакуации.

Комплекс D состоит из нескольких искусственных сооружений:

- **Остров устьев скважин** - искусственное сооружение, предназначенное для размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин, оборудования по сбору нефтегазовой смеси и необходимых вспомогательных систем;
- **Участок спасения и эвакуации**, расположенный с южной стороны острова, предназначен для обеспечения стоянки судов спасения и безопасной эвакуации персонала в экстремальной ситуации.
- **Подъемный остров**. Подъемный остров запроектирован для обеспечения выхода из моря промысловых трубопроводов, связывающих морской и наземный комплексы, внутрипромысловых трубопроводов и коммуникаций между удаленными боками и Комплексом D.

Также на острове предусмотрены: установки манифольдов для трубопроводных линий от блоков А, ЕРС, камеры запуска/приема очистных устройств, системы инженерного обеспечения;

- **Вспомогательный остров** – искусственное сооружение, состоящее из насыпного острова и примыкающего к нему с юга, бассейна морской воды, огражденного от открытого моря коффердамами и насыпными участками.

Насыпной участок острова предназначен для размещения площадок материально-технического обеспечения, а также средств спасения и эвакуации персонала. В качестве средств спасения будут применены суда на воздушной подушке и суда ледокольного типа IBEEV.

В бассейне устанавливаются на фундаментных сваях модули жилого комплекса (модули 11 и 12), модули газотурбинной и аварийной дизельной электростанций (модули 9 и 10) и модуль 10 систем инженерного обеспечения.

В жилом комплексе размещены центральная диспетчерская и временное убежище, в котором могут поддерживаться пригодные для жизни условия в течении периода эвакуации. Кроме этого, на модуле 12 предусмотрена вертолетная площадка.

Участок материально-технического обеспечения включает площадки складирования, гараж для легковых транспортных средств, хранилище лесов и монтажных средств, участки перегрузки и причальную зону.

- **Участки обеспечения технологического процесса Линии 1 и Линии 2** - технологические сооружения, предназначенные для размещения оборудования и систем технологического назначения, обеспечивающих процесс сбора и предварительной подготовки нефти и газа;
- **Участок инженерного обеспечения** – искусственное сооружение, предназначенное для размещения площадок вспомогательного назначения с нетоксичным оборудованием;
- **Коффердамы** – искусственные сооружения, предназначенные для размещения технологических эстакад, которые связывают в единый комплекс все сооружения блока и обеспечивают пути перемещения персонала и техники;
- **Защитные барьеры** – насыпные сооружения, предназначенные для защиты объектов от воздействия волн и льда и создания нормальных условий для стабильного рабочего режима.

На Комплексе D предусмотрены две параллельные и взаимосвязанные технологические линии предварительной подготовки нефти и газа.

Технологические установки и установки систем инженерного обеспечения Комплекса D монтируются на модулях. Острова и модули связаны между собой коффердамами и мостами. Модули подняты на сваи и соединены между собой с образованием единой платформенной конструкции.

Технологические модули Линии 1 и Линии 2 территориально отделены друг от друга. Технологические модули Линии 2 размещены на южной части Комплекса D. Технологические модули Линии 1 размещены ближе к вспомогательному острову. Модули 1 и 2 (обратная закачка газа) удалены от обеих технологических линий и расположены с западной стороны острова устьев скважин. Модули каждой технологической линии установлены на значительном расстоянии от модулей 1, 2 для предотвращения риска воздействия токсичного газа для персонала, работающего на данных площадках.

В состав технологической Линии 1 входят:

- модули 3 и 4 – установка компримирования газа мгновенного испарения;
- модуль 5 – установка сепарации нефти;
- модуль 6 – система дегидратации газа;
- участок обеспечения технологического процесса Линии 1.

В состав технологической Линии 2 входят:

- модуль 16 – установка компримирования газа мгновенного испарения;
- модуль 18 – установка сепарации нефти;
- модуль 20 – система дегидратации газа;
- участок обеспечения технологического процесса Линии 2.

Модули технологической Линии 2 размещены у южного защитного барьера.

Общими для 2-х технологических линий являются модули:

- модули 1 и 2 - установка компримирования сырого газа для нагнетания;
- модуль 8 – газотурбинная электростанция;
- модуль 9 – аварийная дизельная электростанция;
- модуль 10 – системы инженерного обеспечения;
- модули 11, 12 - жилой комплекс.

Модули 1 и 2 установлены на западной стороне острова бурения (острова устья скважин).

Такая компоновка технологических линий обеспечивает максимальный разрыв между технологическими линиями, что снизит риск наложения возможных токсичных выбросов. Данное размещение и состав основных технологических объектов на комплексе D был принят в рамках разработанной реконфигурации, поддерживаемой концепцией DB 300.

Принципиальная схема расположения сооружений Блока D дана на рисунках 1.1.5.1-3.

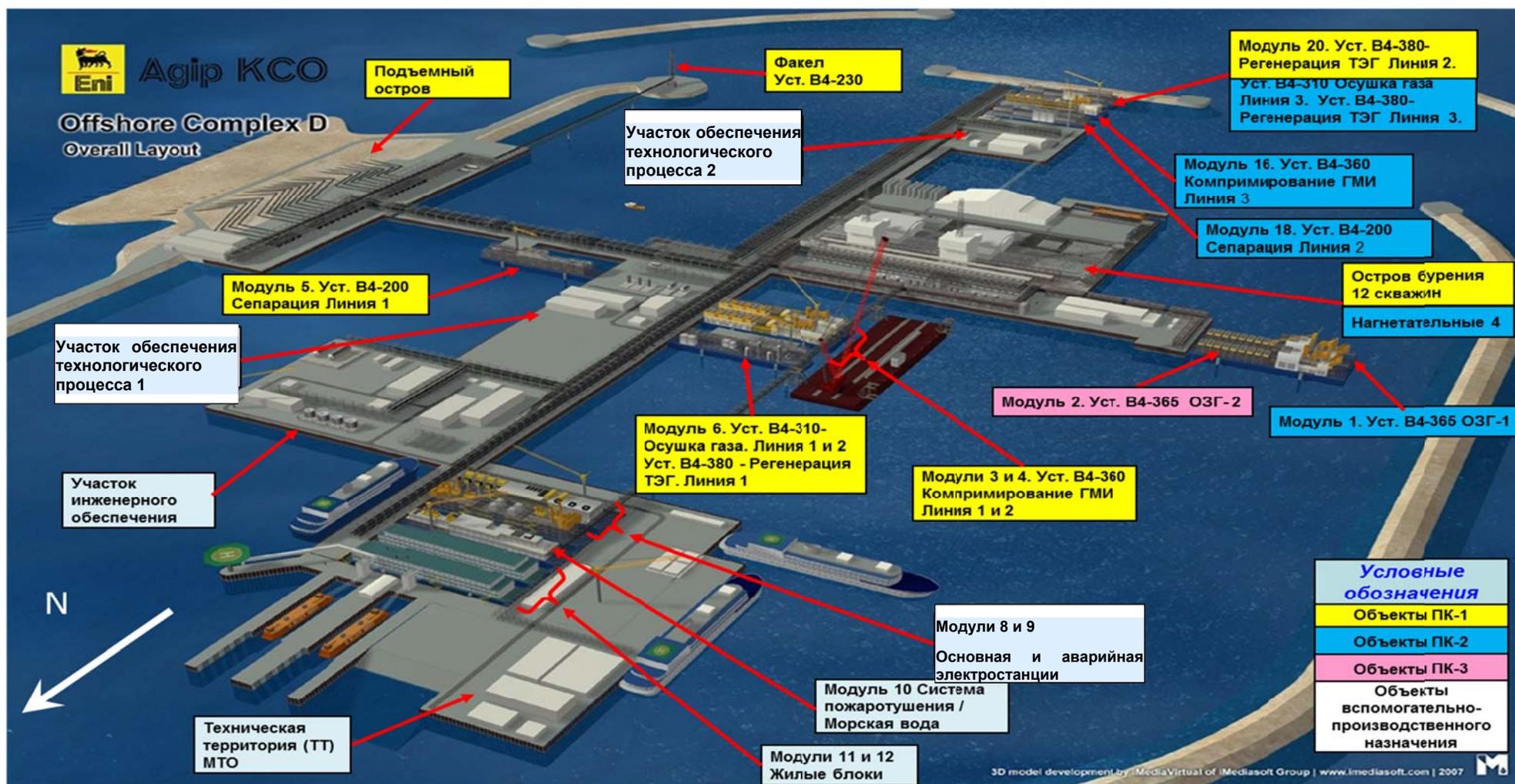


Рис.1.1.5.1-3. Объекты эксплуатационного технологического комплекса D в составе трех последовательно осуществленных пусковых комплексов и модулей ОЗГ (180 / 295 / 370 тыс. барр.нефти/сут), введенных в эксплуатацию в период ОПР

1.1.5.1.2 Сооружения Блока А

Добывающий Блок А представляет сооружение, на котором размещены объекты для добычи нефтегазовой смеси и транспортировки флюида на Комплекс D для предварительной подготовки.

В нормальных условиях Блок А работает в автоматическом режиме. Добываемые флюиды перекачиваются на Комплекс D по подводным эксплуатационным нефтегазопроводам для подготовки. Топливный газ, метанол и химреагенты подаются на Блок А из Комплекса D по комбинированному реагентопроводу и отдельному метанолопроводу. Электроснабжение блока обеспечивается посредством подводного силового кабеля.

На Блоке А расположены: добывающие скважины, эксплуатационный манифольд, площадки факельной системы, площадки инженерного обеспечения процесса сбора нефтегазовой смеси.

1.1.5.1.3 Сооружения Блоков EPC

EPC – это остров устьев скважин с минимальным комплектом технологического оборудования. Остров представляет собой искусственное сооружение, отсыпанное из известняковой породы и огражденное по периметру вертикальными стенами из стальных шпунтовых свай.

Рабочая отметка острова принята относительно Каспийского нуля и соответствует КН+5,2 м. Размер острова продиктован площадью основания наземной буровой установки, которая будет использоваться для бурения скважин, необходимостью обеспечить условия для покидания и эвакуации буровой бригады, обеспечить защиту ото льда, так как здесь образуются торосы льды, которые могут повредить сооружения, расположенные слишком близко к краю воды.

На блоке EPC размещаются технологические установки и установки инженерного обеспечения, предназначенные для сбора и транспортировки флюида на Комплекс D.

Хотя острова EPC2, EPC3, EPC4 несколько отличаются друг от друга по конфигурации, все они основаны на одном принципе разработки.

В состав сооружений входят следующие технологические установки и установок инженерного обеспечения.

Установка-100. Устья добывающих скважин и установка мультифазных счетчиков

На EPC2 и EPC4 будет по 7 добывающих скважин, а на EPC3 – 6 скважин. В ходе дальнейшей разработки месторождения отдельными этапами в рамках ПОМ часть добывающих скважин переоборудуется в нагнетательные. На EPC2 и EPC3 будет переведено из добывающих в нагнетательные по 2 скважины, а на EPC4 – 4 скважины, которые будут использоваться для обратной закачки газа.

Установка-111. Устья нагнетательных скважин (газ СВД)

Газ в нагнетательные скважины на Комплексе D будет подаваться компрессорами газа обратной закачки.

В нагнетательные скважины EPC2, EPC3 и EPC4 газ высокого давления будет в будущем подаваться компрессорами ОЗГ на этапе полномасштабного освоения месторождения Кашаган.

Установка-120. Система приема и дозирования химреагентов

Система предназначена для приема и дозирования химреагентов, используемых для защиты оборудования и трубопроводов от коррозии, отложений парафина, асфальтенов, образования накипи и гидратов.

Установка-130. Установка приемного манифольда. Установка манифольда закачки газа СВД

Эксплуатационный манифольд связывает все добывающие скважины и служит для подачи добытых флюидов по эксплуатационному нефтегазопроводу на Комплекс D.

Установка-190. Установка пуска очистных устройств

На Блоках EPC эксплуатационные нефтегазопроводы и обслуживающий трубопровод оснащены установками камер пуска/приема очистных устройств (ОУ).

Диагностирование и очистка эксплуатационных нефтегазопроводов предусмотрены после первого года эксплуатации трубопроводов, а затем - с четырехгодичной периодичностью.

Эксплуатационные нефтегазопроводы спроектированы с учетом обеспечения кольцевого движения ОУ Комплекс D – EPC2 – EPC3 – Комплекс D.

Камеры пуска/приема ОУ представляют собой блочные установки с системой переключающих клапанов и трубопроводами обвязки.

Камеры оборудуются устройствами для обеспечения пуска ОУ, а также приборами контроля давления и сигнализаторами прохождения скребка.

Для защиты от превышения давления на камерах предусмотрена установка предохранительных клапанов.

Установка-420. Система распределения топливного газа

Топливный газ подается на Блоки EPC от Комплекса D по трубопроводам Ду 25 мм, входящими в состав комбинированного реагентопровода.

На Блок EPC2 топливный газ поступает через Блок EPC3 по комбинированному реагентопроводу.

От реагентопроводных блоков на EPC топливный газ распределяется на все устьевое оборудование и на камеры пуска/приема ОУ.

На устьях скважин топливный газ используется для продувки, а также для создания давления в трубопроводе при испытаниях на герметичность.

Топливный газ, подаваемый на камеры пуска/приема ОУ, используется для проталкивания ОУ при очистке обслуживаемого трубопровода.

Установка-450. Система распределения масла для гидроприводов

Гидравлическая система обеспечивает своевременное срабатывание установленных на устьях скважин клапанов высокоинтегрированной защитной системы от превышения давления, а также клапанов аварийного останова в составе оборудования основного и вспомогательного инженерного обеспечения. Для приведения в действие механических приводов автоматического управления клапанов используется гидравлическое масло.

Установка-550. Закрытая дренажная система

Закрытая дренажная система предназначена для сбора жидкостей, отводимой от нефтегазопроводов и всего оборудования и вспомогательных участков инженерного обеспечения.

Установка-600. Система распределения азота

На добывающих Блоках EPC инертный газ применяется для продувки оборудования и при испытаниях трубопроводов на герметичность после останова и перед началом пусковых операций.

Инертный газ транспортируется с Комплекса D на Блоки EPC по трубопроводу, входящему в состав комбинированного реагентопровода.

От реагентопроводных блоков В2-455-ZZ-003, В3-455-ZZ-003 азот распределяется на: устья скважин, камеры пуска ОУ, коллекторы закрытой дренажной системы и трубопроводы закачки газа СВД.

Проектные показатели EPC представлены ниже.

Таблица 1.1.5.1.3-1

Показатель	EPC2	EPC3	EPC4
1	2	3	4
Количество добывающих скважин, шт.	7	6	7
Количество нагнетательных скважин, шт.	2	2	4
Максимальный дебит скважины, тыс. барр. нефти в сутки *	37,0	37,0	37,0

Показатель	EPC2	EPC3	EPC4
1	2	3	4
Максимальный дебит на этапе ОПР нефти при газовом факторе 625 нм ³ /т, тыс. барр сутки *	150,0	150,0	150,0
Статическое давление на добывающих скважинах, МПа*	51,0-62,5	51,0-62,5	51,0-62,5
Давление рабочее на добывающих скважинах, МПа.*	12-50	12-50	12-18
Примечания: *- уточняется на этапах разработки ПОМ			

1.1.5.1.4 Внутрипромысловые трубопроводы и коммуникации.

Продукция из скважин блока А и добывающих островов EPC1/2/3/4 подается в манифольды и по внутрипромысловым трубопроводам поступает на Комплекс D.

Принципиальная блок-схема существующих промысловых трубопроводов представлена на Рис. 1.1.5.1-2.

С блока А до Комплекса D проектом предусмотрены:

- Два эксплуатационных нефтегазопровода, диаметром 450 мм (18") из углеродистой стали, предназначенных для подачи добываемой продукции на остров Д (ЭТК-1), в данное время трубопроводы заполнены азотом и вне сервиса, возможно использование в будущем для обслуживаемых целей не коррозионного продукта;
- Трубопровод, диаметром 250 мм (10"), предназначен для эксплуатации при вспомогательных операциях (тестовый трубопровод);
- Комбинированный реагентопровод, диаметром 155 мм, совмещенный с опτικο-волоконным кабелем;
- Прокладка дополнительного промыслового эксплуатационного нефтегазопровода, диаметром 450 мм (18") из углеродистой стали с внутренним плакированием из коррозионностойкого сплава Инконель 825 протяженностью 5992 м, предназначенный для подачи добываемой продукции на остров Д (ЭТК-1).
Проектные решения по прокладке дополнительного промыслового трубопровода Ду450 мм были представлены в отдельном проекте (NCOC N.V./UI58090(2012-0453)-TPD-000);
- Метанопровод диаметром 167 мм;
- Силовой и опτικο-волоконный кабель

Трубопроводы и коммуникации между островом EPC2 и островом Д (ЭТК-1):

- Эксплуатационный нефтегазопровод, диаметром 500 мм (20") из углеродистой стали с внутренним плакированием из коррозионностойкого сплава Инколой 825 протяженностью 2699 м предназначенный для подачи добываемой продукции на остров Д (ЭТК-1);
- Силовой и опτικο-волоконный кабели.

Трубопроводы и коммуникации между островом EPC3 и островом Д (ЭТК-1):

- Эксплуатационный нефтегазопровод, диаметром 500 мм (20") из углеродистой стали с внутренним плакированием из коррозионностойкого сплава Инколой 825 протяженностью 4 600 м предназначенный для подачи добываемой продукции на остров Д (ЭТК-1);
- Обслуживающий трубопровод, диаметром 150 мм (6") из углеродистой стали с внутренним плакированием из коррозионностойкого сплава Инколой 825 протяженностью 4600 м;
- Метанопровод;

- Комбинированный реагентопровод
- Силовой / оптико-волоконный кабель;
- Силовой / оптико-волоконный резервный кабель

Между блоками ЕРС 3 и ЕРС 2 на Комплекс D проложены:

- Эксплуатационный нефтегазопровод Ду500 мм (20") из углеродистой стали с внутренним плакированием из коррозионностойкого сплава Инконель 825 протяженностью 2100 м, предназначенный для подачи добываемой продукции на управляющий Комплекс Д (ЭТК-1) через ЕРС2 или ЕРС3 в случае необходимости;
- Обслуживающие трубопроводы, диаметром 150 мм (6") из углеродистой стали с внутренним плакированием из коррозионностойкого сплава Инколой 825 протяженностью 2 100 м;
- Метанолопровод с управляющего Комплекса D;
- Комбинированный реагентопровод с оптико-волоконным кабелем с управляющего Комплекса D на сооружения ЕРС и между ЕРС2 и ЕРС3;
- Силовой / оптико-волоконный резервный кабель ;

Трубопроводы и коммуникации между островом ЕРС4 и островом Д (ЭТК-1):

- Два эксплуатационный нефтегазопроводов, диаметром 500 мм (20") из углеродистой стали с внутренним плакированием из коррозионностойкого сплава Инколой 825 протяженностью 5 900 м предназначенные для подачи добываемой продукции на остров Д (ЭТК-1);
- Обслуживающие трубопроводы, диаметром 150 мм (6") из углеродистой стали с внутренним плакированием из коррозионностойкого сплава Инколой 825 протяженностью 5 900 м;
- Метанолопровод с управляющего Комплекса D;
- Комбинированный реагентопровод с управляющего Комплекса D;
- Силовой / оптико-волоконный кабель ;

Промысловые трубопроводы от острова Д (ЭТК-1) до береговых сооружений:

- Трубопровод сероводородсодержащей нефти, диаметром 700 мм (28") из углеродистой стали с внутренним плакированием из коррозионностойкого сплава Инконель 625 протяженностью 96 км (70 км на шельфе и 26 км на суше), предназначенный для подачи частично дегазированной нефти (с содержанием сероводорода (H₂S) до 7,6 мольн. % и двуокиси углерода (CO₂) до 0,53 мольн. %) от острова Д (ЭТК-1) до УКПНиГ;
- Трубопровод сероводородсодержащего газа, диаметром 700 мм (28") из углеродистой стали с внутренним плакированием из коррозионностойкого сплава Инконель 625 протяженностью 96 км (70 км на шельфе и 26 км на суше), предназначенный для подачи осушенного высокосернистого газа (с содержанием сероводорода (H₂S) до 16,95 мольн. % и двуокиси углерода (CO₂) до 5,01 мольн. %) от острова Д (ЭТК-1) до УКПНиГ
- Газопровод топливного газа, диаметром 450 мм (18"), из углеродистой стали, предназначенный для подачи топливного газа от УКПНиГ до острова Д (ЭТК-1)

Трубопроводы проложены с учетом кратчайшего расстояния между начальной и конечной точкой, с минимальными радиусами прокладки и необходимыми углами подхода к существующим и проектируемым сооружениям. Маршрут обеспечил адекватное расстояние между трубопроводами и позволил выполнить прокладку траншеи и укладку трубопровода таким образом, чтобы было оптимальное время работы судна с минимизацией возможных повреждений при установке.

К промысловым трубопроводам относятся и трубопроводы подачи нефти и газа с Комплекса D на Наземный комплекс, а также трубопровод подачи топливного газа с берегового УКПНиГ на Комплекс D. Проектные решения на эти трубопроводы были разработаны в период освоения ОПР отдельным Проектом - Аgip КСО/2012-0453-TPD-000 «Корректировка Проекта обустройства объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Промысловые трубопроводы».

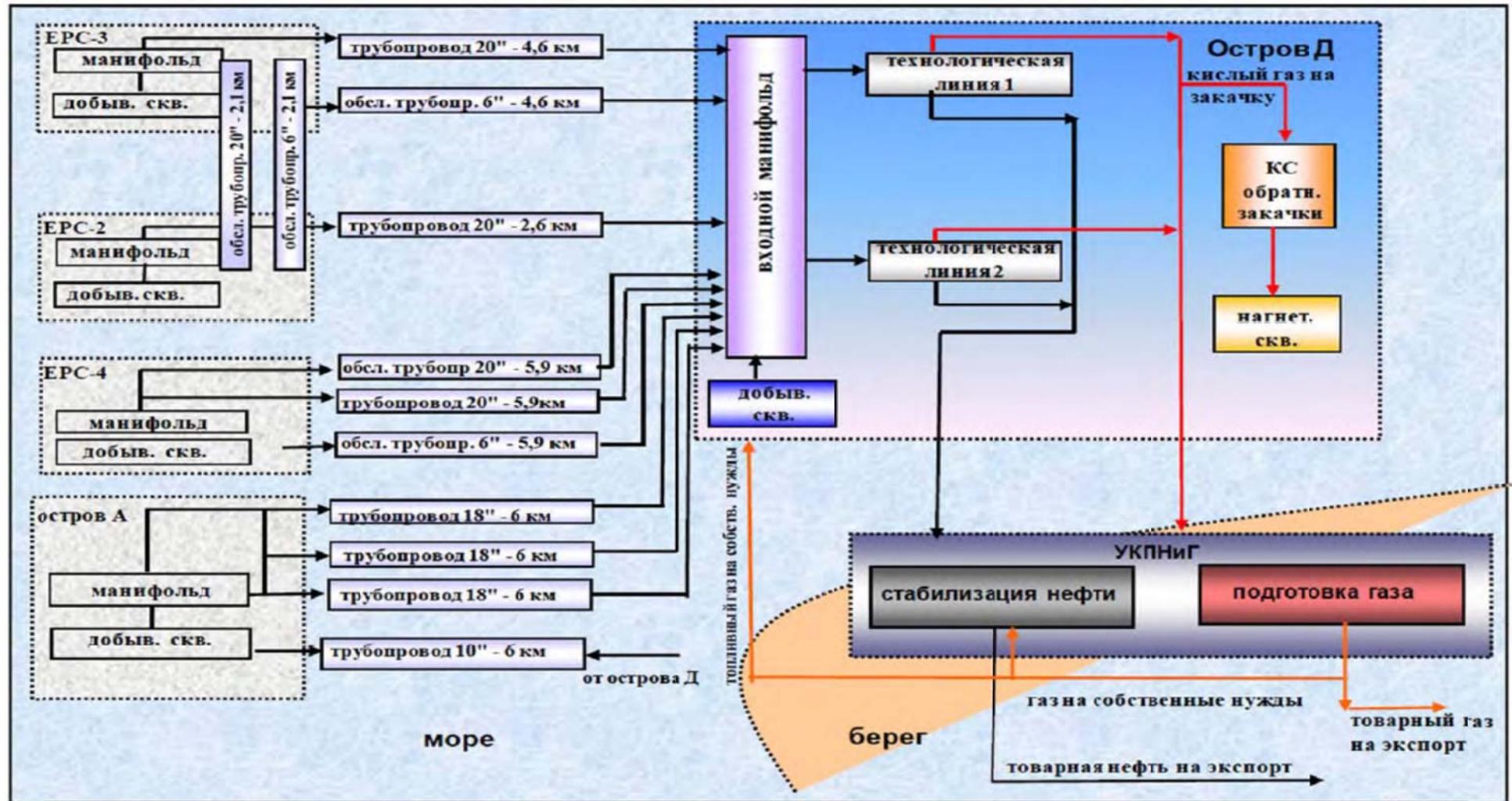


Рис. 1.1.5.1-2. Принципиальная блок-схема существующих промысловых трубопроводов МК

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 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 соответствии 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 подготовки 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, утвержденных в установленном порядке их руководством.

Указанные материалы должны представляться проектными организациями 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 Морском 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

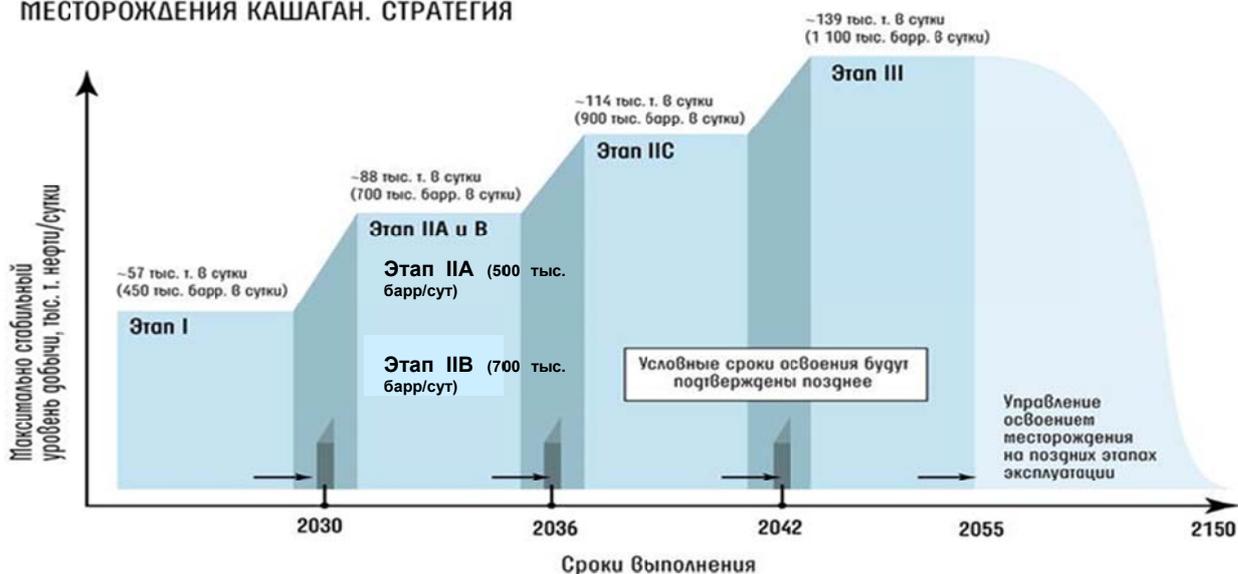
Расчетный период по вариантам рентабельной разработки месторождения на период ПОМ составил 131 год, с 2020 по 2150 годы. Ввод месторождения в промышленную разработку запланирован в октябре 2021г. после окончания периода опытно-промышленной разработки.

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 внутрпромысловые 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. 1.1.5.2-1), первые два из которых (Этапы I и IIА) предусматривают разработку Восточного Кашагана с задействованием существующих свободных мощностей объектов обустройства ОПР.

ПОЛНОМАСШТАБНОЕ ОСВОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАШАГАН. СТРАТЕГИЯ



* Компания ПСОС представит концепцию полномасштабного освоения месторождения правительству РК до конца 2021 года. Информация основана на предварительных данных проекта, которые могут быть изменены после получения всех необходимых согласований.
Источник: ПСОС, союз Kazservice

Рисунок 1.1.5.2-1. Поэтапное полномасштабное освоение месторождения Кашаган

Краткая характеристика основных технологических показателей этапов, состав ключевых основных проектных направлений и сроки введения этапов разработки, предусмотренные ПРМ [], представлены ниже в Табл. 1.1.5.2-1.

Таблица 1.1.5.2-1. 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		Реализовано
	▪ ОПР (47,1 тыс. т/сутки (370 тыс. барр./сутки))		
	▪ 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 IIА Максимальный стабильный уровень добычи нефти ~ 700 тыс. т/сутки (5500 тыс. барр./сутки)	Дальнейшее освоение коллектора Восточного Кашагана,	Предварительное БП	2027 г.

Этапы ПРМ (добыча нефти)	Проект / Исследования	Проектный уровень на дату составления отчета ПРМ	Год ввода в эксплуатацию (ГВЭ)
1	2	3	4
стабильный уровень добычи ~ 62,3тыс.т/сутки (489 тыс. барр./сутки)	подача сернистого газа на завод третьей стороны. 1,5 млрд куб. м. в год дополнительно по газу		
Этап II В 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 С 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 стабильного уровня добычи в 138,6 тыс.т/сутки (1089 тыс. барр./сутки)	Поддержание добычи нефти путем подготовки к вводу в эксплуатацию новых эксплуатационных скважин, объектов закачки газа или воды.	Оценка	после 2042г.

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 Перешейка 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 1.1.5.2-2.

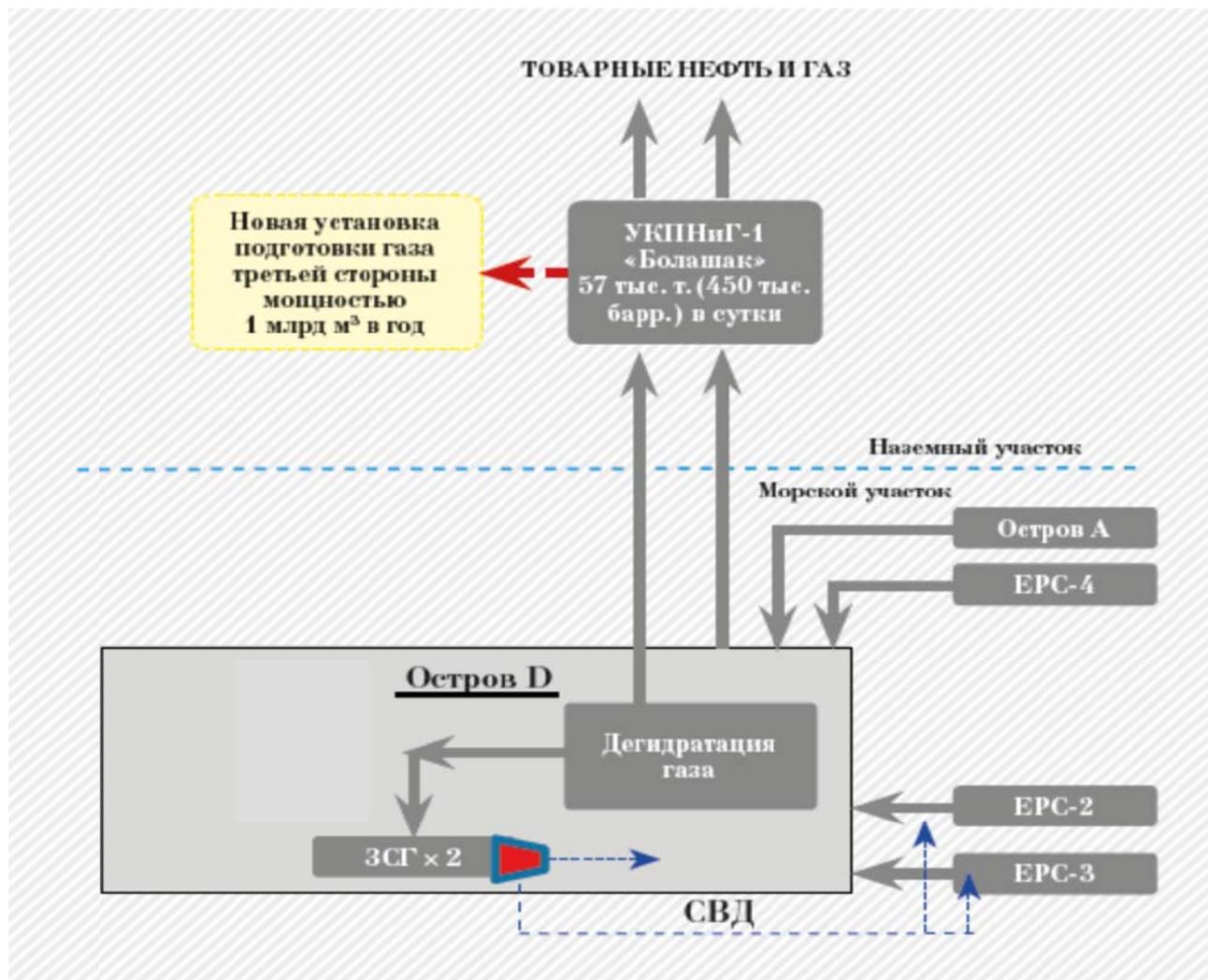


Рисунок 1.1.5.2-2. Схема концепции Этапа I

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 IIА 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 УКПНиГ наземного комплекса, которые были введены в эксплуатацию в рамках ОПР. Схема концепции и расположения подэтапа IIА представлены соответственно на Рисунки 1.1.5.2-3 и 1.1.5.2-4.

Этап IIА (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 UHP, 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 IIА 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 IIА 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.

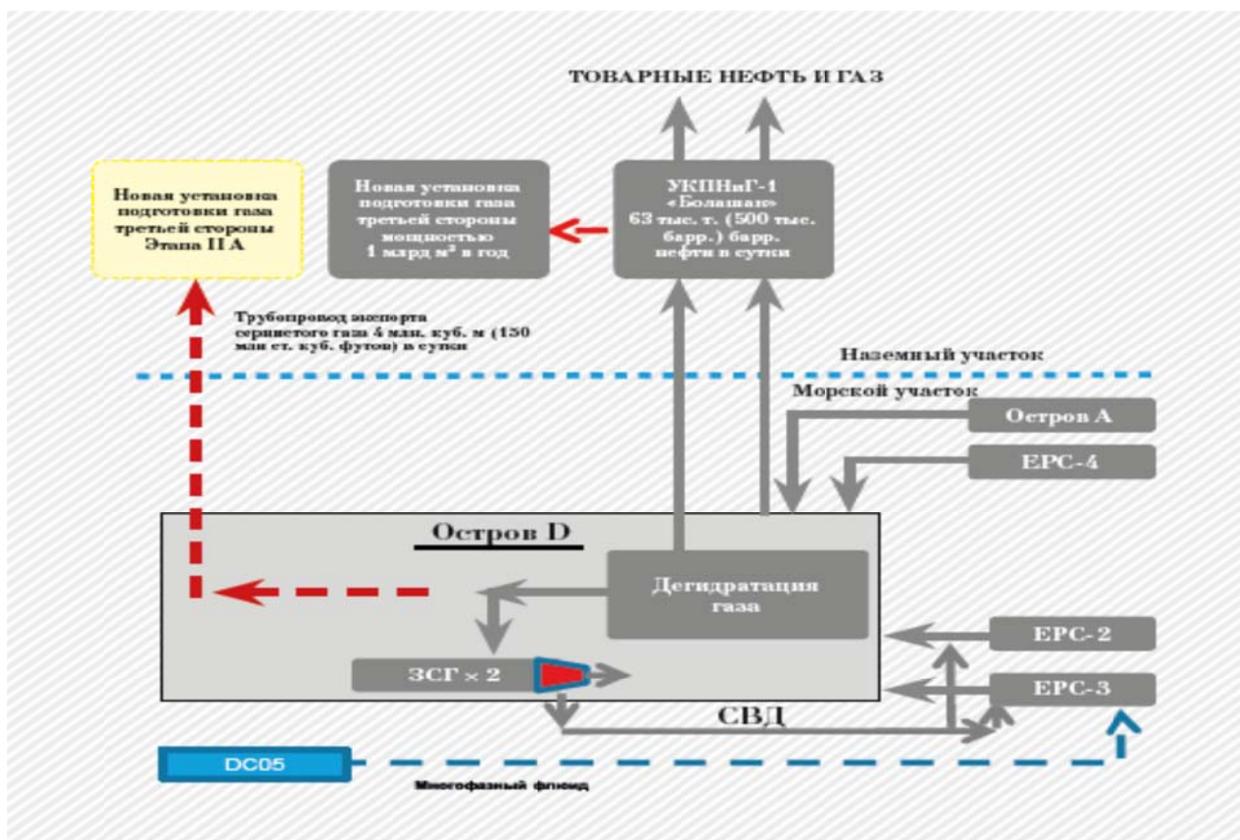


Рисунок 1.1.5.2-3. Схема концепции этапа IIА

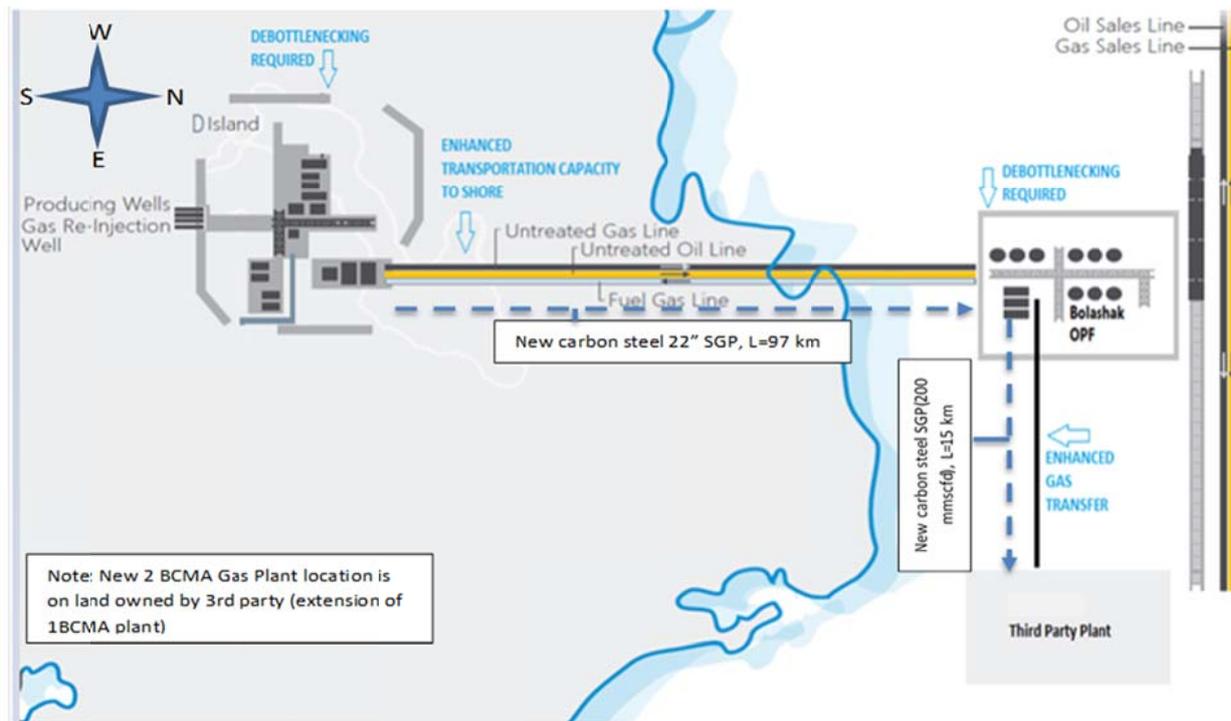


Рисунок 1.1.5.2-5. Схема расположения концепции этапа IIA

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 стороны (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 1.1.5.2-5.

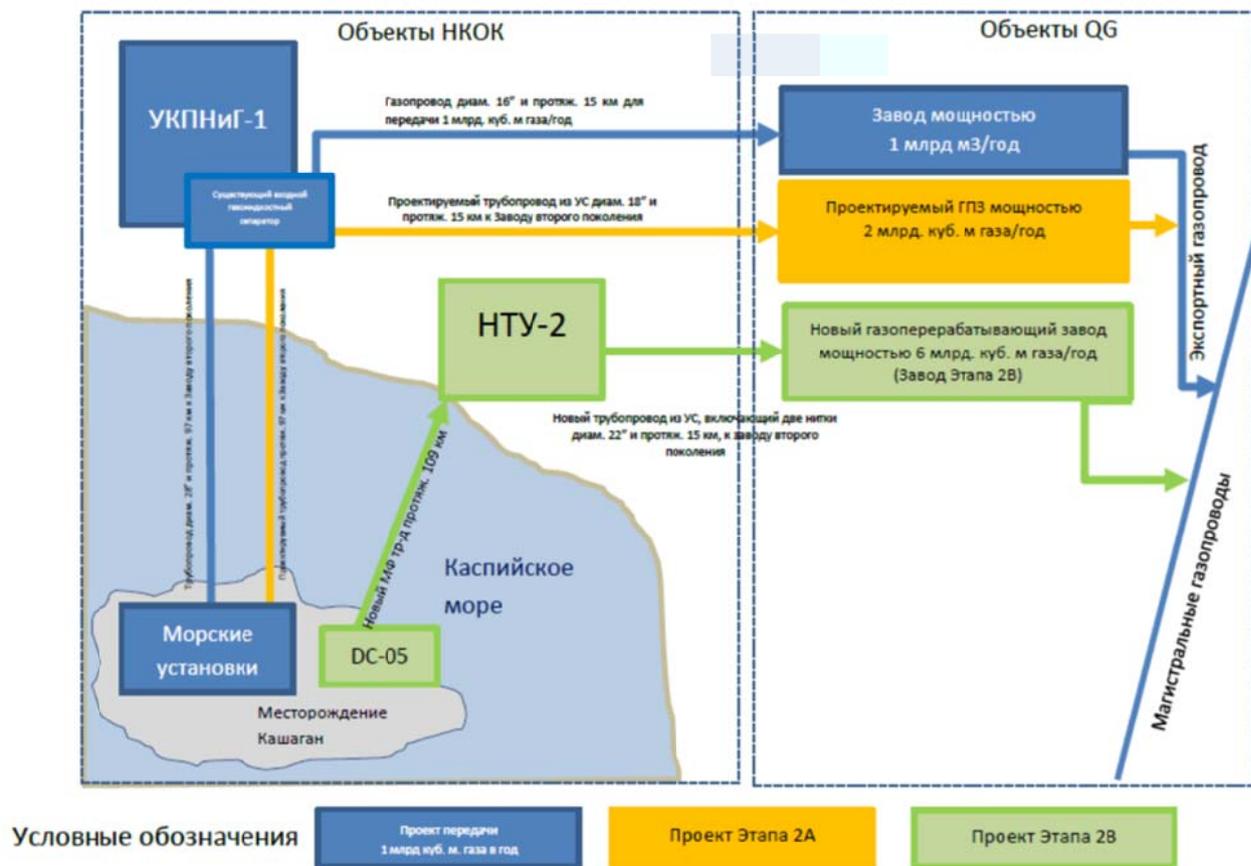


Рисунок 1.1.5.2-5. Объекты будущих проектов по этапам наращивания добычи нефти и газа на м/р Кашаган на Этапах I; IIA и IIB

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.бarr./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-05a, DC-11a, DC-18a и DC-33a 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 МК 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»

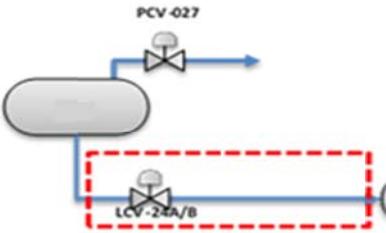
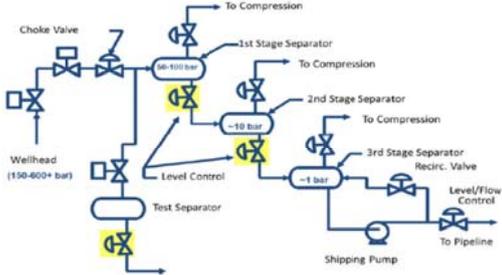
1.1.5.3. Объекты устранения/расшивки узких мест (debottlenecking) и модификаций на МК, обеспечивающие расширение мощности до 450 тыс. барр. нефти/сут., а также дополнительных оптимизаций и модернизаций

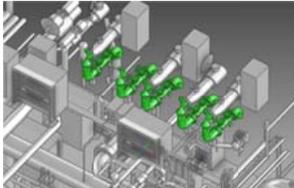
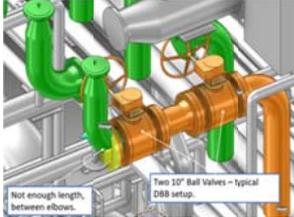
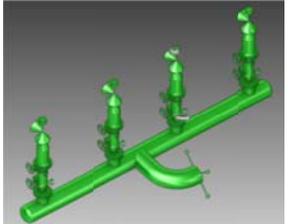
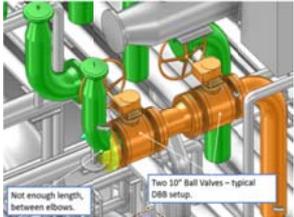
Как выше было отмечено, настоящий проект «Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Морском комплексе» рассматривает объекты по устранению / расшивке узких мест по пропускной способности на существующих объектах обустройства МК м/р Кашагана (debottlenecking 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 ОНР до 450 тыс.барр. в сутки на Этапе I ПОМ.

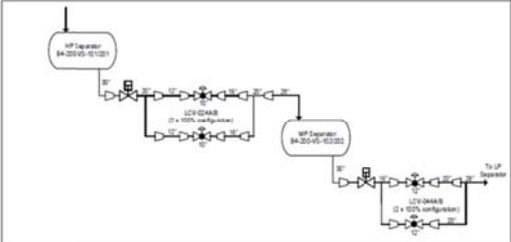
Состав объектов устранения узких мест (debottlenecking) и модификаций на МК, обеспечивающие расширение мощности до 450 тыс. барр. нефти/сут., а также дополнительных оптимизаций и модернизаций с краткой информацией проектных задач с учетом задействованных технологических сооружений на МК, технологических установок и задействованных линий представлен ниже, в Табл. 1.1.5.3-1

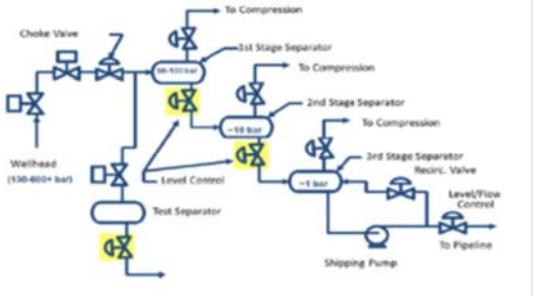
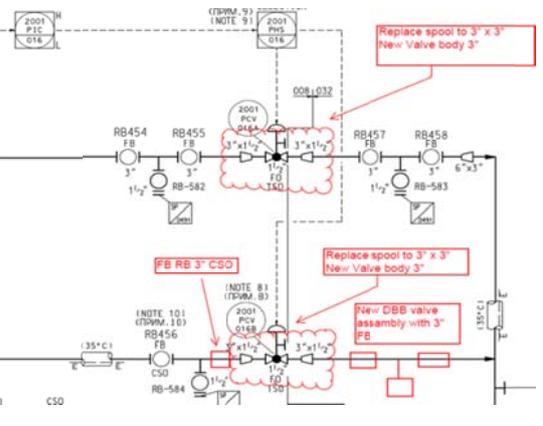
Таблица 1.1.5.3-1. Состав объектов устранения узких мест (debottlenecking) и модификаций на МК, обеспечивающие расширение мощности до 450 тыс. барр. нефти/сут., а также дополнительных оптимизаций и модернизаций

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
Объекты debottlenecking (объекты расшивки узких мест) и модификаций на МК, обеспечивающие расширение мощности до 450 тыс. барр. нефти/сут			
	B4	Комплекс D (ЭТК 1)	
1.	1	Установка подготовки нефти и газа (частичная стабилизация нефти) Технологическая Линия 1:	Первая технологическая линия системы сепарации нефти рассчитана на эквивалентную производительность суммарного дебита скважин Блока А и Комплекса D
1.1.	Модуль 5	Установка 200. Установка сепарации нефти.	
1.1.1.	200-VN-101	Модернизация каплеотбойных сепараторов	PCN 20032 «Повышение производительности морского газового сепаратора НР» Изменение параметров процесса и замена

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			внутренних устройств. Материалы поставщика LLC Sulzer Chemtech в рамках проектных работ PR20032 .
1.1.2.	B4-2001-LCV-024A	Модернизация регулирующих клапанов между сепараторами ВД и сепараторами СД.  	PR 20110 «Морская сепараторная жидкостная линия» Изменение параметров процесса. В рамках работ по внесению изменений eMOC23607 и eMOC23609 . Замена LCV-024B как потенциальные проектные работы планируется в рамках проекта Стадии IIA eMOC 23603 Замена регулирующего клапан 2001-LCV-024A на большую пропускную способность Cv с Ду 10" на Ду 12"
1.1.3.		Замена входных линий СД и НД сепараторов:	Изменение параметров процесса. Изменения реализованы в рамках работ по внесению изменений и проекта PR20002

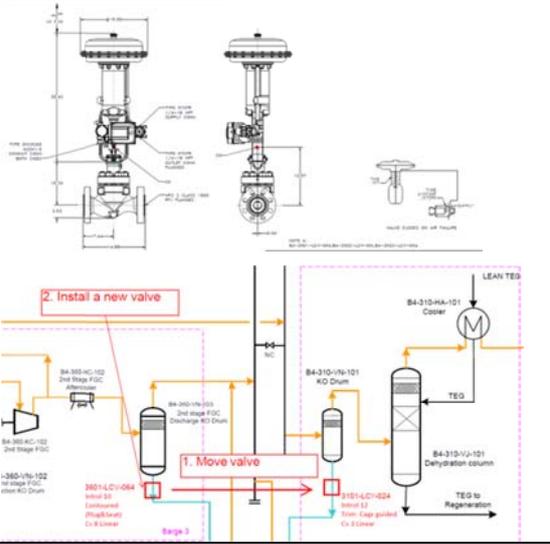
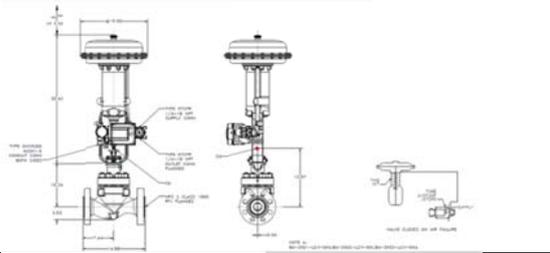
№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
1.1.3.1.	B4-200-VS-102	<p>Замена входных линий СД сепаратора:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Восстановить запасной предохранительный клапан; т.е. вернуть конфигурацию PSV на N+1 (с 5+0 на 4+1). – Увеличить размер входной линии сепаратора СД с 6" до 10". – Замена двойного блока впускной линии PSV и выпускного устройства на одинарный модульный клапан DB&B. 	 <p>Замена входной линии сепаратора СД</p>  <p>Двойной запорно-спускной клапан (DBB)</p>
1.1.3.2.	B4-200-VS-103	<p>Замена входных линий НД сепаратора:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Восстановить запасной предохранительный клапан; т.е. вернуть конфигурацию PSV на N+1 (с 4+0 на 3+1). – Увеличить размер входной линии сепаратора НД с 6" до 10". – Замена двойного блока впускной линии PSV и выпускного устройства на одинарный модульный клапан DB&B. 	 <p>Замене входной линии сепаратора НД</p>  <p>Двойной запорно-спускной клапан (DBB)</p>
1.1.4.		Замена коленчатого патрубка жидкостной линии сепараторов ВД и СД:	<p>PR 20110 «Морская сепараторная жидкостная линия»</p> <p>Изменения реализованы в рамках работ по внесению изменений и проекта PR20104</p>
1.1.4.1.	B4-200-VS-101	Замена коленчатого патрубка жидкостной линии сепаратора ВД	

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
1.1.4.2.	B4-200-VS-102	Замена коленчатого патрубка жидкостной линии сепаратора СД	
1.1.5.		<p>Замена жидкостных линий сепараторов ВД и СД, регуляторов LCV:</p> 	<p>PR 20110 «Морская сепараторная жидкостная линия»</p> <p>Изменения реализованы в рамках работ по внесению изменений и проекта PR20104,</p> <p>PR20102</p> <p>еМОС 23606</p> <p>Замена регулирующего клапана потока нефти с сепаратора СД</p> <p>Замена регулирующего клапана потока нефти с сепаратора ВД, 2001-LCV-024A см. еМОС 23603, выше п.1.1.2</p>
1.1.5.1.	B4-200-VS-101	<p>Замена жидкостных линий сепаратора ВД:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Замена отводов трубопровода LTCS непосредственно после LCV-024A/B (спецификация D17/B17) на эквивалентную трубу спецификации D31/B28. – Замена трубопровода LTCS до и после 2001-LCV-024A/B (спецификация D17/B17) на эквивалентную трубу спецификации D31/B28. – Замена запорной арматуры на аналогичные из КСС; – Компоновка DB&B перед 2001-LCV-024A заменена на модульную DB&B. 	
1.1.5.2.	B4-200-VS-102	<p>Замена жидкостных линий сепаратора СД и регулятора LCV:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Замена отводов трубопроводов LTCS непосредственно после LCV-044A/B (спецификация B17/A17) на эквивалентную трубу спецификации B28/A28. – Замена трубопровода LTCS до и после 2001-LCV-044A/B (спецификация B17/A17) на эквивалентную трубу 	

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		<p>спецификации В28/А28.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Замена запорной арматуры на аналогичные из КСС. – Замена регулирующего клапан 2001-LCV-044А на большую пропускную способность Cv 	
1.1.6.		<p>Замена клапана-регулятора и запорной арматуры на коллекторе конденсата ВД к Сепаратору СД</p> 	eMOC 18191
1.1.6.1.	2001-PCV-016A/B	Замена клапана-регулятора с большей пропускной способностью, на Ду 3" и успокоителя перед регулирующим клапаном	
1.1.6.2.		<p>Модификация трубной обвязки (на входе и выходе устанавливаемых новых запорных арматур) для замены 4-х запорных арматур с Ду 3" с установкой двойной запорной арматуры для технического обслуживания PCV-016B.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Новая запорная часть будет иметь размер входного отверстия для потока 3x4 мм, что увеличит площадь пути потока в 12 раз, чтобы уменьшить потенциальное засорение; ▪ Новая запорная

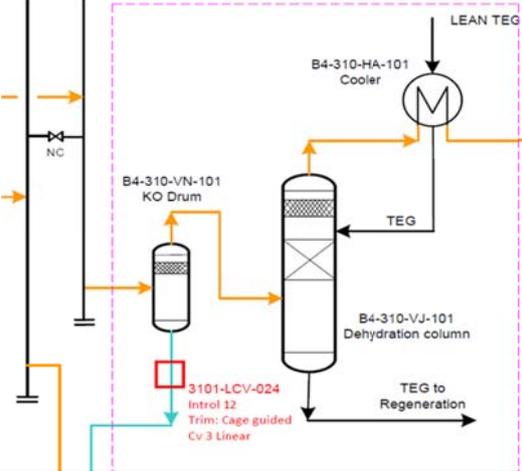
Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Морском комплексе

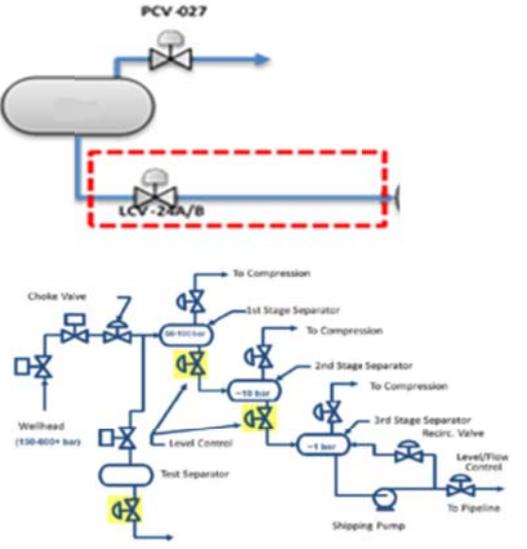
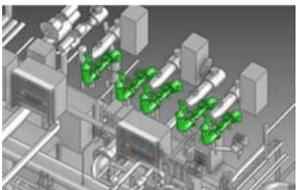
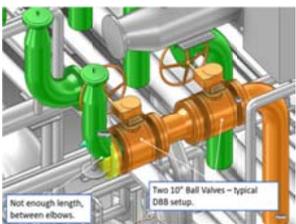
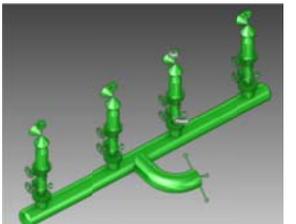
№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			часть обеспечит на 74% большую пропускную способность, что не подойдёт в существующий корпус и, следовательно, потребует нового корпуса большего размера
1.1.7.	B4-200-VS-101	Сепараторов ВД	<p>еМОС 24292</p> <p>Рабочее давление в сепараторе НР было увеличено с ~94 барр. до ~97 барр. для снижения содержания H₂S на берегу.</p> <p>Кроме того, новое давление позволяет снизить гидравлические ограничения для будущих проектов (1 ВСМА и Фаза 2).</p> <p>Выгода составляет 1,4 KBOPD в летний период,</p>
1.1.8.	2001-PCV-046A	Сепараторов СД, B4-200-VS-102	<p>еМОС 24184</p> <p>Замена регулирующего клапана на линии сброса продувочного газа. Увеличение Cv</p>
1.1.9.	2001-PCV-057A	Сепараторов НД, B4-200-VS-103	<p>еМОС 24185</p> <p>Замена регулирующего клапана на линии сброса продувочного газа. Увеличение Cv</p>

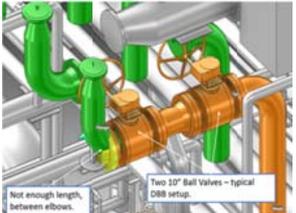
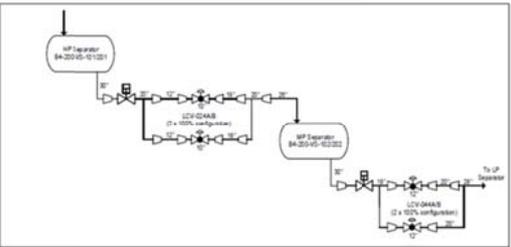
№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
1.2.	Модуль 3	<p>Установка 360. Установка компримирования газа мгновенного испарения. Технологическая линия 1.</p> <p>Модернизация регулирующих клапанов (B4-3601-LCV-064) на линиях сброса конденсата из концевых газосепараторов B4-360-VN-103 в коллектор сбора конденсата HP</p> 	<p>Изменение параметров процесса и замена в рамках работ по внесению изменений eMOC17767 и проекта PR18060</p> <p>Увеличение пропускной способности клапана (замена клапана с Ду 1" на клапан с Ду2")</p>
1.3.	Модуль 4	<p>Установка 360. Установка компримирования газа мгновенного испарения. Технологическая линия 2.</p> <p>Модернизация регулирующих клапанов (B4-3602-LCV-064) на линиях сброса конденсата из концевых газосепараторов B4-360-VN-203 в коллектор сбора конденсата HP</p> 	<p>Изменение параметров процесса и замена в рамках работ по внесению изменений eMOC17767 (Увеличение Cv и предотвращение гидравлической пробки, с заменой клапана с Ду 1" на клапан с Ду2") и проекта PR18060</p>
1.4.	Модуль 6	<p>Установка 310. Система дегидратации газа. Линия 2.</p> <p>Модернизация оборудования (B4-310-VJ-201; B4-310-VN-201).</p>	<p>PCN 18092.</p> <p>«Проект повышения производительности и увеличения мощности морской установки обезвоживания»</p>

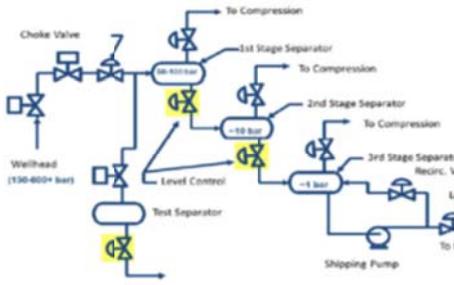
№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			<p>Изменение параметров процесса и замена внутренних устройств. Материалы поставщика LLC Sulzer Chemtech в рамках проектных работ PR18092</p>
1.4.1.	B4-310-VN-201	Блок-модуль Газового сепаратора	<p>Замена внутренних устройств:</p> <ul style="list-style-type: none"> Входное распределительное устройство, (Schoepentoeter) Sulzer – сплав 825; Туманоуловитель с плетеной сеткой Sulzer – сплав 825
1.4.2.	B4-3101-LCV-024	Модификация регулирующего клапана B4-3101-LCV-024 на линии сброса конденсата ВД с газового сепаратора B4-310-VN-101 в коллектор сбора конденсата НР 1-ой технологической линии подготовки нефти	<p>eMOC 17767 «Замена и модификация LCV-024 и LCV-064 - Увеличение Cv и предотвращение закупорки»</p> <p>Увеличение пропускной способности в связи с увеличением уровня добычи и предотвращением забивки клапана мусором</p>
1.4.3.	B4-310-VJ-201	Блок-модуль Колонны осушки газа / Контактор	<p>Замена внутренних устройств:</p> <ul style="list-style-type: none"> Структурная насадка, Mellarack plus – HC 316L <p>Mellarack Plus – сплав 825;</p> <ul style="list-style-type: none"> Входной трубопровод обедненного ТЭГ и

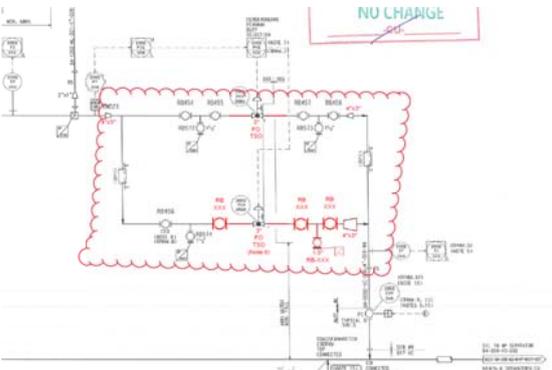
№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			<p>распределитель жидкости;</p> <ul style="list-style-type: none"> Входное распределительное устройство «Шелл»; Туманоуловитель Sulzer MKS – HC 316L
1.4.4.	B4-310-НА-201	Блок-модуль Охладителя газа.	Изменение узлов блок-модулей трубопроводной обвязки ППК и арматуры регулирования
1.5.	<p align="center">Модуль 6</p> <p>B4-310-VJ-101</p>	<p>Установка 310. Система дегидратации газа. Линия 1. Модернизация оборудования (B4-310-VJ-101)</p> <p>Блок-модуль Колонны осушки газа / Контакттор</p>	<p>PCN 18092 «Проект повышения производительности и увеличения мощности морской установки обезвоживания»</p> <p>Замена внутренних устройств:</p> <ul style="list-style-type: none"> Структурная насадка, Mellarack plus – HC 316L <p>Mellarack Plus – сплав 825;</p> <ul style="list-style-type: none"> Входной трубопровод обедненного ТЭГ и распределитель жидкости; Входное распределительное устройство «Шелл»; Туманоуловитель Sulzer MKS – HC 316L

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
1.6.	Модуль 6 B4-3101-LCV-024	<p>Модификация регулирующего клапана B4-3101-LCV-024 на линии сброса конденсата ВД с газового сепаратора B4-310-VN-101 в коллектор сбора конденсата НР 1-ой технологической линии подготовки нефти</p> 	<p>eMOC 17767 «Замена и модификация LCV-024 и LCV-064 - Увеличение Cv и предотвращение закупорки»</p> <p>Увеличение пропускной способности в связи с увеличением уровня добычи и предотвращением забивки клапана мусором</p>
2.	2	<p>Установка подготовки нефти и газа (частичная стабилизация нефти) Технологическая линия 2:</p>	<p>Вторая технологическая линия системы сепарации нефти рассчитана на эквивалентную производительность суммарного дебита скважин Блоков EPC2, EPC3 и EPC4.</p>
2.1.	Модуль 18	Установка 200. Установка сепарации нефти	
2.1.1.	200-VN-201	Модернизация каплеотбойных сепараторов	<p>PCN 20032 «Повышение производительности морского газового сепаратора НР»</p> <p>Изменение параметров процесса и замена внутренних устройств.</p> <p>Материалы поставщика LLC Sulzer Chemtech в рамках проектных работ PR20032.</p>
2.1.2.	B4-2002-LCV-024A	Модернизация регулирующих клапанов между сепараторами ВД и сепараторами СД.	<p>PR 20110 «Морская сепараторная жидкостная линия»</p> <p>Изменение параметров процесса.</p> <p>В рамках работ по</p>

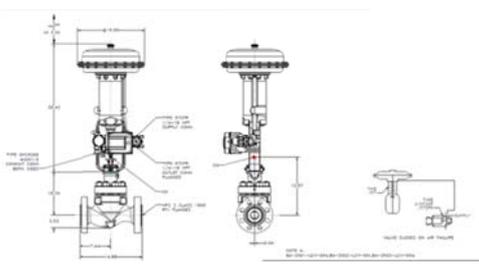
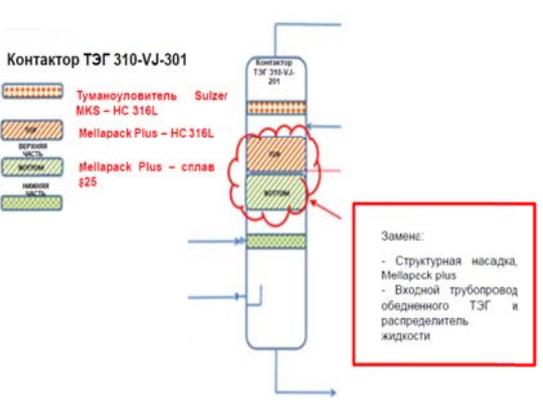
№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			<p>внесению изменений и еМOC23607 и еМOC23609.</p> <p>Замена LCV-024B как потенциальные проектные работы планируется в рамках проекта Стадии IIA еМOC 23603</p> <p>Замена регулирующего клапан 2002-LCV-024A на большую пропускную способность Cv с Ду 10" на Ду 12"</p>
2.1.3.		Замена входных линий СД и НД сепараторов:	Изменение параметров процесса. Изменения реализованы в рамках работ по внесению изменений и проекта PR20002
2.1.3.1.	B4-200-VS-202	<p>Замена входных линий СД сепаратора:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Восстановить запасной предохранительный клапан; т.е. вернуть конфигурацию PSV на N+1 (с 5+0 на 4+1). - Увеличить размер входной линии сепаратора СД с 6" до 10". - Замена двойного блока впускной линии PSV и выпускного устройства на одинарный модульный клапан DB&B. 	 <p>Замена входной линии сепаратора СД</p>  <p>Двойной запорно-спускной клапан (DBB)</p>
2.1.3.2.	B4-200-VS-203	<p>Замена входных линий НД сепаратора:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Восстановить запасной предохранительный клапан; т.е. вернуть конфигурацию PSV на N+1 (с 4+0 на 3+1). - Увеличить размер входной линии сепаратора НД с 6" до 10". 	

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		<ul style="list-style-type: none"> Замена двойного блока впускной линии PSV и выпускного устройства на одинарный модульный клапан DB&B. 	Замена входной линии сепаратора НД  Двойной запорно-спускной клапан (DBB)
2.1.4.		Замена коленчатого патрубка жидкостной линии сепараторов ВД и СД:	PR 20110 «Морская сепараторная жидкостная линия» Изменения реализованы в рамках работ по внесению изменений и проекта PR20104
2.1.4.1.	B4-200-VS-201	Замена коленчатого патрубка жидкостной линии сепаратора ВД	
2.1.4.2.	B4-200-VS-202	Замена коленчатого патрубка жидкостной линии сепаратора СД	
2.1.5.		Замена жидкостных линий сепараторов ВД, СД и регулятора LCV: 	PR 20110 «Морская сепараторная жидкостная линия» Изменения реализованы в рамках работ по внесению изменений и проекта PR20104 , PR20102 еМOC 23606 Замена регулирующего клапана потока нефти с сепаратора СД Замена регулирующего клапана потока нефти с сепаратора ВД, 2001-LCV-024A см. еМOC 23603, выше п.2.1.2
2.1.5.1.	B4-200-VS-201	Замена жидкостных линий сепаратора ВД: <ul style="list-style-type: none"> Замена отводов трубопровода LTCS непосредственно после LCV-024A/B (спецификация D17/B17) на эквивалентную трубу спецификации D31/B28. 	

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		<ul style="list-style-type: none"> - Замена трубопровода LTCS до и после 2002-LCV-024A/B (спецификация D17/B17) на эквивалентную трубу спецификации D31/B28. - Замена запорной арматуры на аналогичные из КСС; - Компоновка DB&B перед 2002-LCV-024A заменена на модульную DB&B. 	
2.1.5.2.	B4-200-VS-202	<p>Замена жидкостных линий сепаратора СД и регулятора LCV:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Замена отводов трубопроводов LTCS непосредственно после LCV-044A/B (спецификация B17/A17) на эквивалентную трубу спецификации B28/A28. - Замена трубопровода LTCS до и после 2002-LCV-044A/B (спецификация B17/A17) на эквивалентную трубу спецификации B28/A28. - Замена запорной арматуры на аналогичные из КСС. - Замена регулирующего клапан 2002-LCV-044A на большую пропускную способность Cv 	
2.1.6.		Замена клапана-регулятора и запорной арматуры на коллекторе конденсата ВД к Сепаратору СД	еМОС 18191

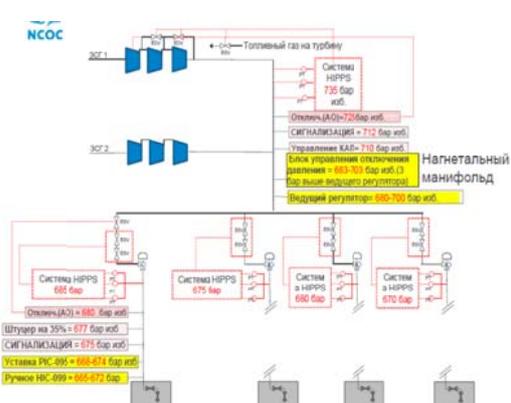
№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			
2.1.6.1.	2002-PCV-058A/B	Замена клапана-регулятора с большей пропускной способностью, на Ду 3" и успокоителя перед регулирующим клапаном	
2.1.6.2.		Модификация трубной обвязки (на входе и выходе устанавливаемых новых запорных арматур) для замены 4-х запорных арматур с Ду 3" с установкой двойной запорной арматуры для технического обслуживания PCV-058B.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Новая запорная часть будет иметь размер входного отверстия для потока 3x4 мм, что увеличит площадь пути потока в 12 раз, чтобы уменьшить потенциальное засорение; ▪ Новая запорная часть обеспечит на 74% большую пропускную способность, что не подойдет в существующий корпус и, следовательно, потребует нового корпуса большего размера

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
2.1.7.	B4-200-VS-201	Сепараторов ВД	<p>еМОС 24292</p> <p>Рабочее давление в сепараторе НР было увеличено с ~94 барр. до ~97 барр. для снижения содержания H₂S на берегу.</p> <p>Кроме того, новое давление позволяет снизить гидравлические ограничения для будущих проектов (1 ВСМА и Фаза 2).</p> <p>Выгода составляет 1,4 KBOPD в летний период</p>
2.1.8.	2002-PCV-046A	Сепараторов СД, B4-200-VS-202	<p>еМОС 24184</p> <p>Замена регулирующего клапана на линии сброса продувочного газа. Увеличение C_v</p>
2.1.9.	2002-PCV-057A	Сепараторов НД, B4-200-VS-203	<p>еМОС 24185</p> <p>Замена регулирующего клапана на линии сброса продувочного газа. Увеличение C_v</p>

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
2.2.	Модуль 16	<p>Установка 360. Установка компримирования газа мгновенного испарения. Технологическая линия 3.</p> <p>Модернизация регулирующих клапанов (B4-3603-LCV-064) на линиях сброса конденсата из концевых газосепараторов B4-360-VN-203 в коллектор сбора конденсата HP</p> 	<p>Изменение параметров процесса и замена в рамках работ по внесению изменений еМОС17767 (Увеличение Cv и предотвращение гидравлической пробки с заменой клапана с Ду 1" на клапан с Ду2") и проекта PR18060</p>
2.3.	Модуль 20	Установка 310. Система дегидратации газа. Линия 3.	
2.3.1.	B4-310-VJ-301	<p>Модернизация оборудования B4-310-VJ-301</p> <p>Блок-модуль Колонны осушки газа / Контактор</p> 	<p>PCN 18092 «Проект повышения производительности и увеличения мощности морской установки обезвоживания»</p> <p>Замена внутренних устройств:</p> <ul style="list-style-type: none"> Структурная насадка, Mellapak plus – HC 316L <p>Mellapak Plus – сплав 825;</p> <ul style="list-style-type: none"> Входной трубопровод обедненного ТЭГ и распределитель жидкости; Входное распределительное устройство «Шелл»; Туманоуловитель Sulzer MKS – HC 316L
2.3.2.	B4-3103-LCV-024	Модификация регулирующего клапана B4-3103-LCV-024 на линии сброса конденсата	еМОС 17767 «Замена и модификация LCV-024 и

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		ВД с газового сепаратора В4-310-VN-301 в коллектор сбора конденсата НР 2-ой технологической линии подготовки нефти	LCV-064 - Увеличение Cv и предотвращение закупорки» Увеличение пропускной способности в связи с увеличением уровня добычи и предотвращением забивки клапана мусором
3.	310	Установка 310. Система дегидратации газа. Соединительные трубопроводы – коллектор осушенного газа системы сепарации ВД	PR22301 Для увеличения производительности коллектора осушенного газа на НК заменен существующий клапан 3100-PCV-014В 12” на клапан 3100-PCV-014В 18”
3.1.	PR 2.2	Эстакада PR 2.2. Коллектор осушенного газа к камере пуска скребка В4-190-VL-002. Замена регулирующего клапана, 3100-PCV-014В	Применена двухдиапазонная систем регулирования подачи осушенного газа на НК: Ведущий клапан 3100-PCV-014В регулирует расход в диапазоне 0-50% (рассчитан на расход 1 050 000 ст. м3/ч), Резервный клапан 3100-PCV-014А регулирует расход в диапазоне 50-100% (рассчитан на расход 690 000 ст. м3/ч)
4.	365	Установка 365. Установки обратной закачки газа RGI. Модернизация БКУ компрессоров ЗСГ (Проект RGI Upgrade) по расширению мощности для закачки газа на острове Д (Мах расширение мощности с 14.1 млн. м3/сут. до 18,9 млн. м3/сут.). Переоснащение оборудования для ЗСГ путем оптимизации мощностей компрессоров на основе следующих видов работ: ▪ замена в компрессорах 1-й, 2-й и 3-й ступеней на новые кассеты	PR 20100/PR 20033. Оптимизация морских объектов. Группа проектов 1Этапа I ПРМ. Проект модернизации ЗСГ. Модернизация КС ЗСГ обеспечивает подачу газа при более высоком давлении нагнетания. Установленное значение отказоустойчивой системы от избыточного

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		<p>модернизированных крыльчаток и конструкции пучка труб;</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ замена сопряженной технологической трубной обвязки, форсунок, противопомпажных клапанов и т.д.; ▪ обновление программного обеспечения для управления центром компримирования 	<p>давления на нагнетательном трубопроводе ЗСГ будет изменено с 725 бар (изб.) на 750 бар (изб.).</p> <p>еМОС 24802; еМОС 22283</p> <p>Предотвращение вибраций трубопроводов 22283 (установка дополнительной хомутовой опоры на Модуле 1)</p> <p>еМОС 21498</p> <p>Безопасное повышение ЗСГ и уставок защиты HIPPS нагнетательных скважин</p> <p>PCN 23005</p> <p>Целью PCN 23005 является:</p> <p>Модернизация EDV/ESV и приводов клапанов</p>
4.1.	Модуль 1	Технологическая линия компримирования 1.	
4.1.1.		Замена корпусов ЗСГ, рабочих колес, форсунок, обновление системы управления ЗСГ, модифицирование и переустановка обвязки	PR 20100
4.1.2.		<p>Модификации системы уплотнительного газа на СГДУ КС (В4-365-КС-101/ В4-365-КС-102/ В4-365-КС-103). Замена панелей управления DGS.</p> <p>Модификации системы смазочного масла с корректировкой номинальных показателей производительности и напора насосного оборудования (PL1+3) и модификацией насоса аварийной подачи смазочного масла в систему В4-365-РА-123 (PL 3) с заменой двигателя</p>	PR 20033
4.1.3.		Установка дополнительных опор на линии сброса 2-й степени компримирования	<p>еМОС 22283</p> <p>Проблема вибрации на RGI 1, линии сброса 2-й степени в В4-3651-FCV-</p>

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			422 и линии РТ Допустимый диапазон - <6,9 MMSCMD. При более высоком уровне - в проблемной зоне
4.1.4.		<p>Безопасное повышение ЗСГ и уставок высоко интегрированной системы защиты от избыточного давления (HIPPS) нагнетательных скважин</p> 	<p>eMOC 21498</p> <p>Согласно утвержденных проектных документов на разработку м/р повышение добычи на Этапе I предусмотрено за счет увеличения объема ЗСГ и увеличения устьевого давления для достижения забойного давления нагнетания 821 бар абс.</p>
4.1.4.1.	365	<p>Модуль 1. Увеличение уставки высоко интегрированной системы защиты от избыточного давления (HIPPS) ЗСГ с 725 до 735 бар изб. (на 10 бар выше текущего максимального рабочего давления)</p>	
4.1.4.2.	100	<p>Остров устья скважин. Установка 100. Устья скважин нагнетания</p> <p>Увеличение уставки высоко интегрированной системы защиты от избыточного давления скважины (HIPPS) с 15 до 20 бар выше нормального устьевого давления для достижения забойного давления нагнетания 821 бар абс</p>	<p>См. ниже также PR19055</p> <p>Замена дроссельных клапанов на устье нагнетательных скважин DW-010, DW-009, DW-024 и DW-026.</p>
4.1.5.	365	<p>Модернизации клапанов и привода EDV/ESV с целью повышения их надежности и доступности:</p> <p>B4-3651-EDV-435 B4-3651-EDV-455 B4-3651-EDV-523 B4-3651-ESV-401 B4-3651-ESV-402 B4-3651-ESV-442</p>	<p>PCN 23005</p> <p>Целью PCN 23005 является: модернизация EDV/ESV и приводов клапанов</p>

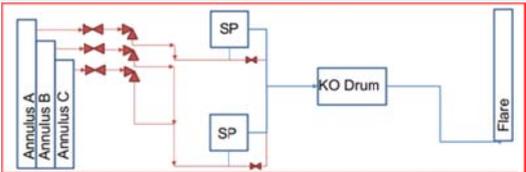
№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		B4-3652-EDV-435 B4-3652-EDV-446 B4-3652-EDV-455 B4-3652-EDV-523 B4-3652-EDV-429 B4-3652-ESV-401 B4-3652-ESV-402 B4-3652-ESV-404 B4-3652-ESV-442	является: модернизация EDV/ESV и приводов клапанов
5.	B4; B7	ЭТК1.Остров D. EPC 4. Модификация термокарманов / защитных гильз датчиков температуры	Модификации на Острове D: PR 20107; eMOC 23297; eMOC 23278; Модификации на EPC 4: eMOC 24638
5.1.	B4	ЭТК1.Остров D.	PR 20107 «Пакет 1 - Manifold (Drilling Island - Gas Re-injection) Остров бурения - Повторная закачка газа. eMOC 23297. Демонтаж термокарманов на Эксплуатационных коллекторах. eMOC 23278 Замена термокарманов. Устранение возможной вибрации и LOPC на более высокой производительности. Повышение надежности, предотвращение инцидентов уровня Tier-1
5.1.1.	130	Установка 130. Манифольд. Коллектор обратной закачки газа (Западный манифольд). Демонтаж термогильзы RGI	PR 20107
5.1.2.	130	Установка 130. Манифольд. Подъемный остров. Эксплуатационный коллектор № 1, № 2. Демонтаж термокарманов.	eMOC 23297 Из-за ограничения термокарманов (B4-1300-TW-502 A/B/C)

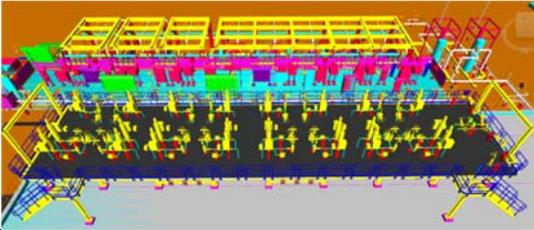
№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			допустимой максимальной скоростью 8 м/с, допустимый предел потока с Острова А составляет 70 тыс. баррелей в сутки. Необходимый поток с Острова А – 136 тыс. баррелей в сутки через Эксплуатационный коллектор №2
5.1.3.	310	Установка 310. Система дегидратации газа. Коллектор осушенного газа от установки осушки 200 к коллектору компрессоров НСГ. Замена термогильзы RGI	PR 20107
5.1.4.	200	Модуль 5. Технологическая линия 1. Установка 200. Установка сепарации нефти. Сепаратор газа ВД. Замена термогильз на газовом коллекторе подачи газа ВД в В4-200-VN-101	еМОС 23278. Замена термокарманов, устраняется возможность вибрации и LOPC на более высокой производительности. Предельный поток газа 1 479 м3 /час для суц. защ. Гильз. Далее из-за высокой скорости потока - вибрация с последующей вероятностью инцидента с утечкой и последующим его развитием
5.1.5.	200	Модуль 18. Технологическая линия 2. Установка 200. Установка сепарации нефти. Сепаратор газа ВД. Замена термогильз на газовом коллекторе подачи газа ВД в В4-200-VN-201	еМОС 23278. Замена термокарманов, устраняется возможность вибрации и LOPC на более высокой производительности. Предельный поток газа 1 479 м3 /час для суц. защ. Гильз. Далее из-за высокой скорости потока - вибрация с последующей вероятностью инцидента с утечкой и последующим его развитием
5.2.	В7	ЕРС 4	Модификации на ЕРС 4:

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			еМОС 24638.
5.2.1.		Трубопроводная обвязка добывающих скважин: KB04-04; KB04-05; KB04-07; KB04-01; KB04-02; KB04-03; KB04-06;	Замена термокарманов и датчиков температуры (14 шт). Устраняется возможность вибрации и LOPC на более высоких дебитах
6.	B4	ЭТК1.Остров D. Остров устья скважин. Установка 100. Устья скважин нагнетания. Замена дроссельных клапанов на устье нагнетательных скважин DW-010, DW-009, DW-024 и DW-026.	PCN 19055 «Модернизации действующих дроссельных клапанов на скважинах DW-009, DW-010, DW-024 и DW-026» Материалы подрядчика KCOI LLP в рамках проекта PR19055; еМОС 24932 (проект Bundle-1) Для достижения и поддержания более высоких темпов закачки необходимо увеличить настройки скважин. еМОС 21498; еМОС 21469 Стабильная и безопасная эксплуатация систем RGI и реинжекционных скважин на предельных уровнях ВНР еМОС 21442 Повышение давления нагнетания позволяет впоследствии увеличить скорость нагнетания, что приводит к росту добычи нефти примерно на 1 500,0 баррелей в сутки. еМОС 21498 Увеличение уставки высоко интегрированной

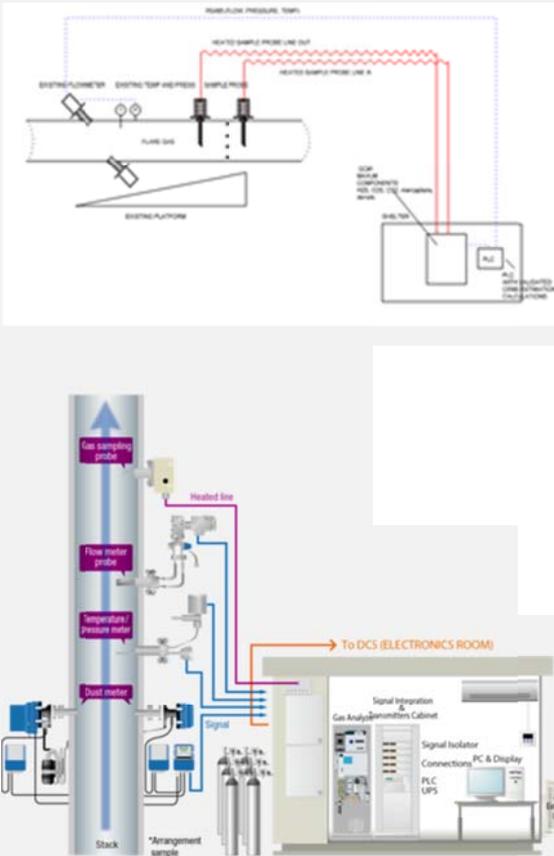
№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			системы защиты от избыточного давления скважины (HIPPS) с 15 до 20 бар выше нормального устьевого давления для достижения забойного давления нагнетания 821 бар абс на скв.: DW-009, DW-010, DW-011, DW-024 и DW-026.
6.1.	110	Замена дроссельного клапана В4-1000-PCV-109 на устье нагнетательной скважины DW-010 (КВД-10 / КЕД-10)	
6.2.	110	Замена дроссельного клапана В4-1000-PCV-099 на устье нагнетательной скважины DW-009 (КВД-12 / КЕД-12)	
6.3.	110	Замена дроссельного клапана В4-1000-PCV-249 на устье нагнетательной скважины DW-024 (КВД-11 / КЕД-11)	
6.4.	110	Замена дроссельного клапана В4-1000-PCV-269 на устье нагнетательной скважины DW-026 (КВД-10 / КЕД-10)	
7.	В3	Добывающий центр ЕРС 3. Замена дроссельных клапанов на скважинах добывающего блока.(КЕ03-04; КЕ03-06)	PCN 22004. «ЕРС-3 КЕ03-04 и КЕ03-06. Усовершенствование дроссельной заслонки (Замена дроссельных клапанов на скважинах добывающего блока ЕРС3)» Материалы поставщика IMI CCI в рамках проекта PR22004 и eMOC 24795
7.1.	100	Замена дроссельного клапана В3-1000-НСV-316 на скважине добывающего блока, КЕ03-04	
7.2.	100	Замена дроссельного клапана В3-1000-НСV-416 на скважине добывающего блока, КЕ03-06	
<p>Объекты дополнительных оптимизаций и модернизаций Морского комплекса по внедрению лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности, обеспечивающих в условия наращивания мощностей повышение уровня безопасных условий его эксплуатации и функционирования</p> <p>(объекты непосредственно не связанные с повышением производительности до 450 тыс. барр./сут.)</p>			

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
1.	В4	ЭТК1. Остров D. Модернизация анализаторов влажности Морского комплекса	<p>PR23004:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ замене существующих анализаторов Ametek (модель 3050 OLV) на новый анализатор от Spectra Sensor (на базе TDLAS); ▪ Возможность: Включение новой системы подготовки проб и новых шкафов понижения давления (с предварительной фильтрацией жидкости) для более точного и надежного определения влажности; ▪ Возможность: Уменьшение количества анализаторов влажности с 7 до 3.
1.1.	310	<p>Основной входной коллектор ЗСГ.</p> <p>Установка одного нового анализатора влажности Ss2100i-1 с абсорбционной спектрометрией с перестраиваемым диодным лазером производства Spectra Sensor с новой системой подготовки проб и нового шкафа понижения давления в замен существующих анализаторов Ametek на позиции В4-3100-АТ-002А</p>	<p>Существующие анализаторы Ametek демонтируются на позициях: В4-3100-АТ-002А, В4-3100-АТ- 002В, В4-3100-АТ-002С (функционировали по мажоритарной логике 2 из 3).</p> <p>Существующие анализаторы кварцевого типа Ametek 3050OLV производства Ametek будут демонтированы на позициях В4-3100-АТ-002В, В4-3100-АТ-002С на постоянной основе вместе с пунктом понижения давления и шкафом для подготовки проб. Врезки будут заглушены во время ППР 2024</p>
1.2.	310	<p>Экспортный трубопровод высокосернистого осушенного газа.</p> <p>Установка нового анализатора влажности</p>	<p>Демонтаж существующего анализатора Ametek.</p>

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		анализатора Ss2100i-1 с абсорбционной спектрометрией с перестраиваемым диодным лазером производства Spectra Sensor в замен существующего анализатора Ametek на позиции В4-3100-АТ-003 с использованием существующего шкафа понижения давления и существующей системы подготовки проб	Существующий шкаф анализатора должен пройти оценку с учетом возможности размещения нового анализатора и необходимых инженерных систем (модернизация шкафа)
1.3.	310	<p>Технологические линии ТЭГ100 и ТЭГ300 Установки осушки газа.</p> <p>Демонтаж существующих анализаторов кварцевого типа Ametek 3050OLV производства Ametek на позициях В4-3101-АТ-032 и В4-3103-АТ-032.</p> <p>Установка вместо анализаторов соответствующих шкафов для подключения переносных анализаторов (например, от MCM Ltd.) с целью ручного отбора проб для химической лаборатории</p>	Существующие шкафы понижения давления и шкаф анализатора будут использоваться для ручного отбора проб/подтверждения результатов в химической лаборатории.
1.4.	310	<p>Технологическая линии ТЭГ200 Установки осушки газа.</p> <p>Установка нового анализатора влажности Ss2100i-1 с абсорбционной спектрометрией с перестраиваемым диодным лазером производства Spectra Sensor с новой системой подготовки проб и нового шкафа понижения давления в замен существующего анализатора Ametek на позиции В4-3102-АТ-032.</p>	Анализатор уже заменен на основе ЭУИ № 25535
2.	В1	<p>Остров А. Дистанционная продувка МКП (Межколонного пространства / затрубного пространства) добывающих скважин Острова А.</p>  <p>схема расположения оборудования</p>	<p>PR19103. Из-за низкого уровня воды в Каспии доступ оперативной группы к Острову А может быть ограничен при необходимости обслуживания скважин, с связанной со сбросом давления с затрубного пространства с помощью местной панели управления.</p> <p>Модернизация обеспечивает с помощью удаленной системы сброса (стравливания)</p>

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			<p>давления и продувки для Острова А, и постоянный контроль оперативной группы над всеми аспектами скважин Острова А.</p> <p>eMOC 24567.</p> <p>Увеличение добычи на Острове А до ~143 тыс. баррелей в сутки в случае компенсационного спроса</p>
2.1.	100	<p>Установка дистанционно управляемых штуцерных задвижек на МКП А/В/С (всего 24 шт.) на скважинах:</p> <p>В1-100-DW-001 (КЕ-А-07); В1-100-DW-002 (КЕ-А-05); В1-100-DW-003 (КЕ-А-06); В1-100-DW-004 (КЕ-А-01); В1-100-DW-005 (КЕ-А-02); В1-100-DW-006 (КЕ-А-04); В1-100-DW-007 (КЕ-А-03); В1-100-DW-008 (КЕ-А-08);</p>	
2.2.	100	<p>Одиночный металлический модуль длиной 33 м и шириной 7,2 м, полностью оснащенный, с оборудованием, необходимым для обеспечения удаленного доступа для системы продувки МКП на 8 скважинах.</p> <p>Модуль в комплекте со всей трубной обвязкой, установленным электрооборудованием и КИПиА</p> 	<p>Клапанная платформа:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Масса металлоконструкций модуля составляет 42 т. ▪ Масса полностью оборудованного модуля составляет 150 т.
2.3.	В1-230 В1-450 В1-540 В1-600	<p>Коммуникационные блок-модули трубопроводной обвязки:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ линий подачи и обратной подачи гидравлической жидкости (установка В1-450);, 	<p>Проект «Дистанционная продувка межколонного пространства скважин Острова А» представляет собой</p>

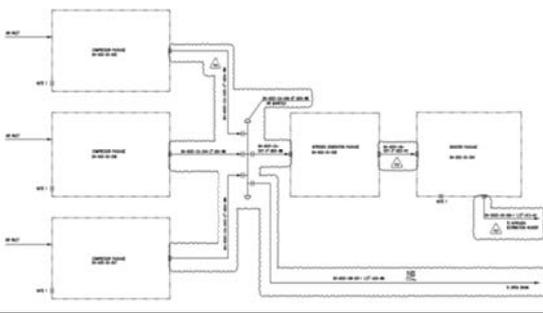
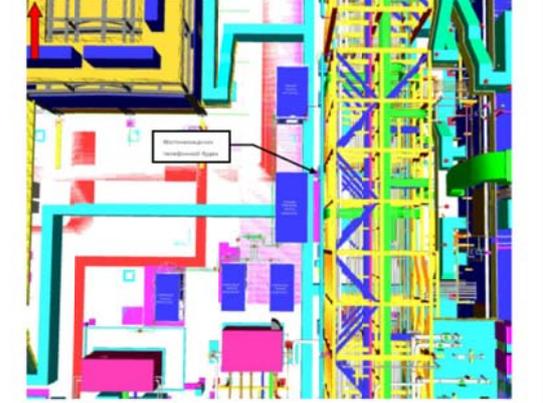
№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		<ul style="list-style-type: none"> ▪ линий системы продувки азотом для кольцевых пространств «В», «С» (установка В1-600);; ▪ линий системы продувки азотом для кольцевого пространства «А» (установка В1-600); ▪ линий продувочных коллекторов кольцевых пространств «А». Подсоединение коллектора продувки МКП А к факельному (установка В1-230) / закрытому дренажному коллектору (установка В1-550), проходящему в обход существующей панели отбора проб; ▪ линий продувочных коллекторов кольцевых пространств «В», «С». Подсоединение общего коллектора продувки МКП В/С к факельному (установка В1-230) / закрытому дренажному коллектору(установка В1-550, проходящему в обход существующей панели отбора проб 	<p>модификацию существующего комплекса, которая затрагивает следующие установки:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ установка В1-100; ▪ установка В1-230; ▪ установка В1-450
2.4.		Коммуникационные блок-модули инженерных сетей электроснабжения, электрообогрева, заземления, ПИГ и автоматизации	
2.5.		Объекты рабочего и аварийного освещения клапанной платформы и молниезащиты	
2.6.		Установка двух новых взрывозащищенных распределительных щитов 400В для новых потребителей электроэнергии	
3.		Установка 990. Система видеонаблюдения. Установка камер SPYNEL от HGH на Морских объектах. Остров D. EPC 3 и EPC 4	PR 18023
3.1.	В4	Остров D	
3.2.	В3	EPC 3	
3.3.	В7	EPC 4	
4.	В4	МК. Остров D. Подъемный остров	PCN 21025.

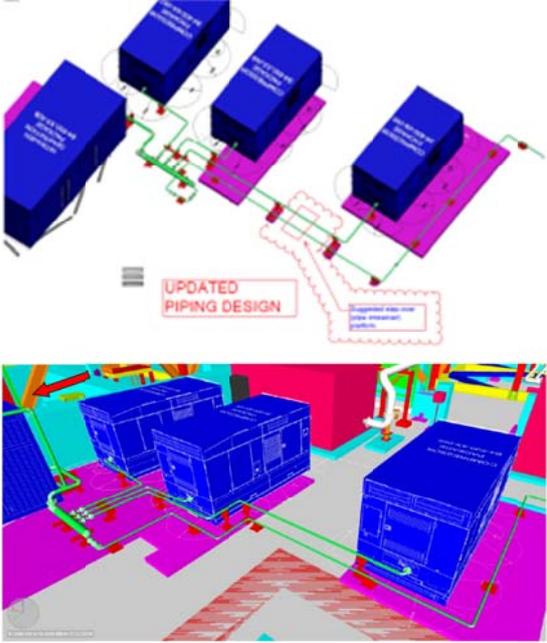
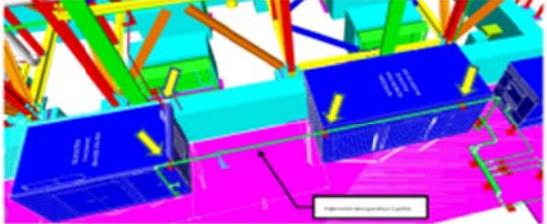
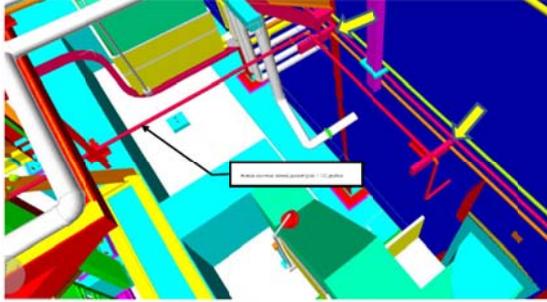
№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		<p>Автоматизированная Система Мониторинга Эмиссий на Стационарных Источниках Выбросов (АЕМС)</p> 	<p>Требование Экологического кодекса РК (ст.418, п.16), крупные предприятия обязаны оснащать источники выбросов автоматизированными системами (АСУ) для непрерывного мониторинга выбросов и дальнейшей онлайн-передачи данных в базу данных государственного мониторинга.</p> <p>Система мониторинга осуществляет измерения содержания загрязняющих веществ в воздухе и физических параметров выхлопных/входящих газов на факелах (H₂S, CO₂, CS₂, меркаптаны), расход, плотность, давление, температура.</p> <p>Система мониторинга также осуществляет:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Организацию системы сбора и обработки данных (ССДА), которая охватывает: <ul style="list-style-type: none"> – 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

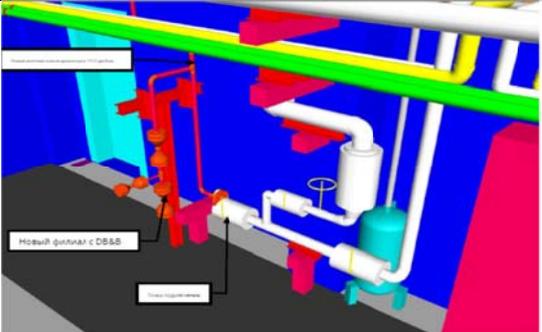
№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			времени из NCOC NV в государственную базу данных
4.1.		Установка 230.Факельная система НД	«Холодные» врезки в существующие линии на установке 230 В4-2300-BD-003-36"-A04-WN (ТР009/ ТР010) на факельных линиях НД подъемного острова
4.1.1.		Коммуникационный блок-модуль трубопроводной обвязки линий подачи и обратного сброса факельных газов НД для анализаторного здания	Линии подачи анализируемых факельных газов от врезки факельного коллектора НД до анализаторного здания и обратный сброс
4.1.2.		Коммуникационные блок-модули инженерных сетей электрообогрева и автоматизации для анализаторного здания	
4.2.	В4	Установка 230.Факельная система ВД	«Холодные» врезки в существующие линии на установке 230 В4-2300-BD-004-46"-A11-WN (ТР007/ ТР008)/ на факельных линиях ВД подъемного острова
4.2.1.		Коммуникационный блок-модуль трубопроводной обвязки линий подачи и обратного сброса факельных газов ВД для анализаторного здания	Линии подачи анализируемых факельных газов от врезки факельного коллектора ВД до анализаторного здания и обратный сброс
4.2.2.		Коммуникационные блок-модули инженерных сетей электрообогрева и автоматизации для анализаторного здания	
4.3.	В4	Остров D. Подъемный остров. Установка 230.Факельная система НД и ВД	
4.3.1.	В4 -230-JA-001	Анализаторное здание (новое)	
5.	В4	МК. Остров D Модернизации клапанов и привода EDV/ESV с целью повышения их надежности и доступности	PCN 23005 Целью PCN 23005 является: 1. Модернизация

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			EDV/ESV и приводов клапанов 2. Установка и настройка ESV PST ESV
5.1.	130	Установка 130. Манифольд (Эксплуатационный коллектор №2). Подъемный остров. Линия продувки Модернизации клапанов: В4-1300-EDV-513	Клапан аварийного сброса установлен на линии продувки в коллектор сырого газа факела ВД
5.2.	310	Установка 310. Система дегидратации газа	
5.2.1.	Тр. Эстакада, PR 1.2	Соединительный трубопровод сырого газа ВД (перемычка) Модернизация клапана: В4-3100-ESV-004	Перемычка. Соединяет Коллектор компримированного газа НД/СД (от ГМИ линии 100 и линии 200) и Коллектор сырого газа системы сепарации ВД (от Технологических линий по подготовке нефти 1 /2)
5.2.2.	Тр. Эстакада, PR 1.3	Соединительный трубопровод осушенного газа к коллектору компрессора НСГ. Линия сброса в факельный коллектор осушенного газа ВД Модернизации клапанов: В4-3100-EDV-023	
5.3.	365	Установка 365. Установки обратной закачки газа RGI	Проектные решения по модернизации клапанов Установки 365, планируемые по PCN 23005 с целью системного формирования проектных решений по модернизации установок RGI включены в состав объемов модернизации по PR 20100/PR 20033 «Модернизация компрессоров 3СГ (Проект RGI Upgrade) по расширению мощности

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			для закачки газа на острове Д (Max расширение мощности с 14.1 млн. м3/сут. до 18,9 млн. м3/сут.)», см. выше объект, поз. 3
5.3.1.	Модуль 1	Технологическая линия 1. Модернизации клапанов: В4-3651-EDV-435 В4-3651-EDV-455 В4-3651-EDV-523 В4-3651-ESV-401 В4-3651-ESV-402 В4-3651-ESV-442	
5.3.2.	Модуль 2	Технологическая линия 2. Модернизации клапанов: В4-3652-EDV-435 В4-3652-EDV-446 В4-3652-EDV-455 В4-3652-EDV-523 В4-3652-EDV-429 В4-3652-ESV-401 В4-3652-ESV-402 В4-3652-ESV-404 В4-3652-ESV-442	
5.4.	380	Установка 380. Гликоль для обезвоживания газа (Регенерация гликоля)	Технологических линий по регенерации гликоля 3. Глубокая регенерация осуществляется на 1 линии
5.4.1.	Модуль 20 В4-380-VJ-201/ В4-380-HW-201	Технологическая линия 2 (подготовка нефти) Линия сбросного газа регенерации на компрессор Модернизации клапанов: В4-3802-ESV-053	

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
6.	600	<p>Установка 600. Система получения азота.</p> <p>Модификация комплекта Atlas Copco для проверки на утечку азота. Фаза 2</p>  <p><u>Задача модификации:</u> для обеспечения целостности объекта замена на фазе 2 существующего шлангового соединения в комплекте Atlas Copco и распределительного коллектора для проверки утечки N2 на постоянные трубопроводы</p>  <p><small>Изображение 5 3D-вид плана новой компоновки</small></p>	<p>PCN 17050</p> <p>«Комплект для испытания на утечку азота. Фаза 2»</p> <p>В комплект Atlas Copco (Швеция) входят в виде БКУ контейнерного типа:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 3 компрессора инструментального воздуха, ▪ 1 резервуар для хранения дизельного топлива, ▪ 1 блок для генерации N2 ; ▪ 1 дожимной компрессор; ▪ Временные межблочные шланговые соединения . <p><u>Назначение комплекта:</u> Для испытания на герметичность технологических узлов и для инженерного обеспечения</p>
6.1.		<p>Коммуникационный блок-модуль внутриплощадочных трубопроводов сжатого воздуха на выходе воздушных компрессоров с постоянной на них теплоизоляцией и ЕНТ, от В4-600-XX-005 ÷ В4-600-XX-007 до манифольда сжатого воздуха 4” и до блока генератора азота, В4-600-XX-008</p>	

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		 <p align="center"><small>Изображение 11. Обвязка воздухопроводов</small></p>	
6.2.		<p>Коммуникационный блок-модуль внутриплощадочного трубопровода 3" азота от блока генератора азота (В4-600-XX-008) до блока бустерных компрессоров, В4-600-XX-004</p>  <p align="center"><small>Изображение 12. Подключение азотной линии диаметром 3 дюйма к компрессору</small></p>	
6.3.		<p>Коммуникационный блок-модуль внутриплощадочного трубопровода 1 1/2" азота от блока бустерных компрессоров, В4-600-XX-004, до точки подключения к коллектору распределения азота</p>  <p align="center"><small>Изображение 13. Подсоединение трубопровода к коллектору диаметром 1 1/2 дюйма</small></p>	

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			
6.4.		Съемный тент вокруг комплекта Atlas Сорсо, который будет устанавливаться каждую зиму в рамках кампании по подготовке к зиме (верх палатки должен быть геомембранным, боковые стороны - брезентом)	
6.5.		Съемные палатки вокруг контейнеров с воздушными компрессорами (B4-600-XX-005; B4-600-XX-006 B4-600-XX-007), которые будут устанавливаться каждую зиму в рамках кампании по подготовке к зиме (верх палатки будет геомембраной, бока - брезентом)	Комплектуется: <ul style="list-style-type: none"> ▪ системой постоянного освещения внутри палатки; ▪ специальными переносными обогревателями EX мощностью 18 кВт, на зимний период (Основываясь на опыт эксплуатации зимой, рекомендуется использовать всего 3 обогревателя (по одному на каждый контейнер воздушного компрессора)
6.6.		Модификация существующего главного распределительного щита электропитания и подключение всех кабелей (утепление/освещение/пакетная панель N2).	

Согласно «Правилам определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам» **уровень ответственности** всех зданий и сооружений морских технологических сооружений производственного и вспомогательно–инженерного обеспечения, в т.ч. вновь запроектированных объектов модификаций и изменений - **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 и изменений по УУМ относятся к **технологически сложным объектам** производственного назначения,

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

1.1.5.3.1. Установки и объекты Морского комплекса расширения мощности до 450 тыс. барр. нефти/сут, с указанием задействованных по ним изменений и модификаций (PCN's и eMOC's) и разделов проекта

Таблица 1.1.5.3-2. Изменения и модификации (PCN's и eMOC's), выполненные на установках Морского комплекса в целях расширения добычи до 450 тыс. барр. нефти/сут., и состав дисциплин, принимавших в их разработке

№№ п/п	Наименование установки и объекта модификации	Задействованные PCN's и eMOC's		Участвующие Дисциплины проекта	Примечания
		№№	Наименование		
1	2	3	4	5	6
1.	Установка 100. Устья добывающих скважин EPC3;	PCN 22004	EPC-3 KE03-04 и KE03-06. Усовершенствование дроссельной заслонки	ТХ; АК; ПТ; ОТиТБ;	
	EPC2/4	eMOC 24795	Модернизация существующих дроссельных заслонок на скважинах KE03-04 и KE03-06 на новые заслонки (AI/EPC2/4)	ТХ; ПТ; ОТиТБ;	
	Остров А	PR19103	Дистанционная продувка МКП	ГП; ТХ; АК; АС; СС; ЭС; ПТ; ОТиТБ;;;	Повышение эффективности в управлении, см. Табл. № 1.1.5.3-3
2.	Установка 110. Устья нагнетательных скважин;	PCN 19055	Модернизации действующих дроссельных клапанов на скважинах DW-009, DW-010, DW-024 и DW-026	ТХ; АК; ПТ; ОТиТБ;	
		eMOC 24932	Проект Bundle-1	ТХ; ПТ; ОТиТБ;	
		eMOC 21498; eMOC 21469	Стабильная и безопасная эксплуатация систем RGI и реинжекционных скважин на предельных уровнях ВНР	ТХ; ПТ; ОТиТБ;	
		eMOC 21442	Повышение давления нагнетания	ТХ; ПТ; ОТиТБ;	
		eMOC 21498	Увеличение уставки высоко интегрированной системы защиты от	ТХ; ПТ; ОТиТБ;	

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

№№ п/п	Наименование установки и объекта модификации	Задействованные PCN's и eMOC's		Участвующие Дисциплины проекта	Примечания
		№№	Наименование		
1	2	3	4	5	6
			избыточного давления скважины (HIPPS) с 15 до 20 бар		
3.	Установка 130. Манифольд. Эксплуатационный коллектор № 1, 2;	PR 20107	Модификация термокарманов / защитных гильз датчиков температуры	ТХ; ПТ; ОТиТБ;	
		eMOC 23297	Демонтаж термокарманов.	ТХ	
		PCN 23005	Модернизация EDV/ESV и приводов клапанов	ТХ; АК; ПТ; ОТиТБ;	
4.	Установка 200. Установка сепарации нефти (Модули 5, 18);	PCN 20032	Повышение производительности морского газового сепаратора НР. Замена внутренних устройств.	ТХ; ПТ; ОТиТБ;	
		PR 20110	Морская сепараторная жидкостная линия	ТХ; ПТ; ОТиТБ;	
		eMOC23607 eMOC23609 eMOC23603 eMOC23606	Замена LCV-024A на потоке нефти с сепаратора ВД Замена LCV-044A на потоке нефти с сепаратора СД	ТХ; АК	eMOC23603 eMOC23606 дополнены соответственно eMOC23603 eMOC23606
		PR20002	Замена входных линий СД и НД сепараторов	ТХ	
		eMOC 18191	Замена клапана-регулятора и запорной арматуры на коллекторе конденсата ВД к Сепаратору СД	ТХ; ПТ; ОТиТБ;	
		eMOC 24292	Рабочее давление в сепараторе НР было увеличено с ~94 барр. до ~97 барр	ТХ; ПТ; ОТиТБ;	
		eMOC 24184 eMOC 24185	Замена регулирующего клапана на линии сброса продувочного газа. Увеличение Cv с сепараторов СД и НД соответственно	ТХ; АК ПТ; ОТиТБ;	
5.	Установка 360. Установка	eMOC17767	Модернизация регулирующих клапанов	ТХ; АК; ПТ; ОТиТБ;	

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

№№ п/п	Наименование установки и объекта модификации	Задействованные PCN's и eMOC's		Участвующие Дисциплины проекта	Примечания
		№№	Наименование		
1	2	3	4	5	6
	компримирования газа мгновенного испарения (Модули 3, 4, 16);	PR18060	(B4-3601-LCV-064) на линиях сброса конденсата из концевых газосепараторов B4- 360-VN-103 в коллектор сбора конденсата HP		
6.	Установка 310. Система дегидратации газа (Модули 6, 20);	PCN 18092	Замена внутренних устройств.	ТХ; ПТ; ОТиТБ;	
		eMOC 17767	Модификация регулирующего клапана на линии сброса конденсата ВД с газового сепаратора в коллектор сбора конденсата HP	ТХ; ПТ; ОТиТБ;	
	Соединительные трубопроводы – коллектор осушенного газа системы сепарации ВД	PR22301	Для увеличения производительности коллектора осушенного газа на НК заменен существующий клапан	ТХ; ПТ; ОТиТБ;	
	Коллектор осушенного газа от установки осушки 200 к коллектору компрессоров НСГ	PR 20107	Модификация термокарманов/защитны е гильзы датчиков температуры. Замена термогильзы RGI	ТХ;	
	Основной входной коллектор ЗСГ Экспортный трубопровод высокосернистого осушенного газа Технологическая линии ТЭГ200	PR23004	Замена существующих анализаторов Ametek (модель 3050 OLV) на новый анализатор от Spectra Sensor (на базе TDLAS)	ТХ; ЭС; ПТ; ОТиТБ;	Повышение эффективно сти в управлении и контроле параметров . см. Табл. № 1.1.5.3-3
7.	Установка 365. Установки обратной закачки газа RGI (Модули 1, 2);	PR 20100/PR 20033	Проект модернизации ЗСГ. Замена корпусов ЗСГ, рабочих колес, форсунок, обновление системы управления ЗСГ, модифицирование и переустановка обвязки	ТХ; АК; ЭС; ПТ; ОТиТБ;;	
		PR 20033	Модификации системы уплотнительного газа на СГДУ КС	ТХ; АК; ЭС; ПТ; ОТиТБ;;	

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

№№ п/п	Наименование установки и объекта модификации	Задействованные PCN's и eMOC's		Участвующие Дисциплины проекта	Примечания
		№№	Наименование		
1	2	3	4	5	6
			Модификации системы смазочного масла с		
		eMOC 22283	Установка дополнительны опор на линии сброса 2-й ступени компримирования	ТХ	
		eMOC 21498	Безопасное повышение ЗСГ и уставок высоко интегрированной системы защиты от избыточного давления (HIPPS) нагнетательных скважин	ПТ; ОТиТБ;;	АК????
		PCN 23005	Модернизации клапанов и привода EDV/ESV с целью повышения их надежности и доступности	ТХ; ПТ; ОТиТБ;	
8.	Установка 380. Регенерация гликоля	PCN 23005	Модернизации клапанов и привода EDV/ESV с целью повышения их надежности и доступности	ТХ; ПТ; ОТиТБ;	
9.	Установка 230. Факельная система НД и ВД	PCN 21025	Автоматизированная Система Мониторинга Эмиссий на Стационарных Источниках Выбросов (AEMS)	ГП; АК; ТХ; АС; ЭС; ПТ; ОТиТБ;	Повышение эффективно сти в контроле параметров , см. Табл. № 1.1.5.3-3
10.	Установка 600. Система получения азота	PCN 17050	Комплект для испытания на утечку азота. Фаза 2	ГП; ТХ; АС; ЭС; ПТ; ОТиТБ;	Оптимизаци я по внедрению лучших практик нефтегазов ой отрасли промышлен ности, обеспечива ющих повышение уровня безопасных условий эксплуатаци и, см. Табл. № 1.1.5.3-3
11.	Установка 990.	PR 18023	Установка камер	СС; АС; ЭС;	---/---

№№ п/п	Наименование установки и объекта модификации	Задействованные PCN's и eMOC's		Участвующие Дисциплины проекта	Примечания
		№№	Наименование		
1	2	3	4	5	6
	Система видеонаблюдения		SPYNEL от NGH на Морских объектах. Остров D. EPC 3 и EPC 4	ПТ; ОТиТБ;;	

1.1.5.3.2. Установки и объекты дополнительных оптимизаций и модернизаций Морского комплекса по внедрению лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности, обеспечивающих повышение уровня безопасных условий его эксплуатации и функционирования

Таблица 1.1.5.3-3. Изменения и модификации (PCN's и eMOC's), выполненные на установках Морского комплекса в целях повышение уровня безопасных условий его эксплуатации и функционирования, и состав дисциплин, принимавших в их разработке

№№ п/п	Наименование установки и объекта модификации	Задействованные PCN's и eMOC's		Участвующие Дисциплины проекта	Примечания
		№№	Наименование		
1	2	3	4	5	6
1.	Установка 100. Устья добывающих скважин Остров А	PR19103	Дистанционная продувка МКП (Межколонного пространства/затрубного пространства) добывающих скважин	ГП; ТХ; АК; АС; СС; ЭС; ПТ; ОТиТБ	Повышение эффективности в управлении
2.	Установка 310. Основной входной коллектор ЗСГ Экспортный трубопровод высокосернистого осушенного газа Технологическая линия ТЭГ200	PR23004	Замена существующих анализаторов влажности Ametek (модель 3050 OLV) на новый анализатор от Spectra Sensor (на базе TDLAS)	ТХ; ЭС; ПТ; ОТиТБ	Повышение эффективности в управлении и контроле параметров
3.	Установка 230. Факельная система НД и ВД	PCN 21025	Автоматизированная Система Мониторинга Эмиссий на Стационарных Источниках Выбросов (AEMS)	ГП; АК; ТХ; АС; ЭС; ПТ; ОТиТБ	Повышение эффективности в контроле параметров
4.		PCN 23005	Модернизации клапанов и привода EDV/ESV		Повышение их надежности и доступности
	Установка 130. Манифольд (Эксплуатационный коллектор №2).			ТХ; АК; ПТ; ОТиТБ	

№№ п/п	Наименование установки и объекта модификации	Задействованные PCN's и eMOC's		Участвующие Дисциплины проекта	Примечания
		№№	Наименование		
1	2	3	4	5	6
	Подъемный остров				
	Установка 310. Система дегидратации газа: - Соединительный трубопровод сырого газа ВД (перемычка); - Соединительный трубопровод осушенного газа к коллектору компрессора НСГ.				
	Установка 365. Установки обратной закачки газа RGI			ТХ; ПТ; ОТиТБ	
	Установка 380. Гликоль для обезвоживания газа (Регенерация гликоля)			ТХ; ПТ; ОТиТБ	
5.	Установка 600. Система получения азота	PCN 17050	Комплект для испытания на утечку азота. Фаза 2	ГП; ТХ; АС; ЭС; ПТ; ОТиТБ	Оптимизация по внедрению лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности, обеспечивающих повышение уровня безопасных условий эксплуатации
6.	Установка 990. Система видеонаблюдения	PR 18023	Установка камер SPYNEL от NGH на Морских объектах. Остров D. EPC 3 и EPC 4	СС; АС; ЭС; ПТ; ОТиТБ;;	---/---

1.1.6. Природно-климатическая характеристика района освоения морского шельфа

1.1.6.1. Метеорологические условия

Месторождение Кашаган расположено в районе континентального климата, где четко выражены два времени года. Летний период характеризуется высокими температурами. В зимний период довольно часто наблюдаются низкая температура и наличие сплошного льда вблизи побережий.

Характерным для данного района являются малое количество осадков, интенсивное испарение, высокая солнечная радиация. Экстремальный непостоянный диапазон температур составляет от плюс 42 до минус 36°С. Ниже в Табл. 1.1.6-1 приведены оперативные статистические данные о месячной температуре воздуха полученных на основе 10-минутных данных, собранных на Острове А (2002-2006) и КЕ-1 (2006-2019) за период с 1 января 2002 года по 31 декабря 2019 года, влияющие на принятие проектных решений.

Таблица 1.1.6-1. Помесячная статистика рабочей температуры воздуха, °С

месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	За год
мин	-30.15	-26.02	-21.84	-3.7	7.7	13.6	15.87	14.6	7.1	-5.79	-17.9	-22.32	-30.15
Сред.	-6.27	-6.11	0.96	10.41	19.43	24.54	26.48	26.06	19.54	11.23	3.07	-2.88	10.30
макс	5.5	7.9	17.2	25.43	34.17	36.51	38.47	37.6	36.7	26.7	14.2	10	38.47

Преобладающее направление ветров – восточного и юго-восточного направлений, см. ниже Рис. 1.1.6-1.

Восточное и юго-восточное направления ветров отмечаются, в основном, в весенний и осенний периоды. В теплое время года преобладают ветры северного, северо-западного направлений.

Среднегодовая скорость ветра составляет 5±6 м/с.

По статистическим данным в году в среднем существует период, составляющий 30÷40 дней, когда скорость ветра превышает 15 м/сек В зимний период наблюдаются сильные и частые штормы с ветрами восточного направления, при которых порывы ветра достигают 30 м/с.

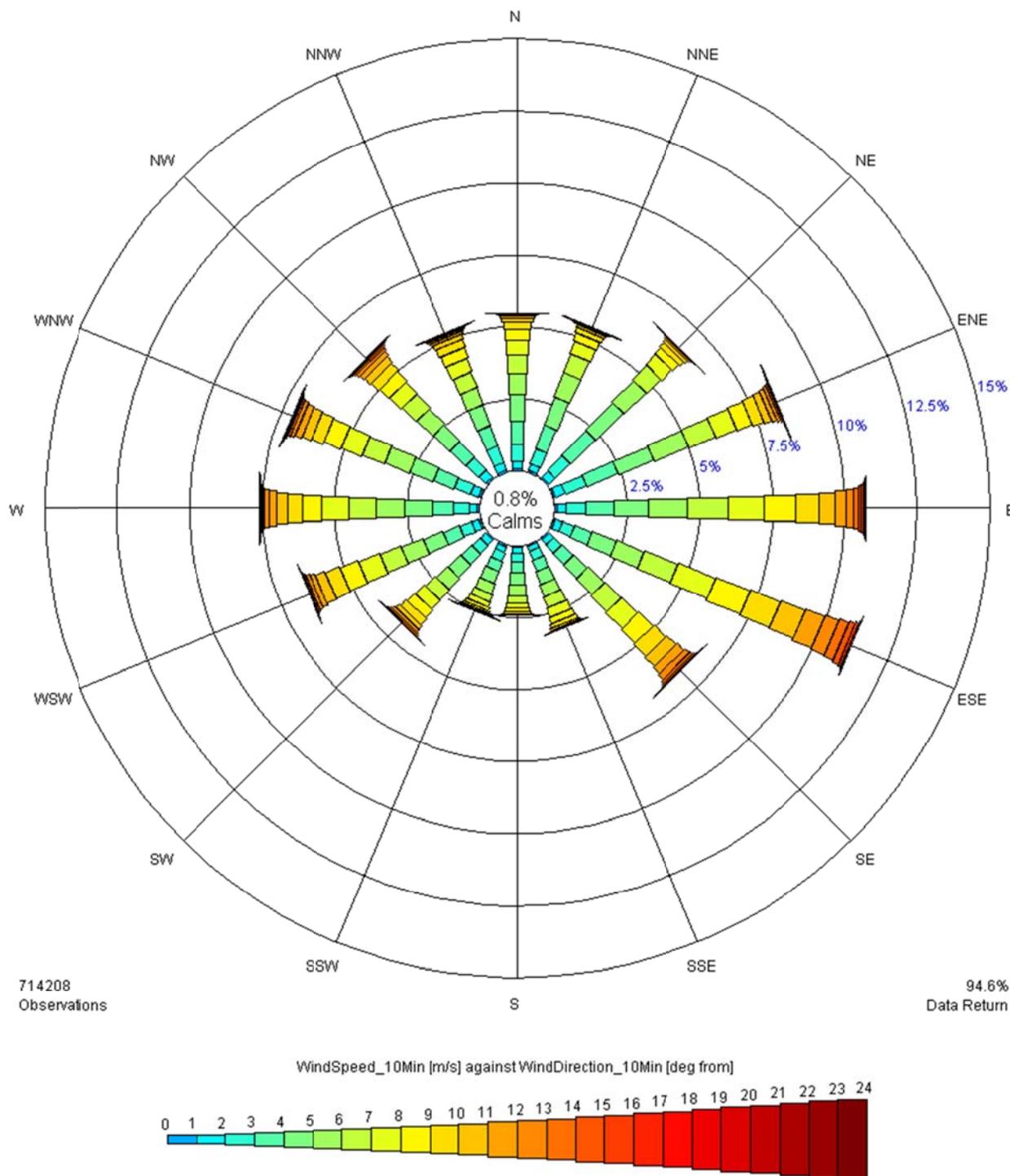


Рисунок 1.1.6-1. Роза ветров на море основана на данных о скорости ветра за 2006-2019 годы, измеренных в 10-минутном усредненном режиме на станции КЕ-1 на высоте 10 м над уровнем моря. Длина каждого плеча представляет собой частоту возникновения ветра в данном секторе, а ширина/цвет полосы - силу ветра

1.1.6.2. Гидрографические условия

На всем Каспии отмечается общая тенденция снижения уровня моря. На долю Северного Каспия приходится около 24% (91942 км²) площади моря, однако объем его вод составляет только 0,5% общего объема. Максимальная глубина равна 25 м, а средняя глубина – 4,4 м (1992 г.). Глубины диапазона 0-1 м занимают 21%, 0-5 м – 67%, на глубины более 10 м приходится около 10%. Район максимальных глубин

располагается у границы Северного и более глубоководного Среднего Каспия. Уральская бороздина имеет наибольшую для северо-восточного Каспия глубину более 9 м.

Экспедиционные работы осенью 1997 года зафиксировали на площадях Восточного Кашагана глубины от 3,6 м до 4,8 м. Эти глубины, возможно с поправкой 0,1 - 0,2 м, соответствуют положению 2001 года.

Для района работ характерны малые глубины. В районе месторождения Кашаган глубины колеблются около 4 м. Около половины площади работ имеет глубины менее 1,5 м. Прибрежная мелководная зона от 2 до 0,5 м представляет собой тростниковые заросли. В промежутках между кольцевыми структурами тростниковых зарослей дно покрыто высшей водной растительностью.

В результате сгонно-нагонных явлений, сезонных колебаний и приливно-отливных явлений глубины могут изменяться.

В проекте уровень Каспийского моря (Каспийский ноль - КН) указывается относительно Балтийского нуля (Пулково 1942 года). В последние годы уровень Каспийского моря (измеренный на метеорологической станции Пешное, соответствующий отметке на 28 м ниже Балтийского нуля) указывается как - 28 м.

Проектный уровень моря в районе Блока D равен КН + 0,8м. Уровень морского дна равен КН – 3,2м.

Высотные проектные отметки объектов обустройства даны относительно КН.

Среднегодовой уровень Каспийского моря колеблется и изменяется вследствие долговременных колебаний, сезонных колебаний и волновых нагонов.

Отмечены значительные долговременные колебания среднего уровня Каспийского моря. По данным многолетних наблюдений долговременные колебания уровня моря связаны, главным образом, с изменением климата.

Краткосрочные колебания уровня воды в результате волновых явлений, вызванных ветрами, наблюдаются продолжительностью от 0,5 суток до нескольких суток.

Уровень морского дна на территории, прилегающей к Блокам ЕРС, колеблется от КН-3,1 м до КН-3,3 м.

Среднегодовой уровень воды изменяется вследствие долговременных колебаний, сезонных колебаний и волновых нагонов.

Сезонные колебания уровня воды приняты, в среднем, выше среднегодового на 0,15 м летом, ниже на 0,1 м – зимой.

Волновые нагоны-сгоны, возникающие под действием ветра, вызывают краткосрочные колебания уровня воды.

Высота волн находится в зависимости от скорости и направления ветра, глубины моря, уровне воды и рельефа морского дна.

Волновые характеристики акватории в районе строительства были определены на основе экстремальных скоростей ветра, наблюдаемых в течении 1 часа над предельной площадью зарождения волн для каждой глубины воды.

Максимальная высота волны равна: за 1-годовой период повторяемости - от 1,2 м до 1,6 м; за 100-летний период повторяемости – от 1,4 м до 2,1 м.

Течения определяются ветром и зависят от глубины воды и рельефа морского дна. Исследования данных по течениям показывают, что течения слабые.

Скорость течения, измеренная на уровне поверхности воды, изменяется от 0,65 м/с до 0,97 м/с. На средних глубинах скорость течения – от 0,47 м/с до 0,64 м/с, на высоте 1,0 м от уровня дна – от 0,33 м/с до 0,48 м/с.

Максимальные скорости течения наблюдаются по всем направлениям с преобладанием на восток и юго-восток и связаны со сгонно-нагонными явлениями.

Течения, обусловленные астрономическими приливами, отсутствуют.

В проекте приняты экстремальные значения температуры морской воды:

- максимальная в конце июля + 31,0°С
- минимальная в феврале - 0,8°С

Среднегодовая температура морской воды: минимальная - 0,5°С, максимальная + 29,0°С, средняя 11,8°С.

Для северо-восточной части Каспия рекомендуется использовать значение солености воды 10,5‰.

Электропроводность морской воды составляет от 0,203 мкСм/см зимой до 0,932 мкСм/см летом.

Удельное сопротивление морской воды - 80 Омсм. Теплопроводность морской воды – 0,59 Вт/(мК).

1.1.6.3. Прогноз по уровню Каспийского моря с 2023 по 2075 год

Согласно статистическим данным, собранным компанией НКОК Н.В. (КЕ00-В0-000-АК-Z-RE-0001-000_A03. Критерии проектирования метеорологических и ледовых условий для восточного Кашагана) современный тренд состояния уровня Каспийского моря находится на нисходящем состоянии, что создает риски для существующих морских объектов обустройства, которые возводились в период роста уровня моря. Понижение уровня моря в первую очередь вызвало проблемы доставки обслуживающего персонала и материалов на искусственные острова существующими плавсредствами, а в долгосрочной перспективе развития обустройства м/р Кашаган на период ПОМ ставит проблему способа обустройства будущих как островных, так и линейных инфраструктурных объектов.

По данным отчета, приведенного выше, динамика изменения годового уровня Каспийского моря представлена на Рис. 1.1.6.3-1. По этим данным сток реки Волги выше в начале года, а испарение выше в конце года. Как следствие, летом уровень воды повышен, а в конце года и зимой понижен (см. ниже Таблица 1.1.6.3-1). Сезонные колебания приводят к ежегодным циклическим изменениям приблизительно на 25 см, при этом средний летний уровень на 0,25 м выше зимнего (январь).



Рисунок 1.1.6.3-1. Динамика среднегодового уровня Каспийского моря – 1840-2019

Повышение глобальных температур приведет к уменьшению глубины зимнего промерзания на всей территории Волжского бассейна. Дополнительным результатом данного отчета являются прогнозы месячного стока и цикла УКМ с использованием модели сезонного дождевого стока на основе искусственной нейронной сети.

Таблица 1.1.6.3-1.: Прогноз сезонного цикла УКМ (в метрах относительно 1 января)

Месяц	Природы наблюдений и прогноза
-------	-------------------------------

	1977-1996 (Набл)	2017-2039 (Прогн)	2040-2065 (Прогн)
1	2	3	4
Январь	0.00	-0.00	-0.00
Февраль	0.01	0.00	0.01
Март	0.05	0.04	0.05
Апрель	0.11	0.11	0.13
Май	0.18	0.20	0.23
Июнь	0.25	0.26	0.29
Июль	0.26	0.26	0.28
Август	0.21	0.23	0.25
Сентябрь	0.13	0.18	0.20
Октябрь	0.06	0.12	0.13
Ноябрь	0.02	0.06	0.07
Декабрь	0.01	0.02	0.02

На основе обработки статистических данных по УКМ и факторов по метеорологическим данным исследованиями НКОК Н.В. был составлен прогноз уровня воды в Каспийском море основан на модели ARIMA (авторегрессионное интегрированное скользящее среднее), расширенной до 5 лет на краткосрочную перспективу, охватывающий начальный этап ПОМ. На Рис. 1.1.6.3-2 представлен линейный график прогноза на период 2021-2026 годов, а среднегодовые результаты приведены в Таблице 1.1.6.3-2.

В прогнозе учитываются данные измерений уровня воды, температуры воздуха и осадков над бассейном Каспийского моря, а также прямые осадки, прогнозируемые данные солнечной активности и индекс Эль-Ниньо.

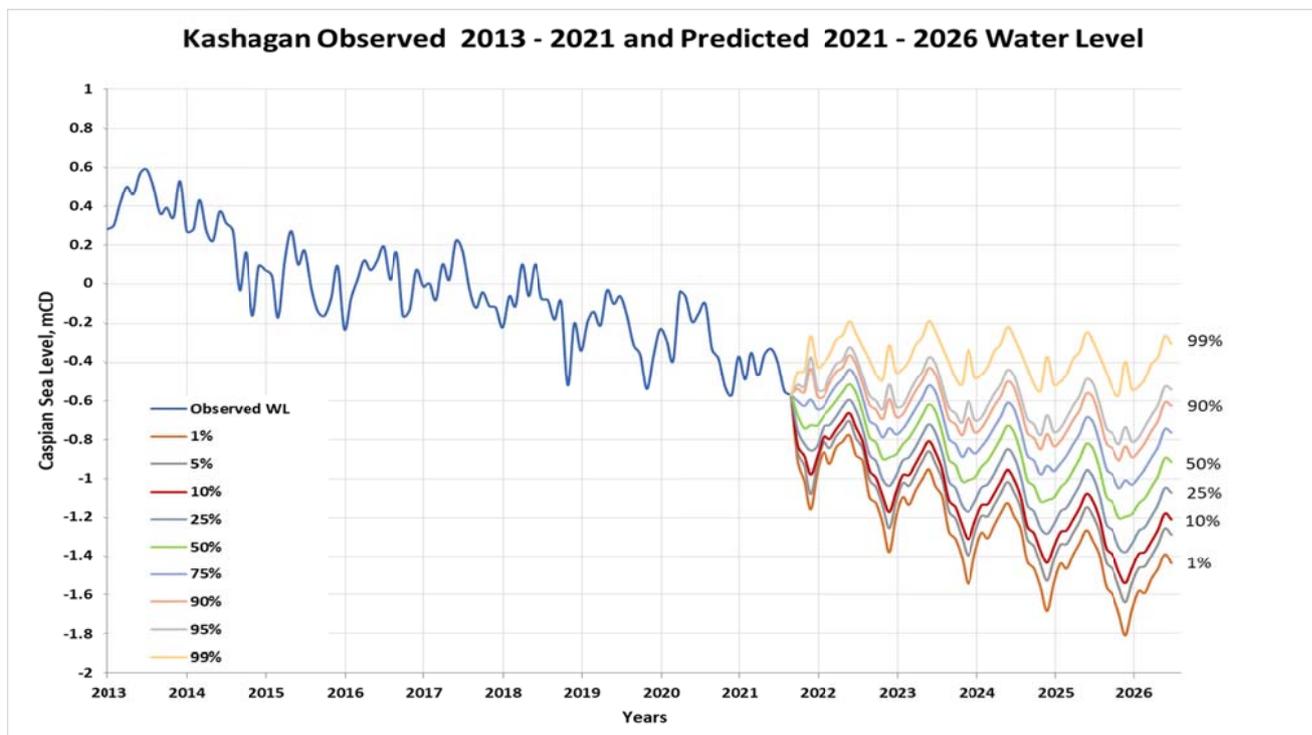


Рисунок 1.1.6.3-2: Среднемесячный уровень воды на Восточном Кашагане, согласно измерениям 2013-2021 годов и прогнозам 2021-2026 годов. Вероятностный прогноз уровня воды, м КД

Таблица 1.1.6.3-2: Прогноз среднего годового уровня воды на Восточном Кашагане на 2021-2026 годы

Years	Probabilistic water level forecast, mCD								
	1%	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%	99%
2021	-0.58	-0.56	-0.55	-0.53	-0.50	-0.48	-0.45	-0.44	-0.42
2022	-0.98	-0.91	-0.86	-0.79	-0.70	-0.61	-0.53	-0.49	-0.34
2023	-1.18	-1.08	-1.02	-0.93	-0.82	-0.71	-0.61	-0.56	-0.36
2024	-1.34	-1.23	-1.16	-1.05	-0.93	-0.80	-0.69	-0.62	-0.39
2025	-1.48	-1.36	-1.29	-1.16	-1.02	-0.88	-0.75	-0.67	-0.42

1.1.6.4. Ледовые условия

Северный Каспий ежегодно покрывается льдом. На мелководьях и в заливах северо-восточной части Каспийского моря, где находится месторождение Кашаган, образование льда начинается в середине ноября. В течение зимнего сезона как толщина, так и протяжённость льда увеличивается. Максимальной толщины (до 0,8 м) лёд достигает в конце февраля – начале марта и составляет.

Продолжительность ледового покрытия колеблется от 114 до 152 суток.

Протяжённость льда достигает максимума в феврале. В марте она начинает убывать и к середине апреля регион освобождается от льда.

Лёд на Каспийском море может претерпевать значительные перемещения и восточная часть месторождения может на какое-то время освобождаться от льда или быть покрыто тонким слоем льда.

При движении ледяного покрова, вызванного ветром, слои льда могут образовывать ледяные массивы толщиной до 1,6 м.

Исследованиями НКОК Н.В., KE00-B0-000-AK-Z-RE-0001-000_A03, приводится риски для островов восточного Кашагана из-за нагромождения ледовых торосов и надвигания льда, а также приводится краткая качественная характеристика надвигания льда в районе м/р Кашаган и последствий установки дополнительных (ледовых) защитных барьеров или других мер по снижению воздействия льда в случае расширения одного из буровых центров, см. ниже Табл. 1.1.6.4.-1.

Таблица 1.1.6.4.-1. Риск надвигания льда на острова Восточного Кашагана

Местоположение Буровых центров	Риск надвигания льда
1	2
ЕРС2	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Средний и низкий риск проникновения льда на южную и западную стороны расширения острова ▪ Средний риск надвигания льда на восточную и юго-восточную стороны расширения острова
ЕРС3	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Средний риск надвигания льда на южной стороне расширения острова ▪ Средний и низкий риск надвигания льда на восточной и западной сторонах расширения острова
ЕРС4	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <u>Высокий</u> риск надвигания льда на восточной и особенно на юго-восточной стороне расширения острова. ▪ Низкий риск наступления льда на западной стороне расширения острова
DC-01	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <u>Высокий</u> риск надвигания льда на западной, северной и особенно южной сторонах расширения острова

Местоположение Буровых центров	Риск надвигания льда
1	2
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Средний риск надвигания льда на восточной стороне продолжения острова.
DC-04	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <u>Высокий риск надвигания льда</u> на западной, восточной и южной сторонах расширения острова ▪ Низкий риск надвигания льда на северной стороне расширения острова.
DC-05	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <u>Высокий риск надвигания льда</u> на западной и северной сторонах расширения острова. ▪ Средний риск надвигания льда на восточной и южной сторонах расширения острова.
Остров D	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Средний или низкий риск надвигания льда на восточной и северной сторонах расширения острова (только ЛЗБ) ▪ Низкий риск надвигания льда на западной и южной сторонах расширения острова (только ЛЗБ)
Остров A	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Низкий риск надвигания льда на восточные стороны расширения острова (только ЛЗБ) ▪ Средний и низкий риск надвигания льда на южной, западной и северной сторонах расширения острова (только ЛЗБ и райзеры)

Зимой в районе месторождения наблюдается сплошной ледовый покров вблизи берега и поля дрейфующего льда. Мелководье приводит к образованию ледовых нагромождений, заглубленных в грунт, которые могут достигать высоты до 8 м.

При контакте движущегося льда с морским дном в нем могут появляться промоины. Данные по измерению промоин ограничены, но на долгосрочный период можно спрогнозировать возможную глубину промоин до 0,5 м при глубине воды от 1 до 5 м.

1.1.6.5. Геотехнические условия

Инженерно-геологические исследования грунтов проведены компанией FUGRO в 2006 г и представлены в Отчете №4329/03.

Программа грунтовых исследований включала бурение скважин для взятия проб и местных испытаний с использованием конусного пенетromетра.

В пределах исследуемого участка на Комплексе D представлены следующие грунты:

- с поверхности морского дна до глубины 0,3 м – песок с ракушечным слоем;
- на глубине от 0,3 м до 4,35 м – мелкий заиленный песок с включением органического материала;
- на глубине от 4,35 м до 22,3 м – глина плотная до очень плотной с прослойками ила и песка и органическими включениями;
- на глубине от 22,30 м до 27,70 м – заиленный песок от плотного до очень плотного.
- на глубине 27,70 м до 55,40 м – глины от очень твердых до каменно-твердых.

В пределах исследуемого участка на Блоке A представлены следующие грунты:

- с поверхности морского дна до глубины 5,0 м – песок с включениями ила и глины с органическими включениями. $\gamma=19,7 \text{ кН/м}^3$;
- на глубине от 5,0 до 13,6 м – глина плотная, с включением органического материала и кристаллов гипса;

- на глубине от 13,6 до 22,0 м – глина от плотной до очень плотной, с прослойками ила и локальными включениями кристаллов гипса;
- на глубине от 22,0 до 40,5 м – глина очень плотная, с прослойками ила и локальными включениями кристаллов гипса.

Физико-механические характеристика грунтов даны подробно в разделе «Архитектурно-строительные решения».

1.1.6.6. Сейсмичность

Северная часть Каспийского моря находится в составе тектонически стабильного региона, образованного Восточно-Европейской и Туранской платформами. Данный регион характеризуется отсутствием значительной тектонической активности и, следовательно, очень низкой частотой возникновения землетрясений.

Согласно заключению Института сейсмологии МОН РК месторождение Кашаган отнесено по сейсмической шкале MSK-64 к зоне землетрясений с интенсивностью 5 баллов с периодом повторяемости землетрясений 1 раз в 1000 лет.

1.1.6.7. Экологические условия района осуществленного строительства

Северному Каспию был присвоен статус государственной заповедной зоны Постановлением Кабинета Министров Казахской ССР №.252 от 30 апреля 1974 г. «Об объявлении заповедной зоны в северной части Каспийского моря» благодаря высокому биологическому и рыбохозяйственному значению. Аналогичное Постановление было принято Российской ССР в январе 1975 г., таким образом, на всей территории Северного Каспия (сегодняшние Российский и Казахстанский сектора) любой вид производственной деятельности был запрещен. Территория, находящаяся под охраной была расширена Постановлением №284 от 13 июля 1978 г. «О включении в заповедную зону северной части Каспийского моря акватории и поймы реки Урала».

Позже в природоохранный режим были внесены изменения, позволяющие проведение нефтеразведочных работ в государственной заповедной зоне. Это послабление в режиме было подтверждено в законе об особо охраняемых природных территориях в 1997г., который гласит: «В государственной заповедной зоне в северной части Каспийского моря обеспечиваются возможности для развития рыбного хозяйства, водного транспорта, государственного геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья с учетом специальных экологических требований». Специальные экологические требования (СЭТ) были разработаны должным образом в Казахстане сначала для геофизических исследований, а затем в июле 1999г. для поисково-разведочных работ.

Северные районы Каспия являются природоохранной зоной и зоной особой экологической чувствительностью с основными особенностями:

- экологическая уязвимость региона, где обитают разнообразные охраняемые виды флоры и фауны, с наличием зон высокой биологической продуктивности;
- важные участки нереста, нагула и миграции различных видов рыб, включая ценные виды осетровых;
- большая популяция Каспийских тюленей, обитающих на данной территории с осени до начала весны и размножающихся на льду.
- водоплавающие птицы международного значения используют прилегающие прибрежные районы во время весенне-летнего гнездования или мигрируют через этот регион весной и осенью;
- наличие зон высокой биологической продуктивности, особенно в дельте реки Урал, в зарослях тростника у северного побережья и на обширных прибрежных мелководьях.

Сочетание целого ряда характерных особенностей делает среду Северного Каспия особенно сложной, что ограничивает технологии, которые могут использоваться при добыче и транспортировке нефти и газа, а также ставит задачи в области доступа к этим технологиям и логистике. Эти особенности включают:

- мелководную среду (0 – 10 м);
- потенциальные долгосрочные колебания уровня моря;

- краткосрочные штормовые нагоны и сгоны, влияющие на уровень моря, представляющие трудности при установке и транспортировке оборудования;
- зимний ледовый покров с ноября по апрель при нормальных (средних) погодных условиях, которые в январе и феврале особенно суровы;
- потенциально опасное движение льда и нагромождения вокруг морских сооружений, которые создают персоналу, работающему в море, трудности для покидания, эвакуации и спасения, эксплуатации сооружения и материально-технического обеспечения;
- экстремальные изменения температур в период между летом и зимой;
- участки высокой биологической продуктивности, особенно вокруг дельты реки Урал, в тростниковых зарослях вдоль северной береговой линии и на обширных прибрежных мелководных участках;
- важный регион для нереста, кормежки и миграции целого ряда видов рыб, включая представляющих промысловую ценность осетровых рыб;
- присутствие значимой в международном отношении численности водоплавающих птиц в весенний и летний периоды размножения, а также при миграции весной и осенью;
- присутствие популяции каспийского тюленя с осени до начала весны, которые образуют на льду ценные лежки;
- месторождение характеризуется чрезвычайно высоким давлением, довольно высоким газовым фактором и высокой концентрацией сероводорода (до 20%);
- ограничение сбросов отходов и вод в Каспийское море.

Высокое пластовое давление, присутствие большого количества сероводорода в пластовом флюиде, географическое положение залежи в государственной заповедной зоне в северной части Каспийского моря и экологическая чувствительность региона требуют неординарных технических и экономических решений по реализации проекта.

На начальной стадии проектирования было выполнено исследование по определению опасных факторов и воздействий на окружающую среду с целью выявления и оценки потенциальных воздействий

В ходе исследования выявлялись экологические последствия на человека и окружающую среду

После определения опасных факторов и воздействий были определены, оценены и выбраны меры по снижению воздействия на окружающую среду, основой которых является метод наилучших технологий.

Программы опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган осуществлялась путем всестороннего анализа текущего состояния окружающей среды в районе строительства, стойкости компонентов окружающей среды к возможным воздействиям, а также исследования потенциального антропогенного воздействия проектных объектов. В соответствии с политикой компании Аджип ККО и положениями нормативных актов Республики Казахстан оценка воздействия на компоненты окружающей среды и социально-экономические аспекты была проведена с учетом нормального хода работ и вероятных чрезвычайных ситуаций.

Процесс оценки экологических и социальных аспектов и воздействий проекта охватывает следующее: выбросы в атмосферу, выбросы в море, отходы и их переработка, нарушения морского дна, водоснабжение и водоотведение, потребление природных ресурсов.

1.2 СТАТУС РАНЕЕ РАЗРАБОТАННОЙ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

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

- Agip KCO/2003-0665-04 «Проект обустройства объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Морской комплекс. Технологические сооружения».
- AgipKCO/2005-0081-8 «Морской комплекс. Строительство добывающего блока А»;
- AgipKCO/2005-0081-9 «Строительство искусственного острова бурения и добычи EPC2 на блоке D»;
- AgipKCO/2005-0081-11 «Строительство искусственного острова бурения и добычи EPC3 на блоке D»;
- AgipKCO/2005-0081-18 «Строительство искусственного острова бурения и добычи EPC4 на блоке D»;
- Agip KCO/2005-0081-15 «Проект обустройства объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Морской комплекс. Блоки А и D. Технологические сооружения. Корректировка»;
- Agip KCO/2005-0081-16 «Проект обустройства объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Блоки EPC2, EPC3, EPC4. Технологические сооружения»;
- Agip KCO/2005-0081-17 «Проект обустройства объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Морской комплекс. Внутрипромысловые трубопроводы»;
- «Agip KCO/TSA2005-JO069275-01 «Проект обустройства объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Морской комплекс. Проект обратной закачки в пласт. Транши 1 и 2».
- Проекты реконструкции промысловых коллекторов нефти и газа для транспортировки нефти и газа на НК (УКПНИГ);
- Agip KCO/2013- 0268- TPD- B4- 000- 000-0 «Проект обустройства объектов опытно-промышленной разработки м/р Кашаган. Морской комплекс. Технологические сооружения обратной закачки газа в пласт с выделением пусковых комплексов»;
- Agip KCO/2012-0453 «Корректировка проекта обустройства объектов опытно-промышленной разработки м/р Кашаган. Морской комплекс. Внутрипромысловые трубопроводы». Заключение № 01-0246/15 от 22 мая 2015г. РГП «Госэкспертиза»;
- NCOS N.V./ UI58090 (2012-0453) - Проект обустройства объектов ОПР месторождения Кашаган. Морской комплекс. Технологические сооружения. Корректировка Проекта с выделением пусковых комплексов. Дополнение. Внутрипромысловый нефтегазопровод между Блоком А и Комплексом D. Заключение № 01-0175/16 от 20 апреля 2016 г. РГП «Госэкспертиза»;
- Утвержденный Проект «Обустройство объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Морской комплекс. Модернизация технологических сооружений».

1.3 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ МОРСКОГО КОМПЛЕКСА И ВХОДЯЩИХ В ЕГО СОСТАВ ОБЪЕКТОВ ЧАСТИЧНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ПОПУТНОГО ГАЗА В РАМКАХ НАРАЩИВАНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ДО 450 ТЫС. БАРР. НЕФТИ / СУТ.

1.3.1. Производственная структура предприятия

Существующая производственная структура МК и ее краткая характеристика представлена выше в разделе 1.1.5.1.

Состав производственных объектов и объектов инженерного и вспомогательного назначения Морского комплекса, а также в т.ч. вновь проектируемые данным проектом объекты изменений и модификаций (PCN's и eMOC's), подпадающие в сферу организационно-производственной структуры управления, представлены соответственно выше в разделах 1.1.5.1 и 1.1.5.3.

Вилы профессиональной деятельности основного и вспомогательного персонала по структуре производств, существующей на МК и охватывающей вновь создаваемые объекты, представлена ниже в таблице 1.3.1-1

Таблица 1.3.1-1. Виды профессиональной деятельности по структуре производства, формирующие профессионально-квалификационный состав НСОС на МК

№№ п/п	Виды профессиональной деятельности по структуре производства	Примечания
1	2	3
1.	Административно-управленческий персонал	
2.	Бурение	
3.	Эксплуатация	
4.	Поддержка производства	
5.	Автоматизация производства	
6.	Энергоснабжение объектов	
7.	Техобслуживание	
8.	Дежурный персонал	
9.	Логистика и поставки для обеспечения эксплуатации	
10.	Техника безопасности, охрана труда	
11.	Инфраструктура	

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 состояние производственных мощностей основных технологических установок месторождения Кашаган

Существующее положение месторождения Кашаган, достигнутое за период ОПР представлено выше, в подразделе 1.1.5.

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.барр.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	---	---	100	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)	450/200	225	225	---	75	75	---	165	150	10	110	110	---
		225	225	---	75	75	---	165	150	10	110	110	---
								165	150*	10			

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 выше в Табл. 1.3.2.1-1 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 1.3.2.1-2.

Таблица 1.3.2.1-2. 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

Наименование показателей и параметров	Показатели и параметры
1	2
	отметка)
Давление первоначальное в исходном горизонте	777,3 барА
Температура в исходном горизонте	100°C (+/- 4°C)
Пористость (средняя)	6 -8 %
Проницаемость (первичная)	0.1- 2 мД
Примечания:	
1. 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.; 2. 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 1.3.2.1-3

Таблица 1.3.2.1-3 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

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

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
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
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 NCOС [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. <https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/activities/179?lang=ru>

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:		
<ol style="list-style-type: none"> Нагнетание газа предусматривается скважинами, расположенными на внутренней платформе, римовая зона будет разрабатываться на естественном режиме истощения пластовой энергии. Опыт ОНР 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.барр. в сутки на Этапе I ПОМ. Состав объектов изменений и модификаций (PCN's и MoC's), направленных на устранение узких мест на МК, представлен выше в Табл. 1.1.5.3-1÷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

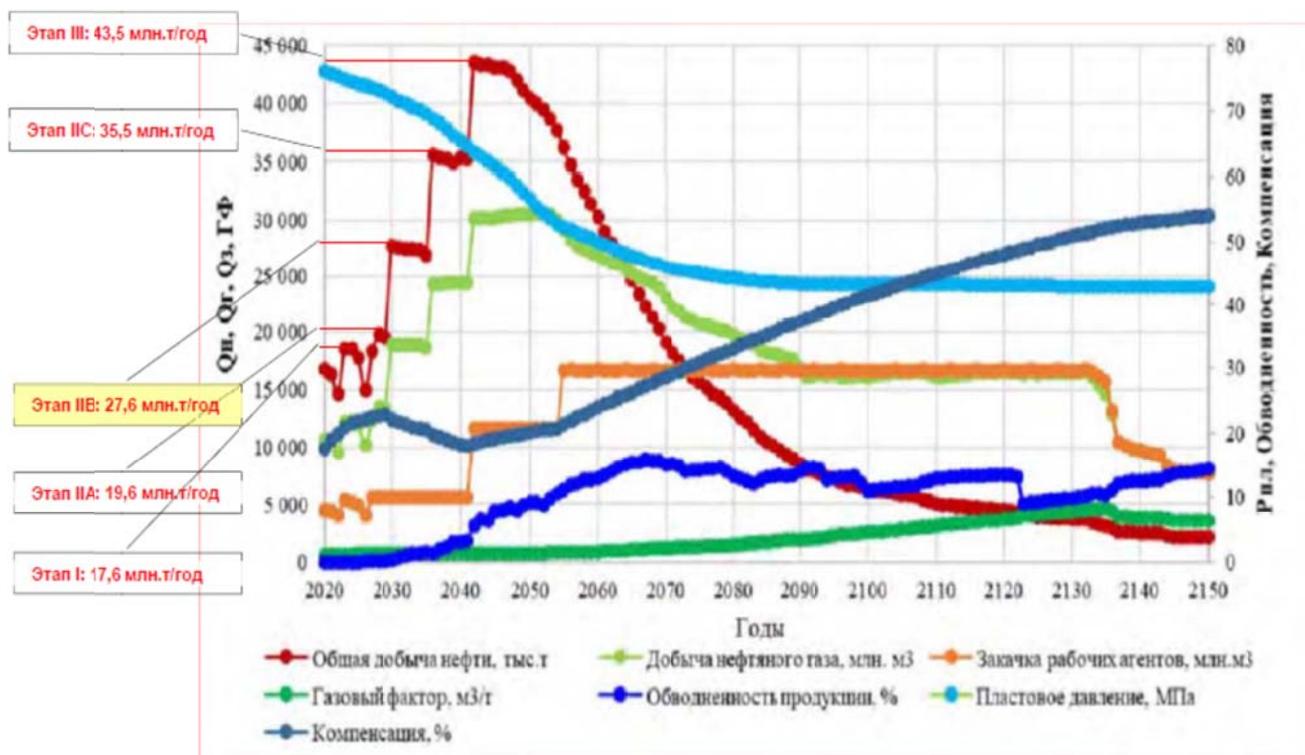


Рисунок 1.3.2.2.-1. График разработки месторождения Кашаган на период ПОМ по Варианту 1

Основные технологические показатели разработки (профиля добычи нефти и газа) в целом по месторождению Кашаган с учетом категорий запасов С1+С1 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. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Морском комплексе

Таблица 1.3.2.2.-2. Основные технологические показатели разработки (профиля добычи нефти и газа) в целом по месторождению Кашаган с учетом категорий запасов С1+С1 по рекомендуемому Варианту разработки 1

Г о д ы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор извлекаемых запасов, %	Кэфф. нефте-извлечения, д.ед.	Добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Заказка рабочих агентов, млн. м ³		Компенсация, %		Добыча нефтяного газа, млн. м ³		Газовый фактор, м ³ /т	Пласговое давление, МПа
		начальных	текущих				годовая	накоп.		годовая	накоп.	текушая	накоп.	годовая	накоп.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2020	16 754,0	0,81	0,82	52 189,7	2,51	0,0112	16 754,1	52 189,9	0,0004	4 544,1	10 248,1	24,2	17,6	10 725,6	33 331,0	640,2	76,1
2021	16 361,8	0,79	0,81	68 551,5	3,29	0,0147	16 361,9	68 551,8	0,001	4 357,4	14 665,6	23,7	19,0	10 551,2	43 882,2	644,9	75,7
2022	14 680,6	0,71	0,73	83 232,1	4,00	0,0179	14 680,7	83 232,5	0,001	4 073,5	18 679,0	24,6	20,0	9 537,2	53 439,4	631,0	74,3
2023	18 604,2	0,89	0,93	101 836,4	4,89	0,0218	18 604,3	101 836,8	0,001	5 410,2	24 089,3	25,7	21,1	12 208,0	65 647,4	656,2	74,9
2024	18 533,6	0,89	0,94	120 369,9	5,79	0,0258	18 534,1	120 370,9	0,003	5 201,5	29 290,8	24,6	21,6	12 311,9	77 959,3	664,3	74,5
2025	17 784,4	0,85	0,91	138 154,3	6,64	0,0296	17 786,8	138 157,8	0,014	4 917,2	34 208,0	24,0	21,9	12 014,2	89 973,6	675,5	74,2
2026	15 016,1	0,72	0,77	153 170,4	7,36	0,0329	15 019,1	153 176,9	0,020	4 047,6	38 255,5	23,3	22,1	10 256,5	100 230,1	683,0	73,9
2027	18 285,4	0,88	0,95	171 455,8	8,24	0,0368	18 295,9	171 472,8	0,058	5 562,9	43 818,5	26,3	22,5	12 472,4	112 702,5	682,1	73,5
2028	19 797,6	0,95	1,04	191 253,4	9,19	0,0410	19 830,4	191 303,2	0,17	5 577,9	49 396,4	24,3	22,7	13 552,9	126 255,4	684,6	73,2
2029	19 575,4	0,94	1,04	210 828,8	10,13	0,0452	19 615,2	210 918,4	0,20	5 562,6	54 999,0	24,4	22,9	13 515,9	139 771,3	690,5	72,8
2030	27 782,8	1,34	1,49	238 611,6	11,47	0,0512	27 896,0	238 814,5	0,41	5 562,6	60 521,7	17,4	22,2	18 846,5	158 617,8	678,4	72,2
2031	27 639,0	1,33	1,50	266 250,5	12,80	0,0571	27 838,3	266 652,8	0,72	5 562,6	66 084,3	17,4	21,7	18 848,0	177 465,8	681,9	71,7
2032	27 556,6	1,32	1,52	293 807,2	14,12	0,0630	27 810,2	294 463,0	0,91	5 577,9	71 662,2	17,5	21,3	18 899,6	196 365,3	685,8	71,1
2033	27 473,6	1,32	1,54	321 280,8	15,44	0,0689	27 825,7	322 288,7	1,27	5 562,6	77 224,8	17,5	21,0	18 848,0	215 213,3	686,0	70,6
2034	27 383,5	1,32	1,56	348 664,3	16,76	0,0748	27 762,3	350 051,0	1,36	5 562,6	82 787,5	17,5	20,7	18 848,0	234 061,3	688,3	70,1
2035	27 012,2	1,30	1,56	375 676,5	18,06	0,0806	27 422,5	377 473,5	1,50	5 562,6	88 330,1	17,7	20,5	18 673,8	252 735,1	691,3	69,7
2036	35 630,4	1,71	2,09	411 307,0	19,77	0,0882	36 121,3	413 594,8	1,36	5 577,9	93 928,0	13,6	19,9	24 350,3	277 085,4	683,4	68,9
2037	35 417,0	1,70	2,12	446 723,9	21,47	0,0958	36 130,2	449 725,0	1,97	5 562,6	99 490,0	13,6	19,4	24 310,9	301 396,3	686,4	68,2
2038	35 266,1	1,69	2,16	481 990,0	23,17	0,1034	36 113,4	485 838,4	2,35	5 562,6	105 053,3	13,6	18,9	24 405,6	325 801,9	692,0	67,2
2039	34 961,5	1,68	2,19	516 951,5	24,85	0,1109	36 074,9	521 913,3	3,09	5 562,6	110 615,9	13,6	18,6	24 416,2	350 218,1	698,4	66,3
2040	35 357,9	1,70	2,26	552 309,4	26,55	0,1185	36 482,3	558 395,6	3,08	5 577,9	116 193,8	13,6	18,2	24 433,2	374 651,3	691,0	65,4
2041	35 227,8	1,69	2,30	587 537,2	28,24	0,1260	36 414,2	594 809,8	3,26	5 562,6	121 756,4	13,7	18,0	24 408,1	399 059,3	692,9	64,6
2042	43 532,6	2,09	2,92	631 069,8	30,33	0,1354	46 132,6	640 942,4	5,64	11 700,3	133 456,7	23,1	18,3	30 132,1	429 191,4	692,2	63,8
2043	43 389,5	2,09	2,99	674 459,2	32,42	0,1447	46 428,1	687 370,5	6,54	11 702,0	145 158,7	23,1	18,7	30 137,2	459 328,6	694,6	63,0
2044	43 353,0	2,08	3,08	717 812,2	34,50	0,1540	46 319,8	733 690,2	6,41	11 734,1	156 892,8	23,2	18,9	30 186,4	489 515,0	696,3	62,2
2045	43 118,9	2,07	3,16	760 931,1	36,57	0,1632	46 754,7	780 445,0	7,78	11 702,0	168 594,8	23,1	19,2	30 163,2	519 678,3	699,5	61,5
2046	43 168,9	2,07	3,27	804 100,0	38,65	0,1725	46 866,3	827 311,3	7,89	11 702,0	180 296,8	23,1	19,4	30 374,7	550 052,9	703,6	60,6
2047	42 827,3	2,06	3,35	846 927,3	40,71	0,1817	46 697,1	874 008,3	8,29	11 702,0	191 998,8	23,2	19,6	30 381,2	580 434,1	709,4	59,7
2048	42 012,3	2,02	3,41	888 939,6	42,72	0,1907	45 701,1	919 709,4	8,07	11 734,1	203 732,9	23,5	19,8	30 534,6	610 968,7	726,8	58,6
2049	41 154,9	1,98	3,45	930 094,4	44,70	0,1995	45 083,6	964 793,0	8,71	11 702,0	215 434,9	23,6	20,0	30 470,3	641 439,1	740,4	57,5
2050	40 527,1	1,95	3,52	970 621,5	46,65	0,2082	44 653,4	1 009 446,4	9,24	11 702,0	227 136,9	23,8	20,2	30 496,1	671 935,2	752,5	56,5
2051	40 062,3	1,93	3,61	1 010 683,8	48,58	0,2168	44 108,8	1 053 555,2	9,17	11 702,0	238 838,9	24,0	20,3	30 580,7	702 515,8	763,3	55,5
2052	39 484,3	1,90	3,69	1 050 168,1	50,47	0,2253	43 293,5	1 096 848,7	8,80	11 734,1	250 573,0	24,3	20,5	30 611,2	733 127,0	775,3	54,5
2053	38 738,6	1,86	3,76	1 088 906,7	52,34	0,2336	42 968,1	1 139 816,8	9,84	11 702,0	262 275,0	24,4	20,7	30 490,5	763 617,5	787,1	53,6
2054	37 726,8	1,81	3,80	1 126 633,5	54,15	0,2417	42 171,8	1 181 988,7	10,54	11 702,0	273 977,0	25,0	20,8	29 939,7	793 557,2	793,6	52,8
2055	36 314,0	1,75	3,81	1 162 947,5	55,89	0,2495	40 904,7	1 222 893,4	11,22	16 717,2	290 694,2	36,7	21,4	29 225,5	822 782,8	804,8	52,2
2056	34 694,7	1,67	3,78	1 197 642,2	57,56	0,2569	39 351,0	1 262 244,4	11,83	16 770,9	309 451,1	38,2	22,0	28 310,3	851 093,1	816,0	51,8
2057	33 483,1	1,61	3,79	1 231 125,2	59,17	0,2641	38 129,2	1 300 373,5	12,19	16 725,1	324 190,2	39,1	22,5	27 742,4	878 835,4	828,6	51,4
2058	32 463,6	1,56	3,82	1 263 588,9	60,73	0,2711	37 175,5	1 337 549,0	12,67	16 725,2	340 915,4	39,8	23,0	27 451,0	906 286,5	845,6	50,9
2059	31 348,8	1,51	3,84	1 294 937,7	62,24	0,2778	35 916,6	1 373 465,6	12,72	16 725,1	357 640,5	40,6	23,5	27 176,0	933 462,4	866,9	50,4
2060	30 307,5	1,46	3,86	1 325 245,2	63,69	0,2843	34 816,7	1 408 282,3	12,95	16 770,9	374 411,4	41,5	24,0	26 966,4	960 428,9	889,8	50,0
2061	29 007,2	1,39	3,84	1 354 252,4	65,09	0,2905	33 510,5	1 441 792,8	13,44	16 725,1	391 136,6	42,5	24,5	26 513,3	986 942,2	914,0	49,5
2062	27 932,1	1,34	3,85	1 382 184,5	66,43	0,2965	32 486,2	1 474 279,0	14,02	16 725,1	407 861,7	43,3	25,0	26 237,2	1 013 179,5	939,3	49,1
2063	26 976,6	1,30	3,86	1 409 161,1	67,73	0,3023	31 587,5	1 505 866,5	14,60	16 725,2	424 586,9	44,0	25,5	26 062,9	1 039 242,4	966,1	48,6
2064	25 879,4	1,24	3,85	1 435 040,5	68,97	0,3079	30 481,0	1 536 347,4	15,10	16 770,9	441 357,8	45,0	25,9	25 772,8	1 065 015,2	995,9	48,2
2065	24 656,0	1,19	3,82	1 459 696,5	70,16	0,3131	29 174,7	1 565 522,2	15,49	16 725,1	458 082,9	46,2	26,4	25 314,9	1 090 330,1	1 026,7	47,8
2066	23 422,2	1,13	3,77	1 483 118,7	71,28	0,3182	27 704,1	1 593 226,2	15,46	16 725,1	474 808,1	47,6	26,8	24 895,4	1 115 225,5	1 062,9	47,4
2067	22 278,4	1,07	3,73	1 505 397,1	72,35	0,3229	26 448,6	1 619 674,9	15,77	16 725,2	491 533,2	48,7	27,3	24 611,8	1 139 837,3	1 104,7	47,0
2068	21 341,0	1,03	3,71	1 526 738,1	73,38	0,3275	25 332,4	1 645 007,2	15,76	16 770,9	508 304,2	49,8	27,7	24 403,7	1 164 241,1	1 143,5	46,6
2069	20 367,2	0,98	3,68	1 547 105,4	74,36	0,3319	24 136,9	1 669 144,1	15,62	16 725,1	525 029,3	51,0	28,2	24 029,1	1 188 270,2	1 179,8	46,3
2070	19 126,8	0,92	3,58	1 566 232,2	75,28	0,3360	22 535,6	1 691 679,7	15,13	16 725,1	541 754,4	53,6	28,6	23 054,3	1 211 324,4	1 205,3	46,0
2071	18 212,2	0,88	3,54	1 584 444,4	76,15	0,3399	21 501,0	1 713 180,7	15,30	16 725,1	558 479,5	55,7	29,1	22 287,9	1 233 612,3	1 223,8	45,7
2072	17 485,6	0,84	3,52	1 601 929,9	76,99	0,3437	20 519,8	1 733 700,5	14,79	16 770,9	575 250,5	57,4	29,5	21 871,0	1 255 483,3	1 250,8	45,5
2073	16 732,8	0,80	3,50	1 618 662,7	77,80	0,3472	19 495,8	1 753 196,4	14,17	16 725,1	591 975,6	59,1	30,0	21 347,5	1 276 830,8	1 275,8	45,3

Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Морском 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	16 156,6	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	625 425,9	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	1 858 164,0	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	13,55	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	43,4
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	86,4	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	87,6	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	12,28	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	12,88	16 725,2	1 211 147,9	92,8	44,9	16 109,1	1 928 383,3	3 188,8	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
213																	

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

Продолжение Табл. 1.3.2.2.-2

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>
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
1.	Добыча нефти	Млн. т/год	14,681	18,534	18,604	17,784	15,016	Данные ПРМ
1.1.	Максимальный сезонный общий объем добычи нефти	Тыс. т/сут	45,06**	56,89**	57,10*	54,58**	46,09**	Козф. перевода из тонн нефти в барр. нефти – 7,860*
		Тыс. барр/сут	354,17	447,12	450,0	429,02	362,25	
2.	Добыча нефтяного газа	Млрд. ст м3/год	9,577	12,208	12,312	12,014	10,257	Данные ПРМ
2.1.	Максимальный сезонный общий объем добычи газа	млн. ст.м ³ /сут	29,1**	36,76**	36,9*	35,27**	29,78**	
2.2.	Максимальные сезонные ограничения по обратной закачке газа на МК	млн. ст.м ³ /сут	14,92**	18,76**	18,92*	18,08**	15,27*	
2.3.	Максимальный суточный объем отправки газа на УКПНиГ	млн. ст.м ³ /сут	14,18**	18,00**	18,00*	17,19**	14,51**	
3.	Закачка рабочего агента	Млрд. ст м3/год	4,074	5,410	5,202	4,917	4,048	Данные ПРМ
4.	Пластовое давление	МПа	75,7	75,3	74,9	74,5	74,2	
<p>Примечания:</p> <ol style="list-style-type: none"> * - 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

Выпускаемой продукцией на Морском комплексе 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 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);
- Осушенный сероводородсодержащий газ после второй и третьей ступеней сепарации с добавлением недостающего объема газа с первой ступени сепарации, направляемый в систему обратной закачки газа в пласт с целью поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи

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. 1.3.3.1.-1.

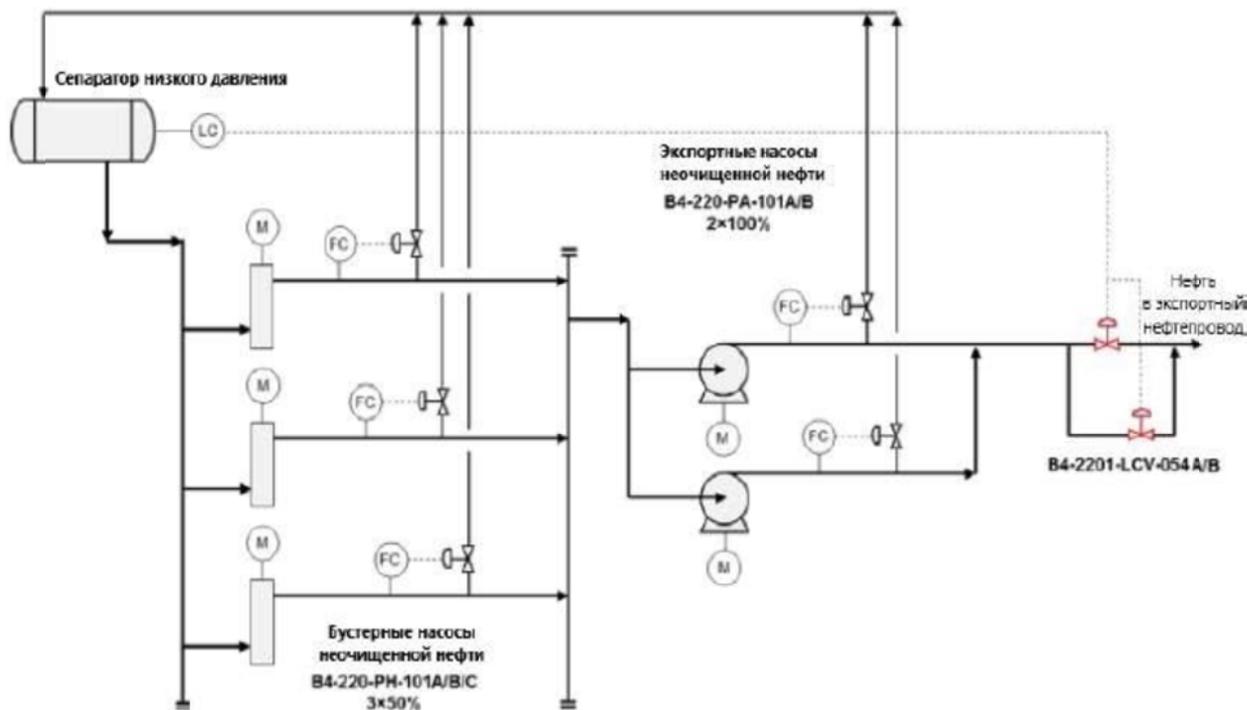


Рис. 1.3.3.1-1. Принципиальная аппаратурная схема подачи частично регулируемой добытой нефти с Морского комплекса на УКПНиГ Наземного комплекса

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 1.3.3.1.-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 соответствие 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. 1.3.3.1-1 потоками (см. Рис. 1.3.3.1-2) в соответствие с материально-тепловыми балансами Установки 365, представленными в технологическом разделе 3, 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.

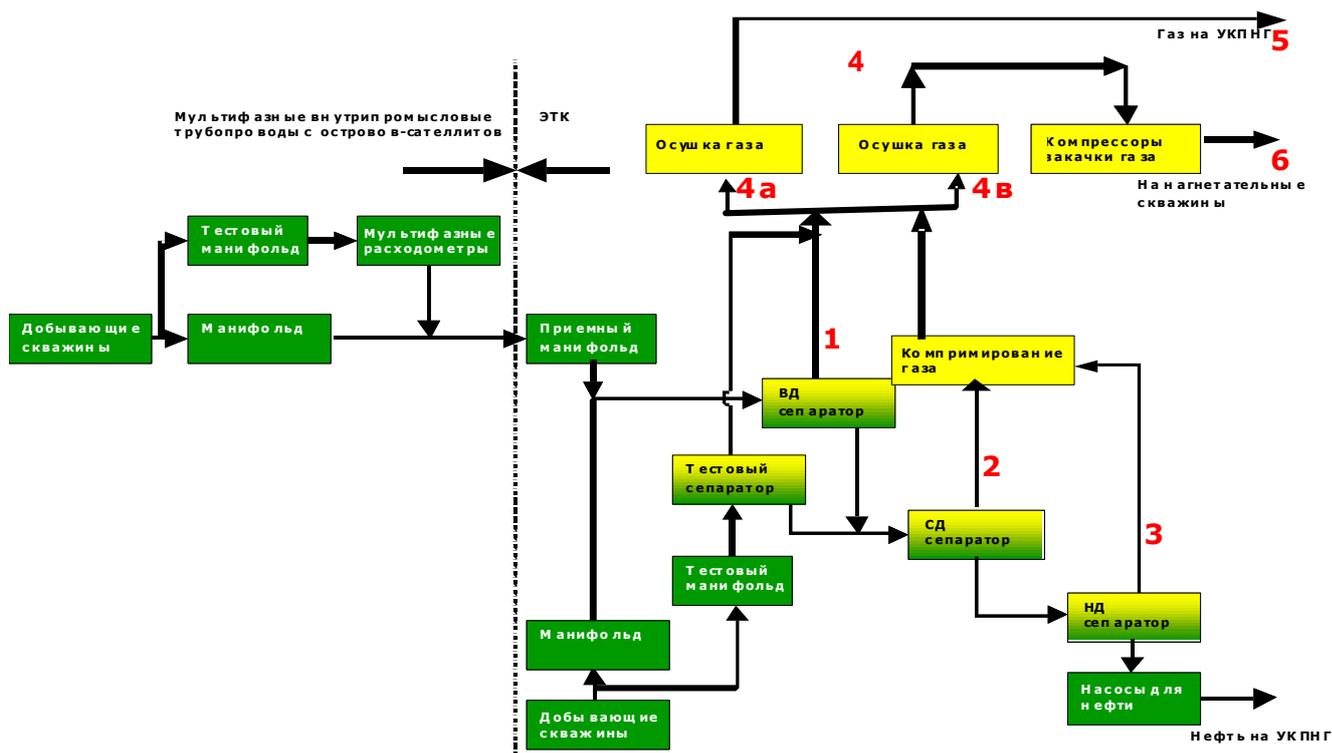


Рис. 1.3.3.1-2. Упрощенная схема основных газовых потоков на объектах Морского комплекса после начала осуществления обратной закачки сырого газа в пласт,

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: | |

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

- 4 смесь газа ВД, СД и НД;
 - 4а газ первой ступени сепарации;
 - 4в смесь газа СД и НД.
- 5) газ, подаваемый на УКПНГ:
- 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 1.2.3.1-1. 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/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
При уровне добычи нефти 47,2 тыс.т/сут (370 тыс.барр/сут)												
1	1,33	4,85	14,35	64,72	7,82	3,52	1,69	1,71	0,0057	0,0048	24,16	101,73
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
4а	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

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

Таблица 1.3.3.2-1. Физико-химические свойства нефти и газа, поступающего на УКПНГ 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, °С	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	717,65 17,45	-	717,65 17,45	-

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

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
(млн. ст. м ³ /сут.)				
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	-
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:				
1. 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».				

1.3.3.1.2. 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. 1.3.3.3-1.

Таблица 1.3.3.3-1. 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

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

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
(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
(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:				
1. Компонентный состав исходного сырья представлены 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 kbd».				

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 КВ-1, КВ-2, КВ-3, КЗ-1 и материалов сейсмоки 3Д 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 КВ-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 сейсмоки 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.» категоричность 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 /м ³	273,918362	277,8018612

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

Наименование	Ед. изм	Лето	Зима
		1D-1D	1D-1D
1	2	3	4
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. м ³ /ч при 20°С	522888,5078	537356,0266
Фазовый Действительный расход газа	АСТ м ³ /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/м ³	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
Фаза Жидкости			
Молярный поток	кгмоль /ч	16530,10356	17743,49073
Массовый поток	кг /ч	1366377,415	1443901,26
Расход жидкости при стандартных условиях	м ³ /ч	1813,470462	1930,688995
Действительный Объем Потока	м ³ /ч	1982,166409	2116,97512
Молекулярная Масса		82,65994276	81,37639213
Массовая теплоемкость фазы	кДж/кг-С	2,296480768	2,303421959
Массовая плотность	кг /м ³	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	м ³ /ч	5,06108087	5,348500554
Действительный Объем Потока	м ³ /ч	5,281302141	5,581265483
Молекулярная Масса		18,13845411	18,14029437
Массовая теплоемкость	кДж / кг -С	4,174246555	4,173977869

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

Наименование	Ед. изм	Лето	Зима
		1D-1D	1D-1D
1	2	3	4
Молярная Плотность	кгмоль /м ³	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
(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

Наименование	Ед. изм	Лето	Зима
		1D-1D	1D-1D
1	2	3	4
(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

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

Основными исходными данными по представленным в данном разделе расходным показателям энергоресурсов на объекты промышленной площадки МК 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.	KE01-A1-000-PG-R-HE-0420-000-P01	Материальный баланс: Основные морские технологические сооружения – 370-220 EP BOD D01. Вариант лето.
2.	KE01-A1-000-PG-R-HE-0421-000-P01	Материальный баланс: морские технологические сооружения – 370-220 EP BOD D01. Вариант зима.
3.	KG00-00-000-AK-R-HE-0002-000-P01	«Heat and Material Balance: Main Onshore Facilities, Gas and Oil trains, 450 kbod»
4.	KG00-00-000-AK-R-HE-0001-000 Offshore rev.0	Материально-тепловой баланс Морского комплекса – 450 kbod
5.	KG00-00-000-AK-R-HE-000X-000	Баланс инженерных коммуникаций Морского комплекса.

Основные расходные показатели энергоресурсов Морского 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 Морского комплекса 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.
430	Система дизельного топлива	Дизель, / Дизель, периодическое использование	м³/ч	6,00	7,00	86%	Фильтр-коагулятор (и центрифуга) Примечание 1
460	Установка сжатого воздуха	Сухой воздух для генерации N2,	Нм3/ч	5 338,00	5 552,00	96%	Осушитель Примечание 2
		Воздух КИПиА. и технический воздух,	Нм3/ч	1 606,00	1 860,00	86%	Компрессор
600	Система получения азота	Азот,	Нм3/ч	1 957,23	2 000,00	98%	Примечание 3
470	Электростанция с газотурбинными генераторами	Эл/Мощность,	МВт	40,70	79,20	51%	3 GTG работают на максимальной нагрузке
500	Морская вода	Морская вода,	,кг/ч	38 720,00	39 140,00	99%	
520	Система производственного водоснабжения	Техническая вода,	кг/ч	10 390,60	12 000,00	87%	Примечание 4

Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на
Морском 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
530	Система хозяйственного питьевого водоснабжения	Питьевая вода,	кг/ч	5 500,00	60 000,00	9%	Примечание 5, 6
570	Система бытовой канализации	Саночистка,	кг/ч	1 826,00	3 300,00	55%	Примечание 7

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

Примечания:

- 1 Только периодическое использование;
- 2 Проектная мощность приходится на регенеративный воздух (~20% от производительности компрессора 2324 Ст.м3/ч);
- 3 Имеются две мембранные установки (В4-600-VJ-001 А/В) для рабочей и 100% резервной эксплуатации. Каждая мембранная линия рассчитана на производительность 2000 Нм3/ч;
- 4 Морской комплекс технической воды предназначен для выработки 12 м³/ч технической воды при скорости подачи морской воды 30 м3/ч. 6 м3/ч для технической воды и 6 м3/ч для системы пресной воды, эффективность системы такова, что 18 м3/ч концентрированного рассола выбрасывается из установки обратного осмоса;
- 5 Морская установка питьевой воды рассчитана на производительность 60 м3/ч пресной воды, что соответствует пиковому потреблению, когда на каждой жилой барже одновременно принимают душ 50 человек. Производительность УФ-стерилизации составляет 30 м3/ч на линию (2 стерилизатора по 100 % на линию) для удовлетворения пикового спроса;
- 6 Фактическое потребление морской питьевой установки В4-430 не включает периодическое использование во временных убежищах, станциях заправки воздухом для дыхания и U570;
- 7 Производимая санитарная вода (В4-570) рассчитывается исходя из предположения, что расход составляет 250 л/чел/сут, что дает общий расход 60 м³/день (30 м3/день с каждой баржи). Очистные сооружения должны быть рассчитаны на очистку в среднем 80 м3/сут (с учетом дополнительных отходов с баржи 9 и других источников);
- 8 Максимальный одновременный расход пресной воды составляет 120 м3/сут (т.е. 5 м3/ч) согласно PCN 398.

1.3.5. Потребности 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.

Показатели расхода по основным реагентам Морского 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 на Этапе I представлены ниже в Табл. 1.3.5-1

Таблица 1.3.5.-1. Основные расходные показатели энергоресурсов Морского комплекса 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 реагента	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
310	Система дегидратации газа	ТЭГ	м3/мес.	84	96,00	88%	Согласно проекту, на одну линию обезвоживания требуется 32 м3/мес.
601		Метанол	м3/мес.	----	37,40	N/A	Не закачивается во время нормальной работы.
601		Ингибитор парафина	л/ч	-----	2 609,00	N/A	Примечание 1. Расчетная мощность представляет собой мощность фильтрующего агрегата. Закачивается только при добыче менее 200 000 тыс. баррелей в сутки, закачивается 200 ppm.
601		Ингибитор коррозии	л/ч	----	375,00	N/A	Примечание 1. Не закачивается при нормальной работе. Если закачивается, то в объеме 24 л/ч при 180 тыс. баррелей в сутки

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

№№ Установок	Наименование установки инженерного сооружения /	Наименование реагента	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
601		Антискалант	л/ч	----	14,30	N/A	Примечание 1. Не закачивается при нормальной работе. Если закачивается, то в объеме 0,125 л/ч при 20 тыс. баррелей в сутки
601		Пеногаситель	л/ч	----	40	N/A	Примечание 1. Не закачивается при нормальной работе, если в системе сепарации В4-200 обнаружено пенообразование, то 7,5 л/ч при производительности 180 тыс. баррелей в сутки.

Примечания:

1 Расчетная мощность представляет собой мощность фильтрующего блока.

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

1.4.1. Основные решения и показатели по генеральному плану

Проектные объемно-планировочные решения, предусмотренные в разделе данного проекта и направленные для достижения общих поставленных задач по наращиванию добычи нефти до 450 тысяч баррелей и принятию дополнительных оптимизаций и модернизаций на отдельных объектах, направленных на внедрение лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности, предусматриваются на действующих объектах Морского комплекса.

На следующих ниже приведенных ситуационных планах раздела ГП для общего обзора проектных работ представлено размещение всего состава объектов изменений и модификаций с указанием места (в условных границах) расположения намечаемых работ, предусматривающихся на следующих существующих искусственных островах МК, на Острове D (ЭТК-1), Острове А, добывающих Блоках ЕРС 3, 4, в которых в том или ином объеме учувствуют дисциплины проекта:

№№ п/п	Наименование чертежа	№ чертежа CER	№ чертежа NCOС
1	Комплекс D. План расположения	UI182981/04-П-B4-000/00000-001-ГП	KE01-B4-000-KD-P-DL-4000-001
2	Остров А. План расположения	UI182981/04-П-B1-000/00000-001-ГП	KE01-B1-000-KD-C-DL-1017-001
3	ЕРС2. План расположения	UI182981/04-П-B2-000/00000-001-ГП	KE01-B2-000-BR-P-DP-1001-001
4	ЕРС3. План расположения	UI182981/04-П-B3-000/00000-001-ГП	KE01-B3-000-BR-P-DP-1001-001
5	ЕРС4. План расположения	UI182981/04-П-B7-000/00000-001-ГП	KE01-B7-000-WB-C-DL-0003-001

Непосредственно в рамках раздела «Генеральный план» были приняты объемно-планировочные решения в соответствии с требованиями норм РК по следующим изменениям и модификациям (см. выше Подраздел 1.1.5.3):

- размещение на Острове D (подъемном острове) объектов Автоматизированной Системы Мониторинга Эмиссий на Стационарных Источниках Выбросов (АЕМС) согласно модификации, **PCN 21025**;
- размещение на Острове А. площадки одиночного металлического модуля длиной 33 м и шириной 7,2 м (клапанной платформы) для организации Дистанционной продувки МКП (Межколонного пространства / затрубного пространства) добывающих скважин Острова А согласно принятой модификации **PR19103**;
- под ранее запроектированный на фазе 1 производственную площадку под «Комплект для испытания на утечку азота» (3 компрессора инструментального воздуха, 1 резервуар для хранения дизельного топлива, 1 блок для генерации N₂; 1 дожимной компрессор) осуществлена на фазе 2 планировка внутривысотных технологических коммуникаций с применением металлических трубопроводов в стационарной их обвязке. Проектные решения приняты на основе модификации **PCN 17050**.

Краткая характеристика основных принципиальных проектных решений Генерального плана представлена ниже.

Изменения и дополнения по прокладке и замене участков межплощадочных технологических коммуникаций и инженерных сетей (кабелей ЭС и КИПиА) к точкам подключения врезкам связанных с заменой и установкой оборудования и приборов, предусмотрены по существующим эстакадам, в существующих лотках, а в отдельных случаях с дополнительным наращиванием металлоконструкций,

добавления опор, участков эстакад и участков лотков/коробов и носят укрупненный характер. Все эти изменения и дополнения в отдельных случаях детально представлены в соответствующих разделах АС, ТХ, ЭС, КИПиА. и др. марок. При этом детальные проектные решения по межплощадочным коммуникациям предусматриваются к разработке отдельными этапами, а также на последующей стадии разработки, рабочей документации.

Основные технические показатели по разделу представлены ниже в общем составе показателей Проекта ТПД 450 МК, в разделе 1.8.

Детальные решения по генеральному плану на объектах изменений, модификаций и дополнительных оптимизаций представлены в Разделе 2 «Генеральный план»

1.4.1.1. Автоматизированная Система Мониторинга Эмиссий на Стационарных Источниках Выбросов (АЕМС)

Объем работ включает размещение на участке факельной Установки 230 НД и ВД Острова D следующих объектов:

- Анализаторное здание В4-230-JA-001;
- Коммуникационный блок-модуль трубопроводной обвязки линий подачи и обратного сброса факельных газов ВД для анализаторного здания;
- Коммуникационные блок-модули инженерных сетей электрообогрева и автоматизации для анализаторного здания.

1.4.1.2. Дистанционная продувка МКП (Межколонного пространства / затрубного пространства)

Границы работ связанные с размещением модуля удаленного доступа для системы продувки МКП на скважинах охватывают участок южной территории острова А, Это район расположения добывающих скважин (Установка 100), на котором размещен куст из 8 добывающих скважин (В1-100-DW-001 по В1-100-DW-008). Во всех скважинах имеется три межколонных пространства (А, В и С), где в настоящее время сброс давления выполняется вручную на производственной площадке

Объемы работ в рамках проекта PR 19103 включают размещение на острове А металлического модуля оснащенного оборудованием, необходимым для обеспечения удаленного доступа для системы продувки МКП на 8 скважинах.

Модуль изготавливается за пределами производственной площадки на производственной базе (по возможности с прямым доступом к Каспийскому морю) и будет перевозиться на Остров А в собранном виде в комплекте со всей трубной обвязкой, установленным электрооборудованием и КИПиА.

Модуль устанавливается на существующую бетонную платформу, имеющее покрытие из сборных железобетонных плит.

Новые кабели КИПиА и системы Пиг (пожар и газ) прокладываются от местной аппаратной к новому модулю в кабельных лотках, установленных на существующих трубных эстакадах и вновь запроектированных.

Для размещения нового Модуля МКП предусмотрены следующие предварительные подготовительные работы:

- изменения параметров участка существующей дороги, примыкающей к крановой платформе, в плане и продольном профиле;
- разборка ограждения протяженностью 12м;
- демонтаж опоры освещения (1шт);
- демонтаж стойки аварийного отключения (1шт);
- временный перенос существующего кабеля.

1.4.1.3. Установка 600. Система получения азота. Модификация комплекта Atlas Copco для проверки на утечку азота. Фаза 2

Согласно ранее утвержденному Проекту «Обустройство объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Морской комплекс. Модернизация технологических сооружений» на Фазе 1 на площадке вспомогательного острова ЭТК 1 был размещен Комплект Atlas Сорсо (Швеция), предназначенный для испытания на герметичность технологических узлов и для инженерного обеспечения.

В «Комплект для испытания на утечку азота» входило следующее оборудование, в виде БКУ контейнерного типа:

- 3 компрессора инструментального воздуха;
- 1 резервуар для хранения дизельного топлива;
- 1 блок для генерации N₂;
- 1 дожимной компрессор;
- Временные межблочные шланговые соединения.

Задачей настоящего проекта стало на последующей фазе 2, в рамках модификации PCN17050 «Комплект для испытания на утечку азота. Фаза 2» предусмотреть проектные решения в соответствии с требованиями норм РК по замене входящих в комплект Atlas Сорсо шланговых соединений на постоянную трубопроводную обвязку на основе металлических труб для обеспечения целостности объекта и распределительного коллектора для проверки утечки N₂.

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 МК охватывают все обе задачи проекта, направленные на:

- устранение / расшивку узких мест (УУМ) по пропускной способности на существующих объектах обустройства МК 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..

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

Составы разделов, которые приняли участие в разработке проектных решений по объектам изменений и модификаций, в т.ч. раздел ТХ, представлены выше в Табл. №1.1.5.3.2 и №1.1.5.3.3.

Технологические решения, направленные непосредственно на УУМ и тем самым на повышение производительности установок, приняты по 8 –и установкам МК из всех 11-и (УУМ + эффективность), см. выше Табл. №1.1.5.2..

Технологические решения, направленные на повышение эффективности в управлении и контроле параметров, на повышение надежности и доступности, а также на по внедрению лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности, обеспечивающих повышение уровня безопасных условий эксплуатации, приняты по 7 –и установкам из всех 8-и (по повышению эффективности), см. выше Табл. №1.1.5.3..

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

- по PCN's 14;
- eMOC's 16.

По всем изменениям и модификациям, за исключением модификации PR 18023 «Установка камер SPYNEL от NGH на Морских объектах. Остров D. EPC 3 и EPC 4», приняты проектные решения по разделу ТХ.

Данные изменения и модификации затронули на Морском комплексе следующие технологические сооружения:

- Эксплуатационный технологический комплекс Острова D,
- буровые центры EPC 3, и буровой центр, Остров А.

В целом Технологические решения по модификациям и изменениям, включая решения по УУМ и по повышению эффективности, приняты по 10-ти установкам из 11-ти (кроме Установки 990. Система видеонаблюдения):

- Установка 100. Устья добывающих скважин;
- Установка 110. Устья нагнетательных скважин;
- Установка 130. Манифольд. Эксплуатационный коллектор № 1, 2;
- Установка 200. Установка сепарации нефти (Модули 5, 18);
- Установка 360. Установка компримирования газа мгновенного испарения (Модули 3, 4, 16);
- Установка 310. Система дегидратации газа (Модули 6, 20);
- Установка 365. Установки обратной закачки газа RGI (Модули 1, 2);
- Установка 380. Регенерация гликоля;
- Установка 230. Факельная система;
- Установка 600. Система получения азота;

На объектах Морского комплекса наращивание добычи нефти обеспечивается за счет:

- существующих резервных мощностей действующего оборудования двух технологических линий Установки сепарации нефти (Установка 200) с проектной производительностью 225 тыс. барр. нефти /сут. на каждой при суммарной производительности двух линий, обеспечивающих частичную стабилизацию нефти объемом 450 тыс. барр. нефти /сут., см. выше Табл. 1.3.2.1-1;
- существующих резервных мощностей действующего оборудования технологической установки по подготовке газа, трех технологических линий Установки осушки газа (Установка 310) с проектной производительностью по 150 тыс. экв. барр. нефти /сут. на каждой, 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 МК, на период ОПР были задействованы проектные мощности не с полной их загрузкой, с 17% резервом;
- 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 Морского комплекса.

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

1.4.2.1. PCN 22004. Замена дроссельных клапанов на скважинах добывающего блока EPC3

На эксплуатируемых скважинах Кашагана установлены одиночные дроссельные клапаны, каждый со своим коэффициентом потока Cv и техническими характеристиками, специально разработанными для определенной производительности скважин. Дебит скважины контролируется этим дроссельным клапаном. Эти клапаны с электроприводом приводятся в действие дистанционно из системы управления DCS.

С целью повышения добычи на месторождении до планового уровня или поддержания уровня добычи на месторождении в случае выхода на ППР отдельных скважин да других добывающих центрах была осуществлена замена дроссельных клапанов на скважинах (KE03-04; KE03-06) добывающего блока EPC 3:

- замена дроссельного клапана B3-1000-HCV-316 на скважине добывающего блока, KE03-04;
- замена дроссельного клапана B3-1000-HCV-416 на скважине добывающего блока, KE03-06.

Установка новых дроссельных клапанов позволит повысить производственный потенциал добывающего блока EPC-3 дополнительно на 5 тыс. баррелей в сутки для обеих скважин.

1.4.2.2. PCN 19055. Замена дроссельных клапанов на устье нагнетательных скважин DW-010, DW-009, DW-024 и DW-026.

Для поддержания предела ДНЗ (предел Давления нагнетания на забое) в 821 бар изб. каждая нагнетательная скважина оборудована дроссельным клапаном, который регулирует давление в верхней части скважины с помощью контроллера давления напора НКТ (THP - Tubing Head pressure), чтобы ограничить давление на устье скважины.

Проблема заключается в следующем:

в рамках наращивания добычи нефти до 450 тысяч баррелей в сутки предусматривается модернизация компрессоров для закачки сырого газа новыми высокопроизводительными узлами. Производительность новых компрессоров RGI составит ~18,2 млн куб.м в сутки при расчетных условиях января при давлении нагнетания 683 бар изб. Однако увеличение расхода увеличивает перепад давления в существующих дроссельных клапанах на DW-010, DW-009, DW-024 и DW-026 в диапазоне от 3 до 8,5 бар изб. Это в свою очередь приведет к снижению давления напора НКТ, а следовательно, мощность закачки газа будет ограничена.

Для достижения и поддержания более высоких темпов закачки необходимо увеличить настройки скважин.

Увеличение дебита закачиваемого газа за счет снижения перепада давления на дроссельных клапанах при том же давлении в нагнетательном манифольде и мощности турбин компрессора закачки газа предложено достигнуть при условии замены действующих дроссельных клапанов на скважинах DW-009, DW-010, DW-024 и DW-026:

- Замена дроссельного клапана B4-1000-PCV-109 на устье нагнетательной скважины DW-010 (КВД-10 / KED-10);
- Замена дроссельного клапана B4-1000-PCV-099 на устье нагнетательной скважины DW-009 (КВД-12 / KED-12);
- Замена дроссельного клапана B4-1000-PCV-249 на устье нагнетательной скважины DW-024 (КВД-11 / KED-11);
- Замена дроссельного клапана B4-1000-PCV-269 на устье нагнетательной скважины DW-026 (КВД-10 / KED-10).

При осуществлении замены дроссельных клапанов с целью достижения забойного давления нагнетания 821 бар на скв.: DW-009, DW-010, DW-011, DW-024 и DW-026 отдельной модификацией (**еМОС 21498**) предусмотрено увеличение уставки высоко интегрированной системы защиты от избыточного давления скважины (HIPPS) с 15 до 20 бар выше нормального устьевого давления.

1.4.2.3. PCN 20032, Модернизация каплеотбойных сепараторов HP 200-VN-101/201 Установки сепарации нефти

Для будущего расширения добычи 450 тыс. баррелей в сутки необходимо повышение производительности каплеотбойных сепараторов 200-VN-101/201.

Поставщиком оборудования LLC Sulzer Chemtech для повышения производительности каплеотбойных сепараторов 200-VN-101/201 предлагается решение по замене следующих внутренних устройств:

- Каплеотбойник (SMS-Swirdeck-ID:1800мм);
- Первичный сетчатый туманоуловитель (KM-P 9797/7/8007 RND-4/4- ID: 1800мм (Primary Knitemsh));
- Устройство ввода потоков газа в колонны (GIVSB Schoepentoeter Plus -ID: 1800мм);
- Вторичный сетчатый туманоуловитель (KM-P 9032 SKM-4/4- ID: 1800мм (Secondary Knitemsh));
- Опорное кольцо для вторичного туманоуловителя (BR Tension Ring ID: 1800мм (For Secondary Knitemsh)).

Внутренние устройства каплеотбойных сепараторов 200-VN-101/201 от Компании LLC Sulzer Chemtech, позволяют снять гидравлические ограничения при повышении производительности сепаратора.

1.4.2.4. PCN20102, PCN20110, eMOC23603, eMOC23606, eMOC23607, eMOC23609 - Модернизация трубопроводов жидкостных линий и регулирующих клапанов сепараторов ВД и СД установки сепарации нефти

На Морском комплексе D расположены 2 технологические линии сепараторов Установки 200, каждая из которых состоит из трех ступеней (ВД, СД и НД).

На рисунке 1.4.3.-1 приведена принципиальная схема Установки 200, где показаны ступени сепарации ВД, СД

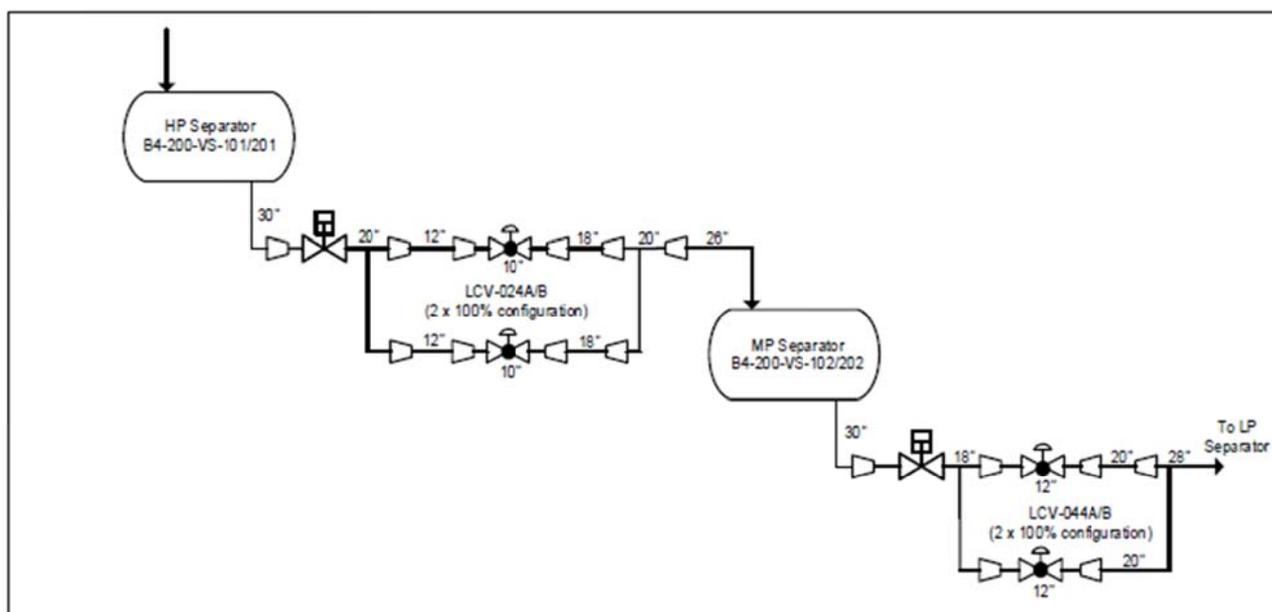


Рисунок 1.4.3-1 Принципиальная схема установки сепарации нефти.

Одним из ограничений, требующих модернизации, являются жидкостные трубопроводы от сепараторов ВД и СД, а также регулирующие клапаны, расположенные на этих трубопроводах. При увеличении темпов добычи до 450 тыс. баррелей нефти в сутки они подвержены выходу из строя из-за потенциальной эрозии, коррозии или вибрационного разрушения, которые сокращают их оставшийся срок службы и не соответствуют будущей производительности в 450 тыс. баррелей нефти в сутки.

Объем работ в рамках этой модернизации представлен в таблице 1.4.3 -1

Таблица 1.4.3.-1 Объем работ по модернизации жидкостных линий сепараторов ВД и СД

Модернизация линий сепаратора ВД	Модернизация линий сепаратора СД
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Замена участков трубопровода LTCS до и после клапанов 2001/2-LCV-024A/B (спецификация 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Замена участков трубопровода LTCS до и после клапанов 2001/2-LCV-044A/B

Модернизация линий сепаратора ВД	Модернизация линий сепаратора СД
<p>D17/B17) на эквивалентную трубу спецификации D31/B28.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Замена запорной арматуры на аналогичные из КСС; Компоновка DB&B перед 2001/2-LCV-024A замене на модульную DB&B. ▪ Замена регулирующих клапанов 2001/2-LCV-024A на клапан из коррозионно-стойкого сплава Alloy 718 с более толстыми тарелками, пропускной способностью Cv равный 456. 	<p>(спецификация B17/A17) на эквивалентную трубу спецификации B28/A28.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Замена запорной арматуры на аналогичные из КСС. ▪ Замена регулирующих клапанов 2001/2-LCV-044A на клапан из коррозионно-стойкого сплава Alloy 718 с более толстыми тарелками, пропускной способностью Cv равный 870.

Технологические схемы и схемы КИПиА представлены на чертежах:

- KE01-B4-200-KD-R-HP-0017-001-PR20110_X01,
- KE01-B4-200-KD-R-HP-0017-003-PR20102_D01,
- KE01-B4-200-KD-R-HP-0017-005-PR20110_X01,
- KE01-B4-200-KD-R-HP-0017-007-PR20102_D01.

Технические характеристики заменяемых регулирующих клапанов представлены в документах KE01-B4-000-KD-I-TD-5078-000_R03 и KE01-B4-000-KD-I-TD-5081-000_R03.

1.4.2.5. eMOC 24292 Оптимизация давления в сепараторе ВД установки сепарации нефти

Одним из узких мест в технологической схеме подготовки добытой нефти на Морском комплексе м/р Кашаган при увеличении темпов добычи до 450 тыс. баррелей нефти в сутки, являются существующие и установленные на острове D сепараторы ВД (B4-200-VS-101/201), работающие с проектными режимными параметрами рабочего давления согласно паспортной характеристике – 9,5 МПа.

С целью устранения выявленного узкого места предусматривается модификация по устранению гидравлического ограничения, создаваемое за счет сепараторов ВД. Данная модификация заключается в переводе проектного режима эксплуатации Морских сепараторов ВД (B4-200-VS-101/201) с параметром нормального рабочего давления в 95 бар на режим их эксплуатации с повышением рабочего давления до 97 бар. Потенциал этого предложения базируется на фактической паспортной характеристике данного оборудования, в которой заложено расчетное давление равное 131 бар.

В соответствии требований «Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением» была проведена экспертиза по определению безопасной эксплуатации сепараторов высокого давления B4-200-VS-101/201 при увеличении рабочего давления до 10.0 МПа.

Экспертиза проводилась Аттестованной организацией ТОО «Олимп Ойл Сервисез», имеющей Аттестат на право проведения работ в области промышленной безопасности (Экспертное заключение №2021-09/01 и №2021-09/02).

Результаты проведенной экспертизы, расчёты допускаемого внутреннего избыточного давления и допускаемой толщины стенки сосудов допускают увеличение рабочего давления до 10 МПа.

Повышение параметра рабочего давления на сепараторах ВД морского комплекса позволяет решить задачу не только достижения пропускной способности существующих технологических линий подготовки нефти на МК до 450 тыс. баррелей. нефти/сутки, но и одновременно достигнуть значительного снижения содержания H₂S в сыром газе, поступающем на газовые технологические линии УКПНиГ. Тем самым достигается также дополнительная цель - снижение нагрузки по подготовке и переработке сероводородсодержащего газа на УКПГ, позволяющее в целом увеличить и ее пропускную способность.

Технологические схемы и схемы КИПиА сепараторов высокого давления B4-200-VS-101/201 представлены на чертежах:

- : KE01-B4-200-KD-R-HP-0017-001_R46;
- KE01-B4-200-KD-R-HP-0017-005_R44.

1.4.2.6. eMOC 18191. Модернизация регулирующих клапанов коллектора конденсата ВД установки сепарации нефти

На коллекторе сбора конденсата ВД к сепаратору СД установлены регулирующие клапаны 2001-PCV-16A/B (линия 1) и 2002-PCV-58A/B (линия 2).

Запорная часть клапана представляет собой многоходовой лабиринт типа «дисковый набор» с отверстиями размером 1x1 мм. Эта конструкция необходима для контроля энергии жидкости и предотвращения повреждения клапана.

Опыт эксплуатации показывает, что происходит периодическое засорение клапанов, а также клапаны не способны пропускать поток при повышенных технологических режимах.

При увеличении темпов добычи до 450 тыс. баррелей нефти в сутки необходимо заменить регулирующие клапана 2001-PCV-16A/B и 2002-PCV-58A.

Произведенные расчёты показывают на необходимость замены существующих клапанов на клапаны большего диаметра, а также новая запорная часть будет иметь размеры входного отверстия для потока 3x4 мм, что увеличит площадь пути потока в 12 раз и уменьшит потенциальное засорение.

На Рис. 1.4.3-2 показаны участки модификаций по коллектору сбора конденсата ВД на технологической линии 1. На технологической линии 2 – аналогичные решения.

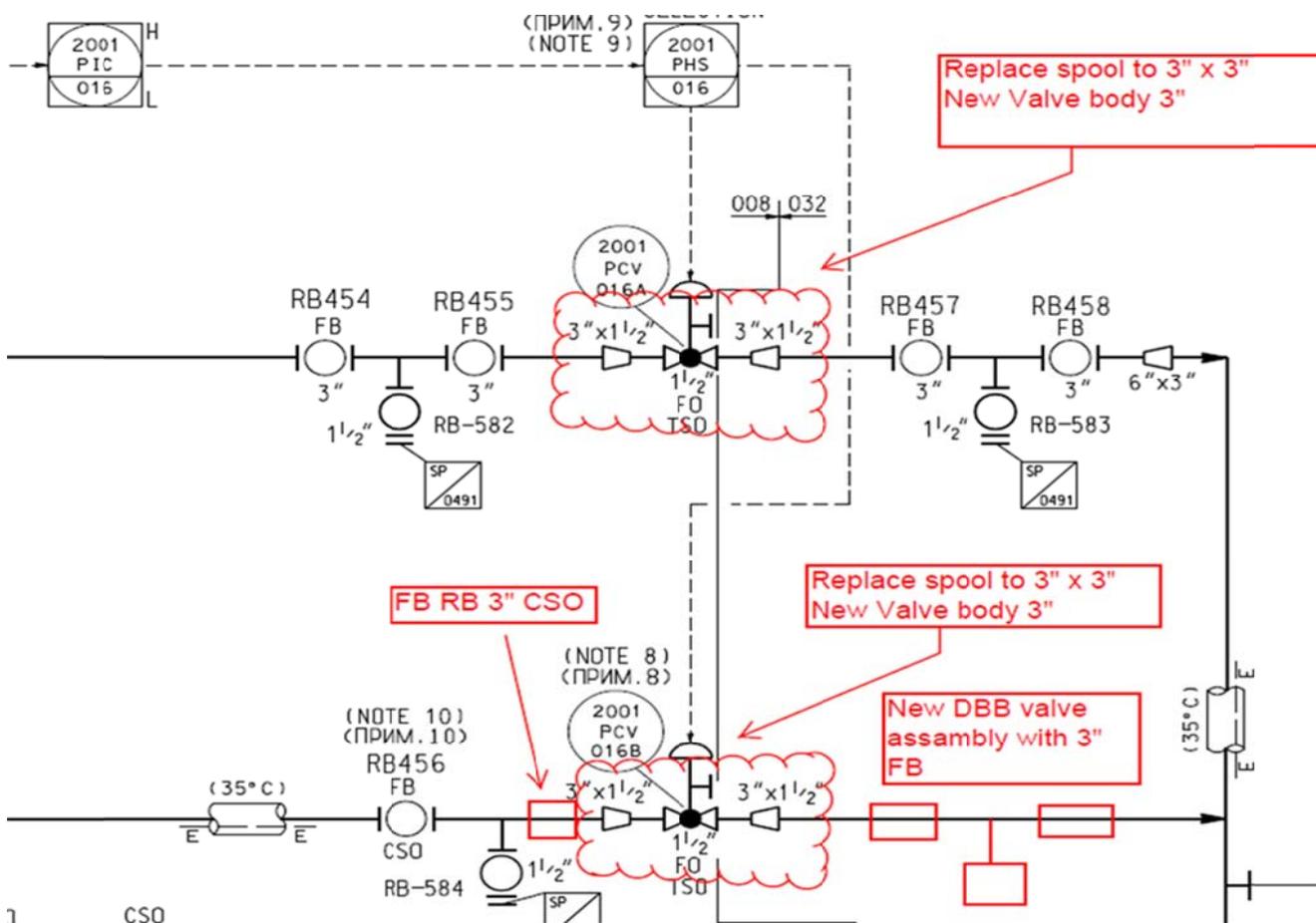


Рисунок 1.4.3-2. Модификаций по коллектору сбора конденсата ВД на технологической линии 1.

Выполненные модификации:

1. На технологической линии 1:
 - Замена клапана-регулятора 2001-PCV-016A/B с большей пропускной способностью, на Ду 3" и успокоителя перед регулирующим клапаном;

- Модификация трубной обвязки (на входе и выходе устанавливаемых новых запорных арматур) для замены 4-х запорных арматур с Ду 3" с установкой двойной запорной арматуры для технического обслуживания 2001-PCV-016A/B;
2. На технологической линии 2:
- Замена клапана-регулятора 2002-PCV-058A/B с большей пропускной способностью, на Ду 3" и успокоителя перед регулирующим клапаном;
 - Модификация трубной обвязки (на входе и выходе устанавливаемых новых запорных арматур) для замены 4-х запорных арматур с Ду 3" с установкой двойной запорной арматуры для технического обслуживания PCV-058B.

1.4.2.7. PCN 20002. Замена входных линий предохранительных клапанов PSV сепараторов СД и НД установки сепарации нефти

Объем работ в рамках этого изменения представлен ниже в таблице 1.4.3-2 Данные изменения предусмотрены для повышения производительности до 450 тыс. баррелей в сутки.

Таблица 1.4.3-2 Объем работ по замене входных линий предохранительных клапанов

Замена входных линий PSV сепаратора СД	Замена входных линий PSV сепаратора НД
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Восстановление запасного предохранительного клапана; т.е. вернуть конфигурацию PSV на N+1 (с 5+0 на 4+1). ▪ Увеличение размера входной линии сепаратора СД с 6" до 10". ▪ Замена двойного блока впускной линии PSV и выпускного устройства на одинарный модульный клапан DB&B. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Восстановление запасного предохранительного клапана; т.е. вернуть конфигурацию PSV на N+1 (с 4+0 на 3+1). ▪ Увеличение размера входной линии сепаратора НД с 6" до 10". ▪ Замена двойного блока впускной линии PSV и выпускного устройства на одинарный модульный клапан DB&B.

На рисунке 1.4.3-2 представлен объем работ по замене входных линии предохранительных клапанов сепаратора СД.

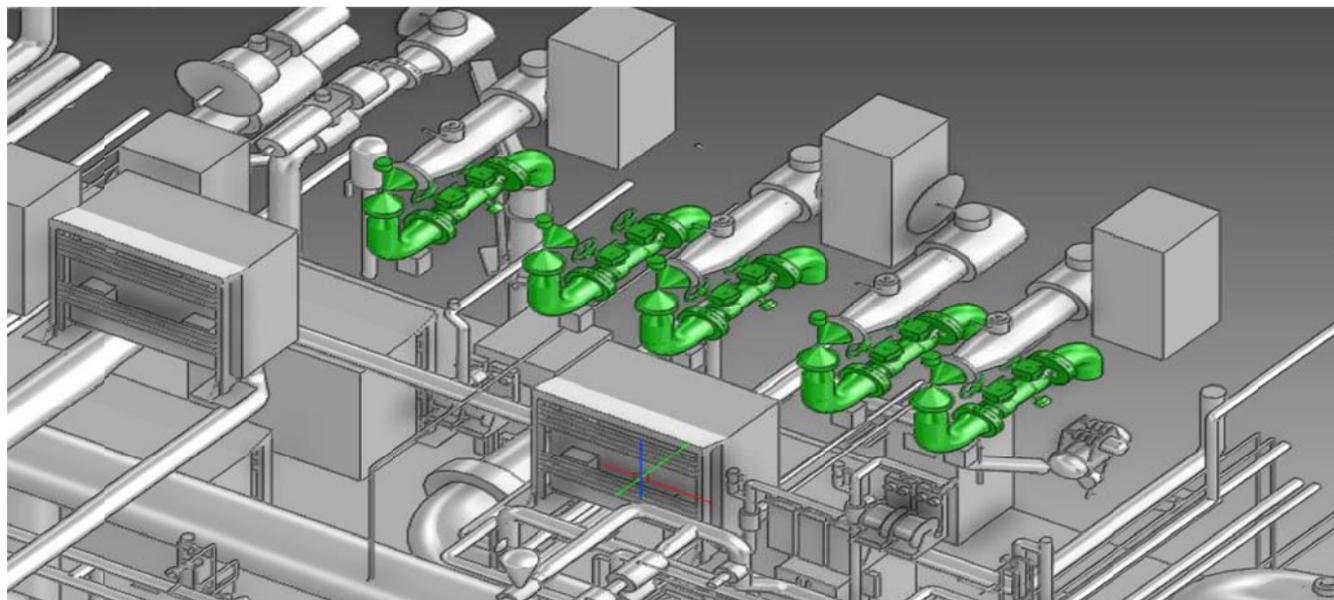


Рисунок 1.4.3.-2 Входные линии предохранительных клапанов сепаратора СД

На рисунке 1.4.3.-3 представлен объем работ по замене входных линии предохранительных клапанов сепаратора НД.

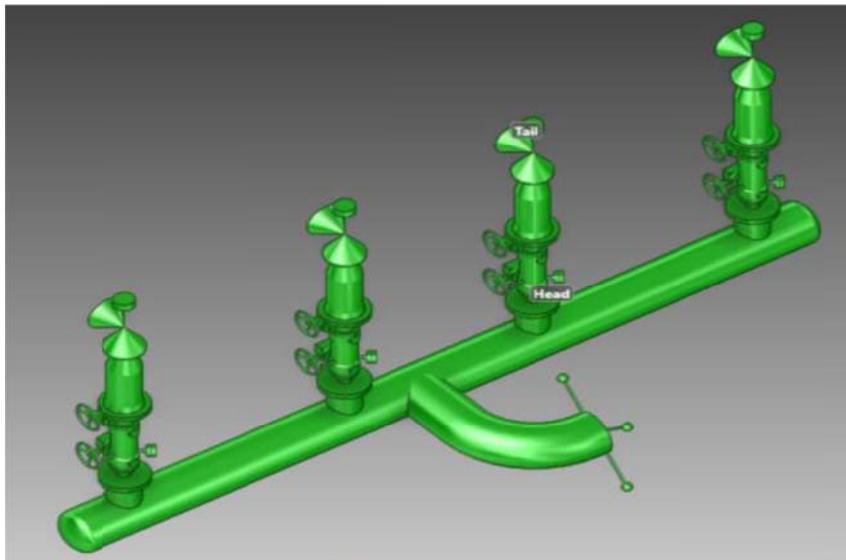


Рисунок 1.4.3.-3 Входные линии предохранительных клапанов сепаратора НД

Из-за нехватки места установка существующих клапанов DBB (двойной запорно-спускной клапан) невозможна (см. Рис 1.4.3-4). Поэтому применены модульные двойные запорно-спускные клапаны (MDDB):

- Максимальные межфланцевые размеры СД МДДБ – 1020 мм.
- Максимальные габариты НД MDDB – 1120 мм.

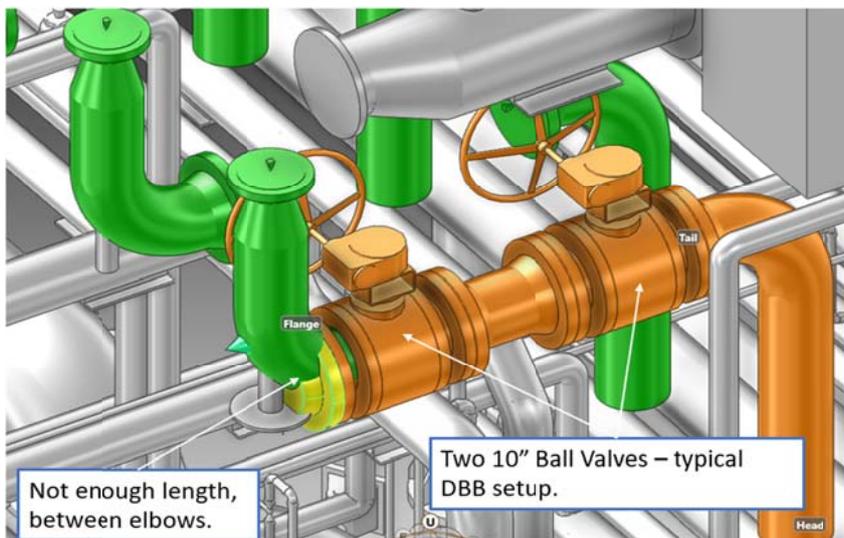


Рисунок 1.4.3-4. Двойной запорно-спускной клапан (DBB)

1.4.2.8. PCN 18092, eMOC 17767, PCN 22301. Модернизация оборудования ТЭГ Установки 310

Для будущего расширения добычи 450 тыс. баррелей в сутки необходимо повышение производительности оборудования установки осушки газа.

Данной модификацией осуществлена замена внутренних устройств каплеотбойных сепараторов и колонн осушки газа / Контакторов на устройства компании LLC Sulzer Chemtech, которые имеют меньшее гидравлическое сопротивление и более развитую поверхность массообменные, что обеспечивает большую их производительность.

В аппаратах заменены следующие внутренние устройства:

1. Каплеотбойный сепаратор 310-VN-101/201/301:

- Туманоуловитель с плетеной сеткой (KM 9798-GLYCOL VKRr-4/4).
- Входное распределительное устройство (GIVS Schoepentoeter);

2. Контактор ТЭГ 310-VJ-101/201/301:

Массообменная насадка (MellapackPlus 252.Y);

- Каплеотбойник (MKS Support Plate);
- Опорное кольцо (BR Tension Ring);
- Входной трубопровод ТЭГ(LTE Elbow);
- Входное распределительное устройство ТЭГ (VKR2FM Distributor).

На Рис. 1.4.3-5 показан принципиальный объем замены в оборудовании Установки 310 на примере линии дегидратации 200.

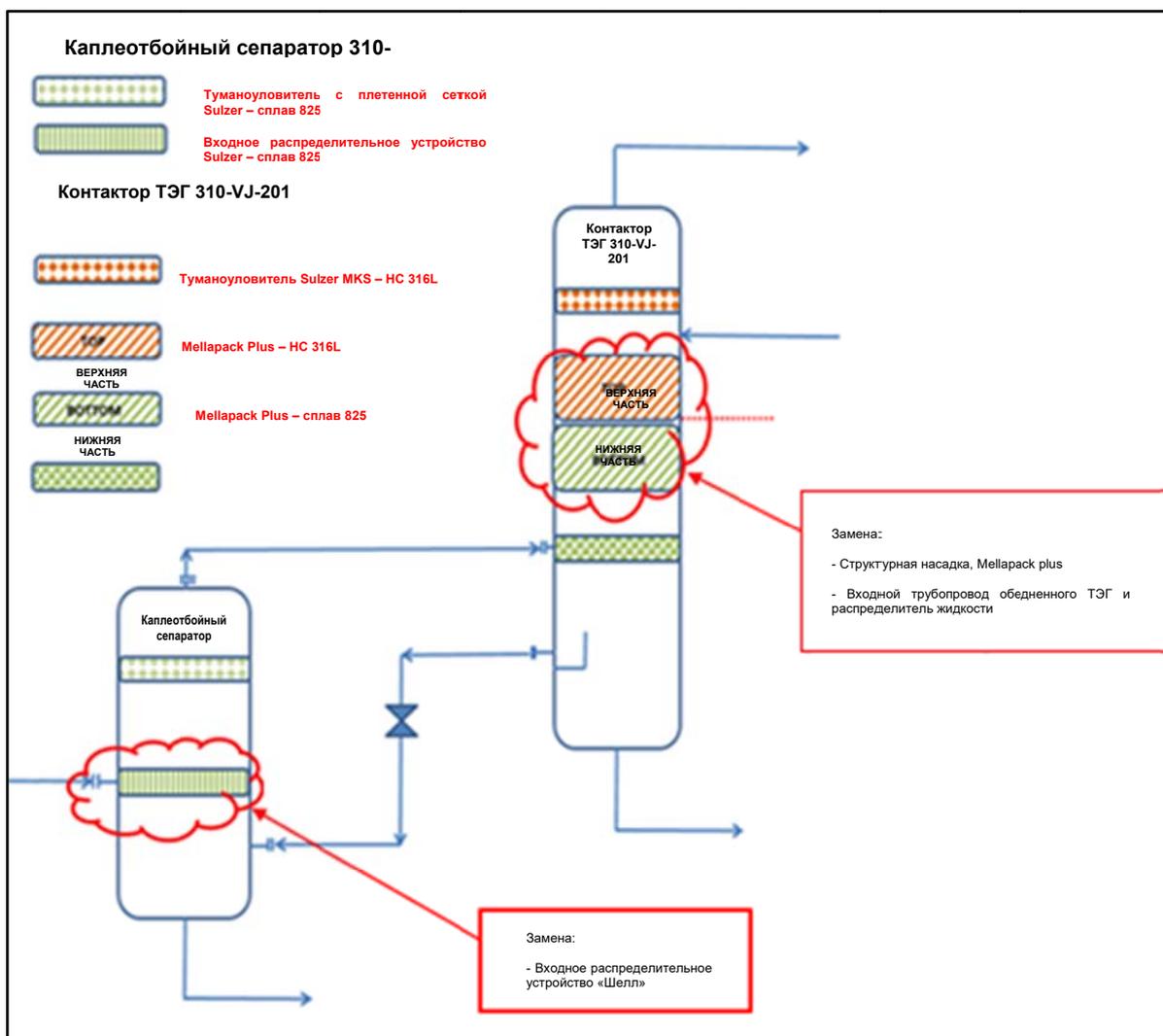


Рисунок 1.4.3-5 Заменяемые части Каплеотбойного сепаратора и Контактора ТЭГ Установки 310.

Конденсат от газосепараторов В4-310-VN-101/201/301 поступает в коллектор сбора конденсата ВД. На трубопроводах слива конденсата из газосепараторов установлены регулирующие клапана диаметром 25 мм, пропускной способностью Cv 3, с затвором типа направляемой сетки.

Опыт эксплуатации показывает, что происходит периодическое засорение клапанов, а также клапаны не способны пропускать поток при повышенных технологических режимах.

Для наращивания темпов добычи до 450 тыс. баррелей нефти в сутки модификацией **еМОС 17767** «Замена и модификация LCV-024 и LCV-064 - Увеличение Cv и предотвращение закупорки»

предусмотрена замена регулирующего клапана В4-3101/2/3-LCV-024 на трубопроводах конденсата от газосепараторов В4-310-VN-101/201/301 с увеличенной пропускной способностью. Принципиальное решение по замене клапана LCV-024 на линии сброса конденсата ВД с газового сепаратора В4-310-VN-101/201/301 01 в коллектор сбора конденсата НР показан на Рис. 1.4.3-6.

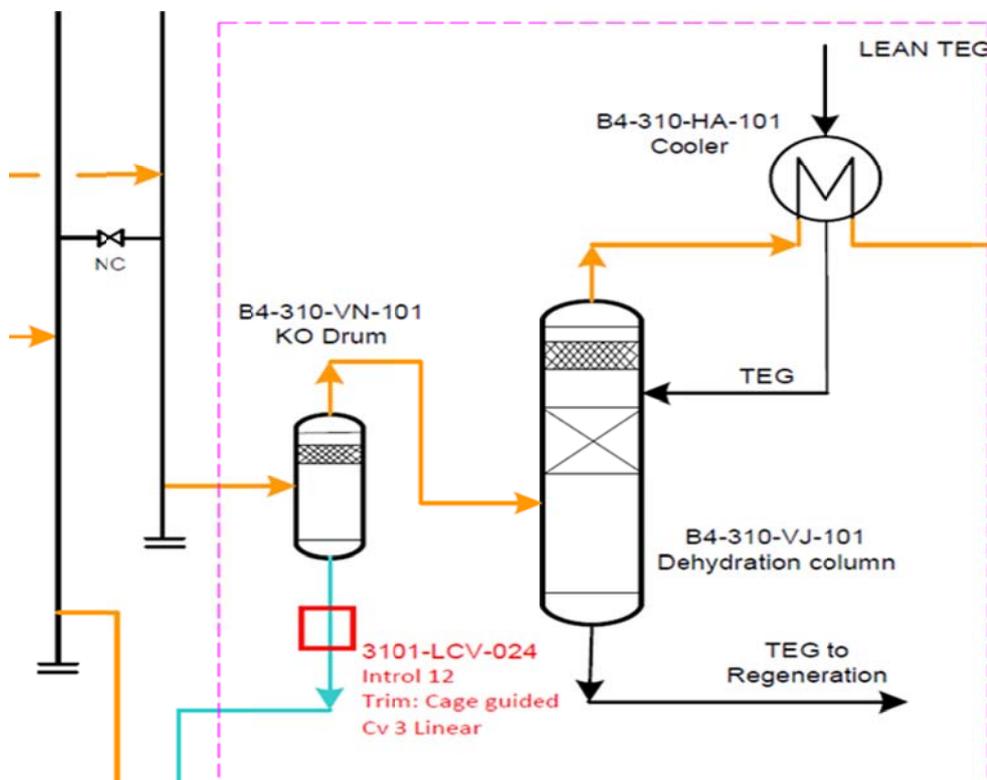


Рисунок 1.4.3-6. Замена клапана LCV-024 на линии сброса конденсата ВД с Каплеотбойного сепаратора

Произведенные расчёты показывают на необходимость замены существующих клапанов на клапаны плунжерного типа, пропускной способностью Cv 3 диаметром 50 мм.

Модификацией **PR22301** для увеличения производительности коллектора осушенного газа на НК системы сепарации ВД в условиях увеличения темпов добычи до 450 тыс. баррелей нефти в сутки заменен существующий клапан 3100-PCV-014В 12" на клапан 3100-PCV-014В 18"

На коллекторе осушенного газа системы сепарации ВД к камере пуска скребка В4-190-VL-002 применена двухдиапазонная система регулирования подачи осушенного газа на НК.

Резервный клапан 3100-PCV-014А регулирует расход в диапазоне 50-100% (рассчитан на расход 690 000 ст. м3/ч).

Новый основной клапан 3100-PCV-014В регулирует расход в диапазоне 0-50% (рассчитан на расход 1 050 000 ст. м3/ч), что обеспечит достаточную пропускную способность для работы в переходном режиме, возникающем при отключении установки обратной закачки газа.

1.4.2.9. **еМОС 17767 и РСН 18060. Модернизация регулирующих клапанов LCV-064 на Установке 360**

Установка компримирования газа мгновенного испарения (ГМИ) предназначена для сжатия газа, поступающего от сепараторов СД и НД до давления, необходимого для дальнейшего компримирования газа на компрессорах НСГ Установки 365. Процесс сжатия ГМИ осуществляется последовательно в две ступени. На первой ступени газ поступает от установок сепарации НД, где дожимается до давления всаса, необходимого для второй ступени. Вторая ступень компримирования ГМИ обеспечивает требуемое давление на всасе для компрессорных установок НСГ.

В состав Установки 360 входят три технологические линии 100/200/300 компримирования ГМИ, расположенных на технологических Модулях 3,4,16. Каждый Модуль включает в себя компрессорную

установку, в состав которой входит двухступенчатый центробежный компрессор с газотурбинным приводом.

Конденсат от газосепараторов B4-360-VN-103/203 через коллектор сбора конденсата ВД, поступает в линию подачи нефти на вторую ступень сепарации СД технологической линии 100. От конечного газосепаратора B4-360-VN-303 конденсат по сборному коллектору ВД подаётся на линию сепарации СД технологической линии 200.

При увеличении темпов добычи до 450 тыс. баррелей нефти в сутки предусмотрена замена регулирующие клапана B4-3601/2/3-LCV-064 на трубопроводах конденсата от конечных газосепараторов B4-360-VN-103/203/303 в коллектор сбора конденсата НР, см. Рис.1.4.3-7

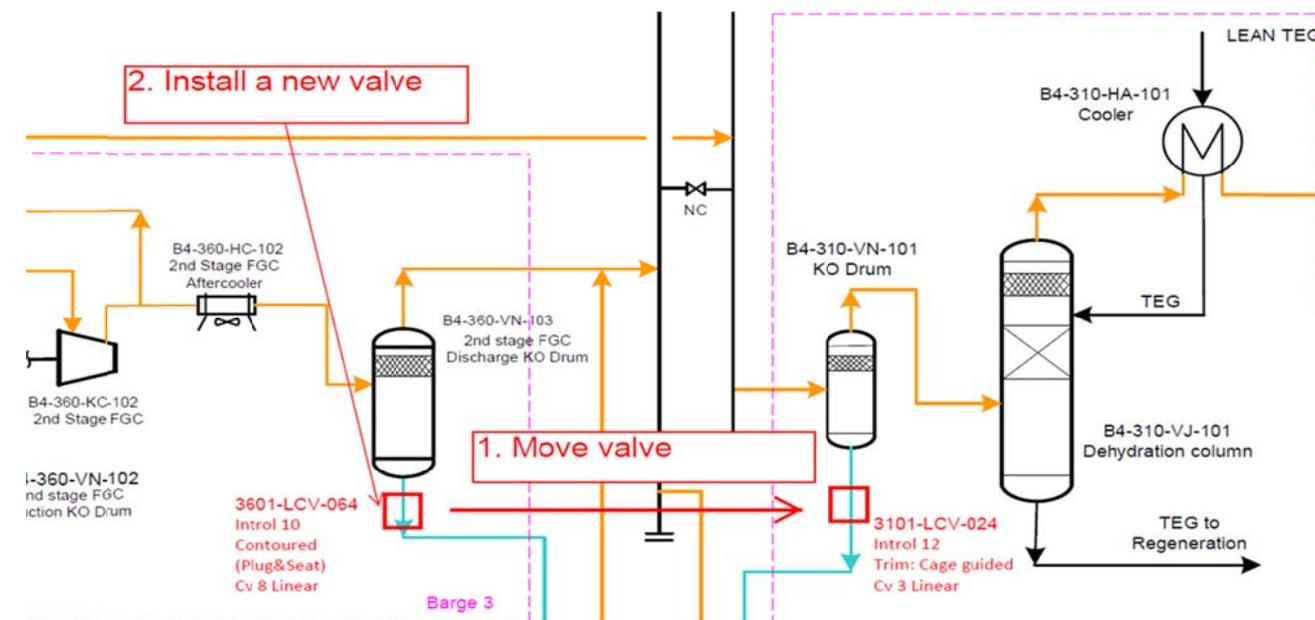


Рисунок 1.4.3-7. Замена регулирующие клапана B4-3601/2/3-LCV-064 на трубопроводах конденсата от конечных газосепараторов

Технические характеристики заменяемых регулирующих клапанов представлены в документах KE01-B4-000-KD-I-TD-0033-000, KE01-B4-000-KD-I-TD-0034-000, KE01-B4-000-KD-I-TD-0077-000, общие виды, которых показаны на Рис. 1.4.3-8

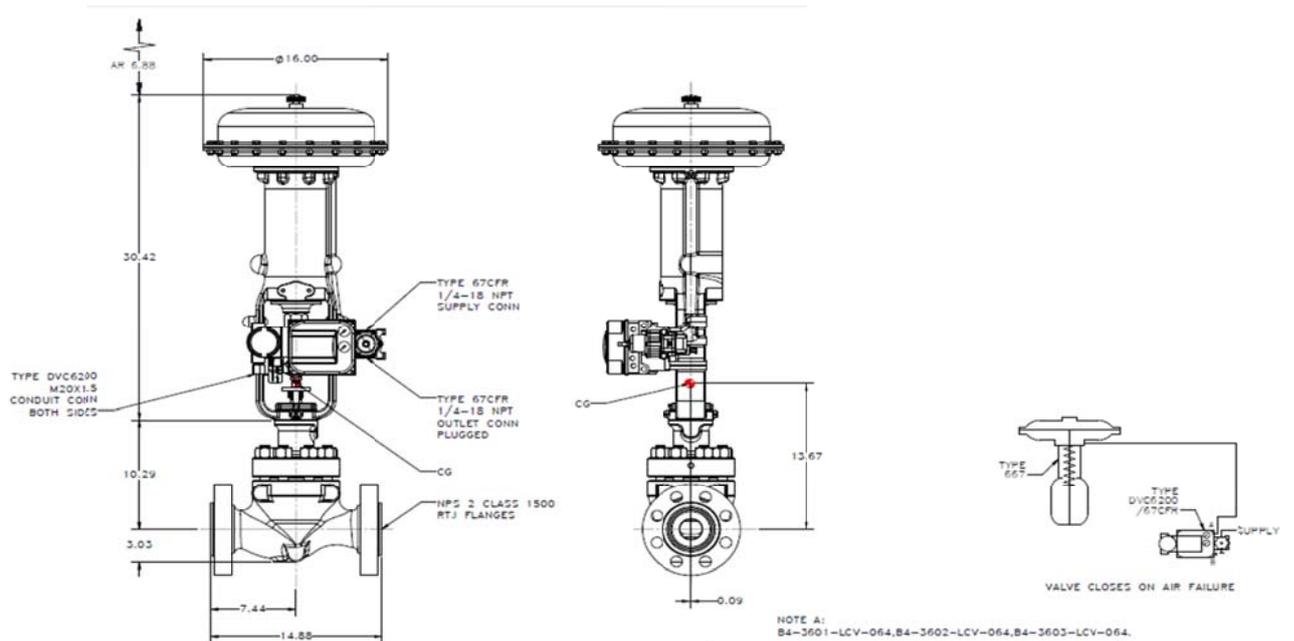


Рисунок 1.4.3-8. Чертеж общего вида клапанов B4-3601-LCV-064, B4-3602-LCV-064, B4-3603-LCV-064

1.4.2.10. PCN 20100, PCN 23005. Модернизация компрессоров обратной закачки газа

Целью модернизации является повышение производительности компрессоров ЗСГ, установленных на Острове D, путем полной замены кассет компрессоров первой, второй и третьей ступеней для каждой из двух технологических ниток ЗСГ.

Результатом будет увеличение пропускной способности двух технологических линий ЗСГ с 440 млн станд. куб. футов/сут. (12,5 млн. ст. м³/сут.) до 668 млн станд. куб. футов/сут. (18,9 млн. ст. м³/сут.).

Изначальные компрессоры были спроектированы для давления нагнетания 760 бар, в то время как более поздние фактические данные по добыче из коллектора позволили определить потребность в более низком давлении нагнетания компрессора. Причиной этому стояло то, что при давлении нагнетания в устье скважины (WHIP) 645 бар достигается максимально допустимое давление для защиты пласта коллектора от гидроразрыва, что ограничило работу компрессоров при более низком давлении нагнетания от проектного. Фактически эксплуатация ведется при давлении нагнетания на компрессорах 660-680 бар., что создало запас по напору на 12% выше проектного, однако отодвинуло рабочую точку от точки наилучшего КПД компрессора.

Модернизируемая конструкция компрессора, разработанная с учетом требований к более низкому давлению и с использованием современных компрессорных технологий, обеспечит гораздо более эффективную конструкцию с высоким КПД и значительное увеличение объемов закачки газа при условии максимальной производительности, которую можно закачать.

Основные принципы эксплуатации компрессоров ЗСГ заключаются в том, что наиболее преобладающее рабочее давление должно быть установлено на уровне 680 бар атм. с возможностью эксплуатации компрессора при повышенном давлении нагнетания максимум до 705 бар от обоих технологических ниток ЗСГ, что обеспечит увеличение пропускной способности двух технологических линий ЗСГ с 12,5 млн. ст. м³/сут. до 18,9 млн. ст. м³/сут..

Основной объем работ по модернизации модулей компрессоров ЗСГ заключается в замене их корпусов и переборке всех трех ступеней двух существующих компрессорных технологических линий ЗСГ на острове D. Подробный объем работ включает в себя следующее:

- полную замену компрессорных кассет;
- модификацию основной технологической трубной обвязки всасывания и нагнетания и фланцевого соединения компрессора 1 ступени;
- модификацию основной технологической трубной обвязки всасывания и нагнетания и фланцевого соединения компрессора 2 ступени;
- модификацию основной технологической трубной обвязки всасывания и нагнетания и фланцевого соединения компрессора 3 ступени;
- замену противопомпажного клапана 2 ступени;
- замену противопомпажного клапана 3 ступени;
- замену отверстия подачи смазочного масла на каждом входе подшипника в рамках модификации системы смазочного масла с корректировкой номинальных показателей производительности и напора насосного оборудования (PL1+3) и модификацией насоса аварийной подачи смазочного масла в систему B4-365-PA-123 (PL 3) с заменой двигателя;
- замену отверстия подачи уплотнительного газа на каждом корпусе компрессора в рамках модификации системы уплотнительного газа на СГДУ КС с заменой панелей управления DGS;
- настройку противопомпажной системы;
- модернизация клапанов ESV и EDV с целью повышения их надежности и доступности.:

Принципиальная технологическая схема компримирования ОЗГ приведена на чертеже. KE01-B4-365-NP-R-HF-0001-000.

Технологические схемы и схемы КИПиА установки компримирования сероводородсодержащего газа, Линия 100 и Линия 200, представлены в документе KE01-B4-PNPM01A-C03-0001-001-PR20100_003 на чертежах SOK0885951 sh.1÷sh.10.

Опросные листы заменяемых компрессоров представлены в документе KE01-B4-PNPM01A-D03-0006-000-PR20100_004.

В разделе «Технологические решения» детально представлены основные параметры работы компрессорной установки ОЗГ в условиях повышения ее производительности на этапе наращивания добычи нефть до уровня 450 тыс. барр./сут..

С целью оптимизации эксплуатации компрессорных установок при повышении производительности в рамках модификаций были детально рассмотрены режимы работы RGI при различных сценариях внешних факторов и их сочетаний как окружающей среды, так и свойств сырого газа поступающего на компрессора, относящихся к изменениям по молекулярной массе, вариантам нагнетания 700 бар и вариантам запуска.. В целом рассмотрено 16 режимных случаев.

Были учтены:

- Условия на входе в Модуль, Зима: Давление/температура: 9,285 бар / 44,4 °С;
- Условия на входе в Модуль, Лето: Давление/температура: 9,283 бара / 50 °С;
- Давление нагнетания баржи. Давление: 68 МПа бар.

Увеличение расхода газа при снижении давления приводит к увеличению скорости газа в патрубках на корпусе компрессора. В связи с этим все патрубки на корпусе компрессора спроектированы для безопасной эксплуатации в пределах проектных ограничений (менее или равно 35 м/с).

Увеличение площади сечения патрубка требует увеличения размеров фланца патрубка. Изменение фланцев требует модификации существующих соединений трубных катушек с компрессорами.

Характеристика входных и выходных патрубков компрессорной установки представлена в таблице 1.4.3.-

Таблица 1.4.3.-3. Характеристика входных и выходных патрубков компрессорной установки

Патрубки	КС-101/201		КС-102/202		КС-103/203	
	Впуск	Нагнетание	Впуск	Нагнетание	Впуск	Нагнетание
	дюйм	дюйм	дюйм	дюйм	дюйм	дюйм
Существующие	8	6	4 1/16	4 1/16	4 1/16	3 1/16
	ANSI12500	ANSI12500	API10000	API10000	API15000	API15000
Модернизированные	9	7 1/16	5 1/8	5 1/8	4 1/16	4 1/16
	API10000	API10000	API10000	API10000	API15000	API15000

1.4.2.11. PCN 23004. Модернизация анализаторов влажности морского комплекса с заменой существующих анализаторов Ametek (модель 3050 OLV) на новый анализатор от Spectra Sensor (на базе TDLAS)

На острове D установлено 7 поточных анализаторов для мониторинга влажности технологической среды с целью контроля коррозии и образования гидратов. Анализаторы, поставляемые Ametek (модель 3050 OLV), регулярно выходят из строя из-за более высокого переноса гликоля, чем ожидалось в исходном расчете.

С момента пуска анализаторы большую часть времени работали со сбоями из-за различных проблем, например, переноса гликоля, повреждения сенсора, повреждения электронных компонентов и т.д. Компоненты приходилось менять во многих случаях.

Точное измерение влажности технологического газа имеет решающее значение для защиты компрессоров ЗСГ и коллектора осушенного газа от коррозии и образования гидратов. Для эксплуатации чрезвычайно важно знать влажность газа, поступающего в компрессоры ЗСГ и на экспортный трубопровод. Раннее выявление может снизить риск, связанный с коррозией коллектора осушенного газа и образованием гидратов на модулях ЗСГ, что в конечном итоге может привести к задержке добычи из-за недоступности компрессоров ЗСГ и коллектора осушенного газа.

При надежных результатах измерения с поточных анализаторов, отбор проб вручную можно сократить с еженедельного до ежеквартального. Это позволит снизить риск воздействия в сфере ОЗТОС (сероводорода) на операторов при ручном отборе проб газа.

После изучения новых технологий измерения влажности планируемой модификацией предусматривается применить новые анализаторы влажности Spectra Sensor вместе с соответствующей системой подготовки проб (СПС) и шкафами системы понижения давления.

В новых анализаторах используется другая технология (в существующих анализаторах Ametek используется технология на базе кристаллов кварца; в новых анализаторах Spectra Sensor используется абсорбционная спектрометрия с перестраиваемым диодным лазером) и на их работу не влияют загрязнение и коррозионные вещества, поскольку поток газа не касается сенсора. Требуется меньше времени для обслуживания данного анализатора в отличие анализатора Ametek, и любой перенос жидкости можно легко промыть без необходимости замены сенсора (для Ametek требовалась замена сенсора в случае загрязнения).

В соответствии с выбором концепции принято решение о замене на линии ТЭГ 100/300 и замене/модернизации на линии ТЭГ 200, экспортном трубопроводе и на входном коллекторе ЗСГ (3 комплектных установки анализаторов с системой предварительной подготовки и подготовки проб).

Объем работ по замене анализаторов представлен в таблице 1.4.3.-4

Таблица 1.4.3-4. Объем работ по замене анализаторов

Местоположение	Существующие анализаторы	Предлагаемая модификация
1	2	3
Основной коллектор ЗСГ	B4-3100-AT-002A	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Существующие анализаторы Ametek демонтируются на позициях: B4-3100-AT-002A, B4-3100-AT-002B, B4-3100-AT-002C вместе с пунктом понижения давления и шкафом для подготовки проб (функционировали по мажоритарной логике 2 из 3). ▪ Установка одного нового анализатора влажности Ss2100i-1 с абсорбционной спектрометрией с перестраиваемым диодным лазером производства Spectra Sensor с новой системой подготовки проб и нового шкафа понижения давления в замен существующих анализаторов Ametek на позиции B4-3100-AT-002A
Технологическая линии ТЭГ200 Установки осушки газа	B4-3102-AT-032,	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Демонтаж существующего анализатора кварцевого типа Ametek 3050OLV ▪ Установка нового анализатора влажности Ss2100i-1 с абсорбционной спектрометрией с перестраиваемым диодным лазером производства Spectra Sensor с новой системой подготовки проб и нового шкафа понижения давления в замен существующего анализатора Ametek на позиции B4-3102-AT-032с
Технологические линии ТЭГ100 и ТЭГ300 Установки осушки газа	B4-3101-AT-032, B4-3103-AT-032	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Существующий анализатор кварцевого типа Ametek 3050OLV производства Ametek будет демонтирован на позициях B4-3101-AT-032 и B4-3103-AT-032; ▪ Существующий шкаф понижения давления и шкаф анализатора будут использоваться для ручного отбора проб/подтверждения результатов в химической лаборатории.

Местоположение	Существующие анализаторы	Предлагаемая модификация
1	2	3
Экспортный трубопровод высокосернистого осушенного газа	B4-3100-AT-003	<ul style="list-style-type: none"> Демонтаж существующего анализатора кварцевого типа Ametek 3050OLV. Установка нового анализатора влажности анализатора Ss2100i-1 с абсорбционной спектрометрией с перестраиваемым диодным лазером производства Spectra Sensor в замен существующего анализатора Ametek на позиции B4-3100-AT-003 с использованием существующего шкафа понижения давления и существующей системы подготовки проб

Технический лист данных анализаторов влажности представлен в документе KE01-B4-310-SN-I-TD-0001-000-PR23004 (см. раздел КИПиА).

1.4.2.12. PCN 19103. Стравливание давления МКП (Межколонное пространство) скважин Острова А в удаленном режиме

Планируемая модификация на Острове А предусматривает дистанционную продувку Межколонного пространства / затрубного пространства (МКП) добывающих скважин по аналогичному варианту, принятому на ЕРС 2,3 и ЕРС 4.

Проблема заключается в том, что на Острове А не предусматривают возможности дистанционного стравливания давления из МКП, а осуществляется с помощью местной панели управления, при этом доступ на Остров А ограничен и может быть доступным группе производственных операций только в периоды высокого уровня моря. При этом самый продолжительный период низкого уровня моря, в течение которого движение между островами затруднено, составляет 347 ч (исторические данные). Условно существующая системы стравливания на Острове А представлена на Рис. 1.4.3.-9.

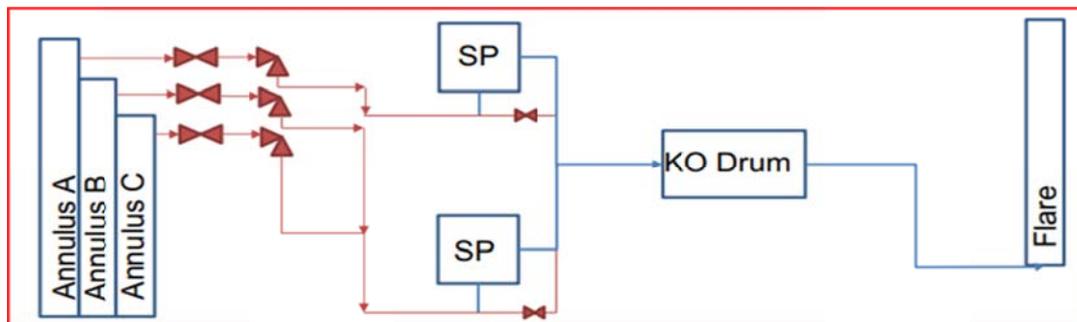


Рисунок 1.4.3-9. Существующая система стравливания на Острове А

Невозможность стравливания давления в МКП из-за ограниченного доступа на Остров А может привести к достижению критического давления в МКП.

При возрастании давления в МКП до значения, достаточного, чтобы сломать башмак обсадной колонны или вызвать разрушение / разрыв обсадной колонны или разрушение устьевых уплотнений, происходит потеря первичной герметичности (ППГ), и пластовые флюиды устремляются на поверхность.

Данное изменение позволит предотвратить отказ скважинных барьеров при превышении предельного давления в МКП скважин..

Для чтобы не допустить приостановку добычи на Острове А, которая может произойти в результате превышения предельного давления в МКП в процессе открытия скважины и наращивания дебита скважины существует производственная необходимость обеспечить систему дистанционного сброса давления и продувки для Острова А, чтобы группа производственных операций могла оперативно контролировать все параметры скважин Острова А.

Система дистанционной продувки МКП скважин Острова А представляет собой копию схемы для островов ЕРС2/3/4 в целях согласованности, однако различаются в части средств управления задвижками (штуцерная задвижка + шибберная задвижка): задвижки островов ЕРС управляются ПЛК для отбора проб, а задвижки Острова А приводятся в действие системой РСУ.

Предлагаемая модификация системы продувки межколонного пространства (МКП) скважин Острова А соответствует проверенной технологии дистанционной продувки МКП островов ЕРС и предусматривает:

- Демонтаж существующей системы ручной продувки МКП скважин Острова А с целью переоборудования в систему дистанционной продувки;
- Установка дистанционно управляемых шибберных задвижек на МКП А/В/С, всего 24 шт.;
- Установка двойных запорно-спускных клапанов между электромагнитным клапаном и шибберной задвижкой, а также двойных запорно-спускных клапанов между шибберной задвижкой и штуцерной задвижкой, всего 48 клапанов;
- Замена существующих НКТ МКП А/В/С на трубу диаметром 2 дюйма до штуцерной задвижки и на трубу диаметром 3 дюйма до кольцевого продувочного и пробоодборного коллекторов;
- Замена существующих НКТ общего коллектора диаметром 12 мм на трубу диаметром 3 дюйма;
- Монтаж линий продувки азотом с клапанами для коллектора МКП А;
- Монтаж линий продувки азотом с клапанами для общего коллектора МКП В/С;
- Подсоединение коллектора продувки МКП А к факельному / дренажному коллектору, проходящему в обход существующей панели отбора проб;
- Подсоединение общего коллектора продувки МКП В/С к факельному / дренажному коллектору, проходящему в обход существующей панели отбора проб;
- Монтаж коллекторов подачи и возврата гидравлической жидкости.

Все вновь устанавливаемое оборудование дистанционной продувки МКП скважин Острова А предусмотрено выполнить в виде Модуль дистанционного управления продувки МКП (клапанной платформы) с размещением в нем всего оборудования, трубной обвязки, систем КИПиА и электроснабжения.

Модуль представляет собой одиночный металлический модуль длиной 33 м и шириной 7,2 м, полностью оснащенный, с оборудованием, необходимым для обеспечения удаленного доступа для системы продувки МКП на 8 скважинах. При этом полный вес модуля составляет 150 т со всем оборудованием, в т.ч вес металлоконструкций – 42 т.

Принципиальная технологическая схема стравливания давления МКП устья скважины представлена на чертеже KE01-B1-100-KD-R-HF-0132-001-PR19103.

План расположения трубопроводов и оборудования площадки устьев скважин представлен на чертежах KE01-B1-100-JG-P-DA-0001-001-PR19103, KE01-B1-100-JG-P-DA-0002-001-PR19103, KE01-B1-100-JG-P-DA-0003-001-PR19103.

1.4.2.13. PCN 21025. Внедрение автоматизированных систем мониторинга эмиссий на стационарных источниках выбросов

Согласно новому Экологическому кодексу РК (ст.418, п.16), крупные предприятия, в т.ч. НКОК Н.В., обязаны оснащать источники выбросов автоматизированными системами (АСУ) для непрерывного мониторинга выбросов и дальнейшей онлайн-передачи данных в базу данных государственного мониторинга.

Система мониторинга осуществляет измерения содержания загрязняющих веществ в воздухе и физических параметров выхлопных/входящих газов на факелах (H₂S, CO₂, CS₂, меркаптаны), расход, плотность, давление, температуру.

Система мониторинга 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 NCOC NV в государственную базу данных

Приборы и анализаторы АСМ должны быть установлены на факельных установках Морского комплекса (остров D):

- B4-230-FC-001 Морская факельная установка ВД;
- B4-230-FC-002 Морская факельная установка НД.

Принципиальная блок-схема морской АСМВ представлена ниже на Рис. 1.4.2.- 10

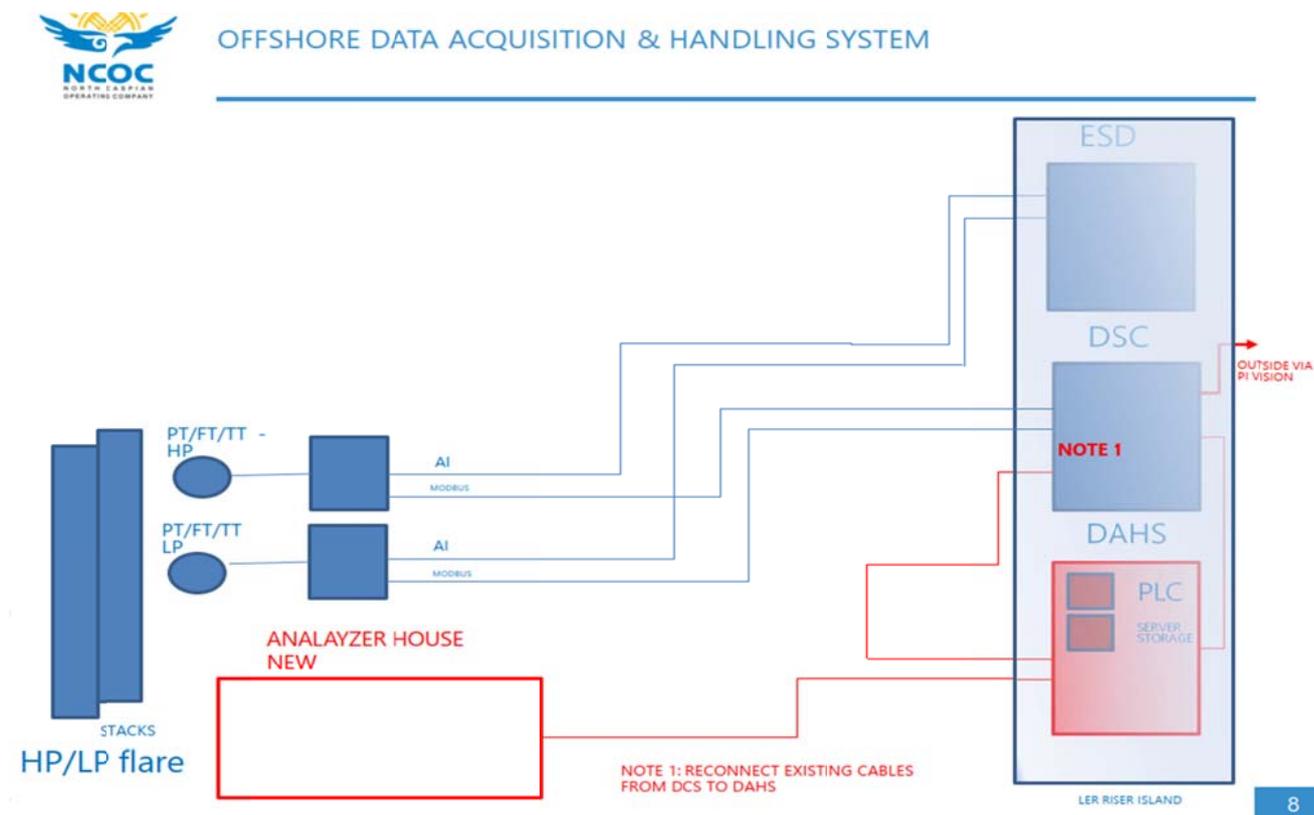


Рисунок 1.4.2.-10 Блок-схема морской системы АСМВ.

Принципиальная схема размещения элементов Системы мониторинга эмиссии от стационарных источников выбросов представлена на Рис. 1.4.2-10а.

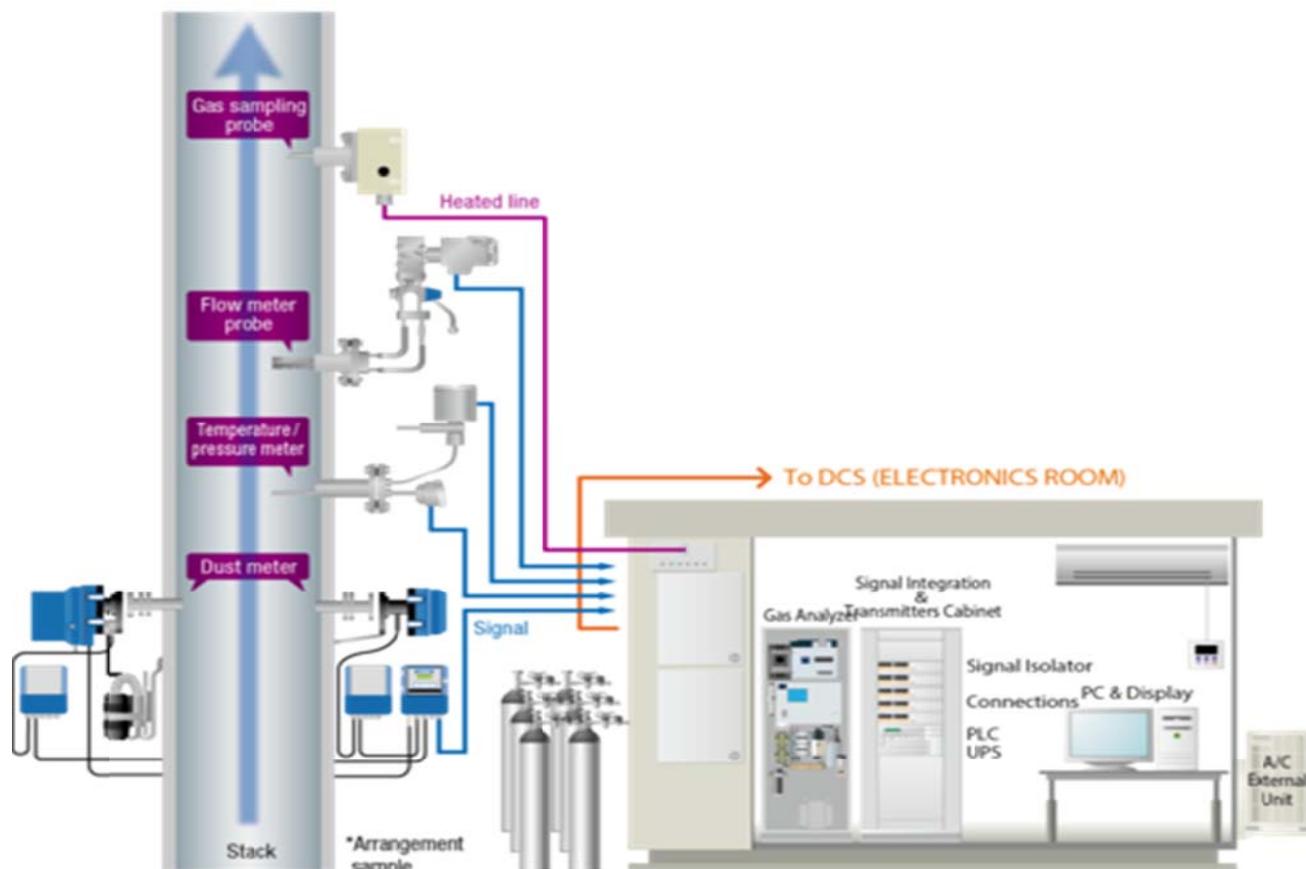


Рисунок. 1.4.2-10а. Принципиальная схема Системы мониторинга эмиссий от стационарных источников выбросов

АСМВ (Автоматизированная система мониторинга выбросов от стационарных источников) позволит также:

- 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.

Весь сбор и вся обработка собранной информации по выбросам осуществляется во вновь установленном аналитическом здании В4 -230-JA-001, блочно-контейнерного типа.

1.4.2.13.1. Модификации на Морском факеле ВД.

Два патрубка диаметром 2 дюйма с двойной изоляцией должны быть установлены на факельной линии от факельного сепаратора для облегчения отбора проб факельного газа в новый блок-бокс анализатора,

в котором будут размещены новые анализаторы для измерения H₂S, CS₂, COS, меркаптанов и плотности.

Установка патрубков производится по методу «Холодные» врезки» в существующие линии на установке 230 В4-2300-BD-004-46"-A11-WN (TP007/ TP008) на факельных линиях ВД подъемного острова.

Точки подключения TP 009/TP010 на факельном коллекторе ВД представлены на технологической схеме и схеме КИПиА KE01-B4-230-KD-R-HP-0024-002-PR21025.

1.4.2.13.2. Модификации на Морском факеле НД.

Два патрубка диаметром 2 дюйма с двойной изоляцией должны быть установлены на факельной линии от факельного сепаратора для облегчения отбора проб факельного газа в новый блок-бокс анализатора, в котором будут размещены новые анализаторы для измерения H₂S, CS₂, COS, меркаптанов и плотности.

Установка патрубков производится по методу «Холодные врезки» в существующие линии на установке 230 В4-2300-BD-003-36"-A04-WN (TP009/ TP010) на факельных линиях НД подъемного острова

Точки подключения TP 009/TP010 на факельном коллекторе НД представлены на технологической схеме и схеме КИПиА KE01-B4-230-KD-R-HP-0024-004-PR21025.

1.4.2.14. PCN 23005. Модернизация нескольких клапанов ESV и EDV

С момента запуска объектов Кашагана в 2016 году на морских и береговых технологических объектах NCOC наблюдалось множество отказов EDV/ESV. Отказ аварийного клапана значительно повышает риск для людей и имущества из-за того, что он не открывается/закрывается по требованию во время аварийного останова с активацией продувки.

Частичная неготовность систем разгерметизации и останова не соответствует проектным требованиям и приводит к потенциальному обострению аварийной ситуации.

Временные альтернативные продувочные мероприятия (способы) не предназначены для продувки (как аварийной системы) и приводят к небезопасному состоянию установок.

Альтернативные меры по разгерметизации предусматривали вмешательство человека.

В ходе проведенного комплексного анализа причин отказов сделаны следующие выводы:

- Фланец сальниковой набивки подвергся коррозии из-за неправильного выбора материала, что привело к заклиниванию стержня клапана с корпусом, поскольку контакт фланца сальниковой набивки со средой был неизбежен. Основная причина: Неправильный выбор материала «Углеродистая сталь», что привело к заклиниванию стержня клапана с корпусом. Новый предложенный материал «Сплав 625».
- Вставка седла клапана из ПТФЭ Преждевременный выход из строя, приводящий к контакту металлов с металлами. Основная причина: Неправильный выбор материала «ПТФЭ». Новый предлагаемый материал «РЕЕК» для вставки сиденья.
- Нижний подшипник клапана вышел из строя, когда покрытие из ПТФЭ отслоилось от опорной пластины, что привело к заклиниванию нижнего подшипника. Первопричина: Клеевая технология (покрытие) не пригодна по назначению. Предлагаемая технология «Спекание».
- Прокладка седла на выходе повреждена из-за дефекта предыдущей конструкции, вызывающего чрезмерное давление седла на шар. Основная причина: недостатки предыдущей конструкции. Предлагается седло новой конструкции со «Стопорным кольцом», которое предотвращает выскакивание и повреждение прокладки седла.
- Привод не рассчитан на преодоление нормального (износа) ухудшения состояния с течением времени при необходимом крутящем моменте для правильной работы клапана. Основная причина: неправильные/устаревшие проектные спецификации для определения размеров привода. Исходный коэффициент безопасности составляет 1,25. Предлагаемый коэффициент безопасности 2,0

С учётом анализа и рекомендаций отчетов, чтобы добиться повышения эксплуатационной надежности/доступности и безопасной функциональности приняты решения модернизации существующих клапанов и приводов EDV/EDV.

На установках Морского комплекса газа в целом планируется модернизировать 19 клапанов, заключающаяся в их замене.

Перечень планируемых к модернизации клапанов EDV/ESV на Морском комплексе представлен в Табл. 1.4.3.-5.

Таблица 1.4.3.-5. Объём работ по замене клапанов EDV/ESV

№ п/п	Таг номер клапана	Размер дюйм	Технологическая схема
1	2	3	4
1	B4-3651-EDV-435	3 1/16	KE01-B4-365-NP-R-HP-0002-001_X09
2	B4-3651-EDV-455	3 1/16	KE01-B4-365-NP-R-HP-0002-001_X09
3	B4-3651-EDV-523	2	KE01-B4-365-NP-R-HP-0018-001_X09
4	B4-3651-ESV-401	16	KE01-B4-365-NP-R-HP-0002-001_X09
5	B4-3651-ESV-402	2	KE01-B4-365-NP-R-HP-0002-001_X09
6	B4-3651-ESV-442	1 13/16	KE01-B4-365-NP-R-HP-0002-001_X09
7	B4-3652-EDV-429	4 1/16	KE01-B4-365-NP-R-HP-0002-001_X09
8	B4-3652-EDV-435	3 1/16	KE01-B4-365-NP-R-HP-0002-001_X09
9	B4-3652-EDV-446	7 1/16	KE01-B4-365-NP-R-HP-0002-001_X09
10	B4-3652-EDV-455	3 1/16	KE01-B4-365-NP-R-HP-0002-001_X09
11	B4-3652-EDV-523	2	KE01-B4-365-NP-R-HP-0018-001_X09
12	B4-3652-ESV-401	16	KE01-B4-365-NP-R-HP-0002-001_X09
13	B4-3652-ESV-402	2	KE01-B4-365-NP-R-HP-0002-001_X09
14	B4-3652-ESV-404	6	KE01-B4-365-NP-R-HP-0002-001_X09
15	B4-3652-ESV-442	1 13/16	KE01-B4-365-NP-R-HP-0002-001_X09
16	B4-1300-EDV-513	10	KE01-B4-130-KD-R-HP-0007-004_R31
17	B4-3100-EDV-023	8	KE01-B4-310-KD-R-HP-5055-004_X04
18	B4-3100-ESV-004	18	KE01-B4-310-KD-R-HP-5055-002_R31
19	B4-3802-ESV-053	8	KE01-B4-310-SN-R-HP-2004-001_X05

1.4.2.15. PCN 17050. Установка испытаний на герметичность азотом

По ранее утвержденному Проекту «Обустройство объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Морской комплекс. Модернизация технологических сооружений» на Фазе 1 на площадке вспомогательного острова ЭТК 1 был размещен Комплект Atlas Copco (Швеция), предназначенный для испытания на герметичность технологических узлов и для инженерного обеспечения.

В «Комплект для испытания на утечку азота» входило следующее оборудование, в виде БКУ контейнерного типа:

- 3 блока компрессоров инструментального воздуха;
- 1 резервуар для хранения дизельного топлива;

- 1 блок для генерации N₂;
- 1 блок дожимного компрессора;
- Временные межблочные шланговые соединения.

Дизельные компрессоры азотной установки производительностью 37,3 м³/мин (каждый) создают поток воздуха под рабочим давлением 25 бар направленный в генератор азота. В генераторе азота воздух преобразуется посредством технологического процесса в азот, для испытания на герметичность технологических узлов и инженерного обеспечения острова D. В случае необходимости увеличения испытательного давления в нагнетательных линиях имеется усиливающий компрессор производительностью 51 м³/мин (I ступень) и 37 м³/мин (II ступень), с максимальным рабочим давлением на выходном коллекторе 150 бар.

Принципиальная блок – схема комплекта Atlas Copco для проверки на утечку азота представлена на Рис. 1.4.3.-11.

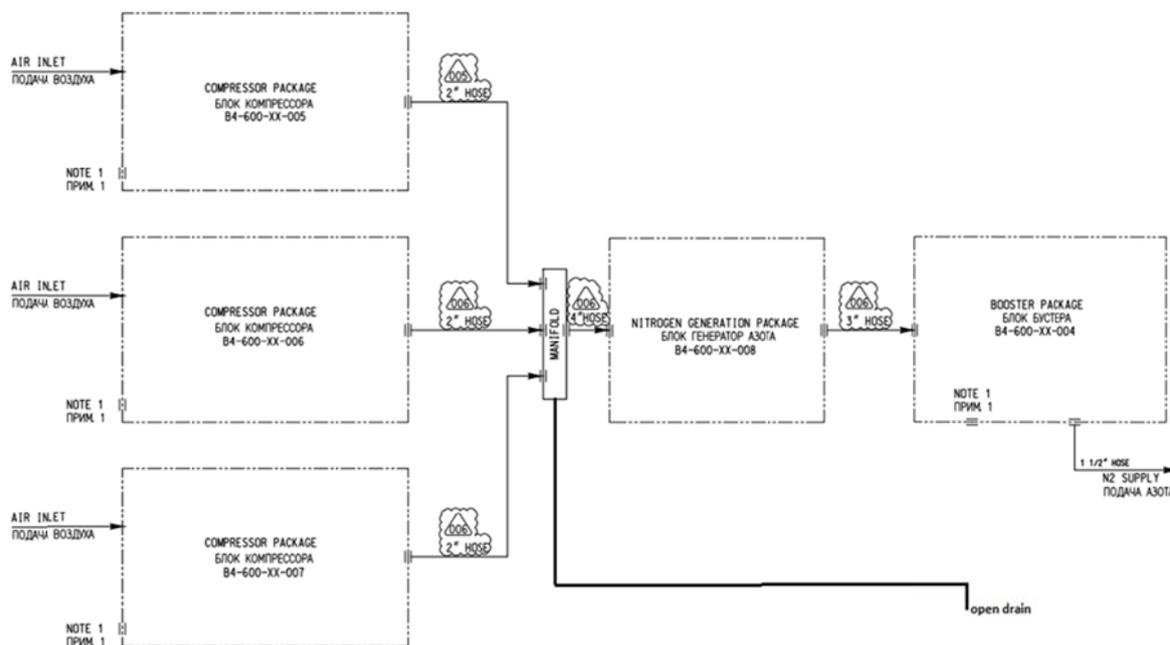


Рисунок 1.4.3.-11. Принципиальная блок – схема комплекта Atlas Copco для проверки на утечку азота

Все пять блоков соединены между собой гибкими шлангами в качестве временного решения.

Задачей настоящего модификации PCN17050 «Комплект для испытания на утечку азота. Фаза 2» предусмотреть проектные решения в соответствии с требованиями норм РК по замене входящих в комплект Atlas Copco шланговых соединений на постоянную трубопроводную обвязку на основе металлических труб для обеспечения целостности объекта и распределительного коллектора для проверки утечки N₂.

Технологическая схема блоков по производству азота высокого давления представлена на чертеже KE01-B4-600-CP-R-NB-0001-001-PR17050.

Принципиальное расположение блоков комплекта Atlas Copco и межблочных трубопроводных коммуникаций на основе постоянной трубопроводной обвязки представлен на Рис. 1.4.3.-12.

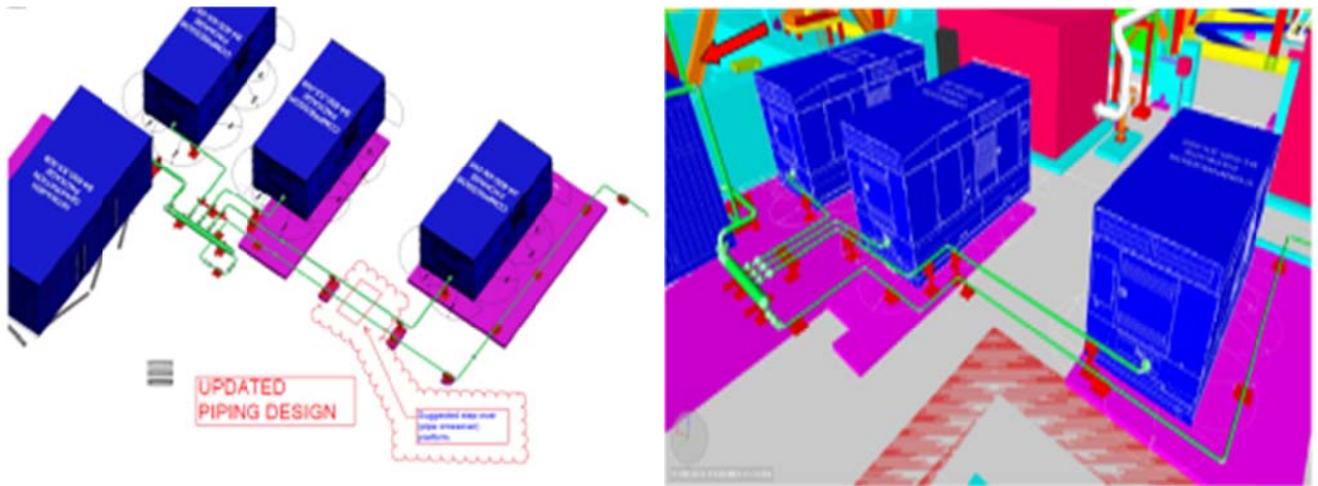


Рисунок 1.4.3.-12. Принципиальное расположения блоков комплекта Atlas Copco и межблочных трубопроводных коммуникаций на основе постоянной трубопроводной обвязке

Планы общего расположения новых жестких трубопроводов представлены на чертежах KE01-B4-600-CP-P-DA-0001-000-PR17050, KE01-B4-600-CP-P-DA-0002-000-PR17050, KE01-B4-600-CP-P-DA-0003-000-PR17050 и KE01-B4-600-CP-P-DA-0004-000-PR17050.

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 Морском комплексе

1.4.3.1. Исходные данные для принятия архитектурно-строительных решений

Расчетный срок эксплуатации искусственных сооружений составляет 40 лет.

Расчетная отметка, принятая в проекте - Каспийский нуль (КН).

- Каспийский нуль определен от Балтийского нуля (БН) и равен БН-28,00 м;
- Проектный уровень моря равен КН+0,8 м;
- Уровень морского дна в районе Блока D равен КН-3,2 м;
- Уровень морского дна в районе Блока А равен КН-3,4 м;
- Класс гидротехнических сооружений - I.

Основанием фундаментов всех наземных сооружений является насыпной грунт из отсортированного известняка, добываемого в карьере Аташ вблизи пос. Баутино.

Известняк обладает следующими характеристиками:

- удельная плотность - 1,85 – 2,40 т/м³,
- насыпная плотность в сухом состоянии - 1,75 т/м³,
- угол внутреннего трения - 35 градусов,
- сцепление - 20 КПа.

При проектировании сооружений и строительных конструкций в основу были приняты следующие расчетные данные:

- Климатический район строительства IVг
- Минимальная зимняя температура наружного воздуха --38°С;
- Средняя температура наиболее холодной пятидневки --24°С;
- Максимальная температура теплого периода года - +45°С;
- снеговая нагрузка на грунт для I снегового района по НТП РК 01-01-3.1(4.1)
- 0.8 кПа;
- ветровое давление для IV ветрового района по НТП РК 01-01-3.1(4.1)
- 0.7 кПа;
- Сейсмичность 6 баллов.

На территории Морского комплекса построены здания, навесы, открыто устанавливаемое технологическое оборудование, этажерки, трубопроводные и кабельные эстакады,

Принятые объемно-планировочные решения обеспечивают безопасную эксплуатацию запроектированных зданий и сооружений.

Уровень ответственности всех зданий и сооружений - I (повышенный).

Степень огнестойкости зданий и сооружений на территории - II.

1.4.3.2. Объекты изменений и модификаций, по которым велась разработка архитектурно-строительных решений.

Объемно-планировочные и конструктивные решения принимались по следующим объектам:

- PR 19103. Установка 100. Дистанционная система сброса и продувки добывающих скважин Острова А;
- PR 18023. Установка 990. Установка камер видеонаблюдения;
- PCN 17050. Установка 600. Модификация комплекта Atlas Сорсо для проверки на утечку азота;
- PCN 21025. Установка 230. Факельная система. Автоматизированная Система Мониторинга Эмиссий на Стационарных Источниках Выбросов (АEMS).

1.4.3.3. PR 19103. Установка 100. Дистанционная система сброса и продувки добывающих скважин Острова А;

Для реализации модификации, связанная с организации дистанционной продувки МКП добывающих скважин Установки 100, в разделе проекта «Архитектурно-строительные решения» запроектирована платформа-модуль и эстакады, которые будут располагаться на существующей крановой площадке Острова А.

Существующая подкрановая площадка состоит из сборных железобетонных плит толщиной 500 мм, опирающихся на секции сборных железобетонных тавровых стен.

Платформа с размерами в плане на отм.109.190 7.2 x 3.2 м и выступающей частью по оси 1 -1.0 x4.8м.

Конструкции платформы предназначена для установки и обслуживания технологического оборудования.

Данная пространственная металлическая конструкция состоит из системы стоек, балок, вертикальных и горизонтальных связей, покрыта металлическим настилом.

Стойки платформы устанавливаются на секции сборных железобетонных тавровых стен крановой площадки.

Эстакады запроектированы из металлических прокатных профилей. Фундаменты из сборного ж/бетона.

Материал фундаментов бетон $C_{25/30}$ на сульфатостойком портландцементе, арматура класса S 400.

Для перехода кабелей под дорогой запроектированы каналы размерами в сечении 0.6x0.35 м и 0.4x0.35 м. Каналы запроектированы из монолитного бетона кл. $C_{16/20}$.

Для выхода кабелей запроектированы каналы из сборных ж/бетонных элементов.

Материал бетон $C_{25/30}$ на сульфатостойком портландцементе, арматура класса S 400

Существующая подкрановая площадка состоит из сборных железобетонных плит толщиной 500 мм, опирающихся на секции сборных железобетонных тавровых стен.

Платформа с размерами в плане на отм.109.190 7.2 x 3.2 м и выступающей частью по оси 1 -1.0 x4.8м.

Конструкции платформы предназначена для установки и обслуживания технологического оборудования.

Данная пространственная металлическая конструкция состоит из системы стоек, балок, вертикальных и горизонтальных связей, покрыта металлическим настилом.

С одной стороны платформы устанавливаются лестничные марш. Платформа, лестничные марши и площадки имеют ограждение высотой 1,25м.

Стойки платформы устанавливаются на секции сборных железобетонных тавровых стен крановой площадки.

Эстакады запроектированы из металлических прокатных профилей. Фундаменты из сборного ж/бетона.

Материал фундаментов бетон $C_{25/30}$ на сульфатостойком портландцементе, арматура класса S 400.

Для перехода кабелей под дорогой запроектированы каналы размерами в сечении 0.6x0.35 м и 0.4x0.35 м. Каналы запроектированы из монолитного бетона кл. $C_{16/20}$.

Для выхода кабелей запроектированы каналы из сборных ж/бетонных элементов.

Материал бетон $C_{25/30}$ на сульфатостойком портландцементе, арматура класса S 400.

1.4.3.4. PR 18023. Установка 990. Установка камер Spynel от HGH на морских объектах

В данном проекте предусматривается установка видеокамер наблюдения на острове D, острове EPC 3 и EPC-4.

1.4.3.4.1. Остров D .

Установка видеокамеры на острове D предусматривается на крыше существующего жилого модуля 12.

Конструктивное исполнение жилого блока: несущая конструкция – баржа, установленная на сваи и трехэтажная надстройка из блоков полной заводской готовности.

Конструкция баржи предусматривает установку на ней уже выполненных сооружений - вертолетной площадки, спутниковой антенны.

Вертолетная площадка, с отметкой КН+28,298м (КН + 26,0м по проекту 2003г), входит в комплект поставки и монтируется на крыше блока модуля 12 с восточной стороны во время окончательной сборки и подключения оборудования на шельфе или на берегу Каспийского моря.

Для установки дополнительных сооружений крыша жилых модулей усилена металлическими полосами.

Пример установки спутниковой антенны на крыше жилого модуля приведен на фото.



Фото 1.4.4-1 Пример установки спутниковой антенны

Для установки видеокамеры запроектирована решетчатая башенная конструкция из металлических прокатных угольковых профилей с установкой на предусмотренные металлические полосы усиления. Размеры башни в плане 1.6 x1.5 м, высота 5.0 м. Запроектирована площадка обслуживания со стремянкой. Предусмотрено ограждение площадки по периметру. На площадке предусмотрена металлическая опора для установки видеокамеры. Также на конструкцию площадки устанавливается металлический молниеотвод.

Мест установки видеокамеры показано на Рис. 1.4.4.-2

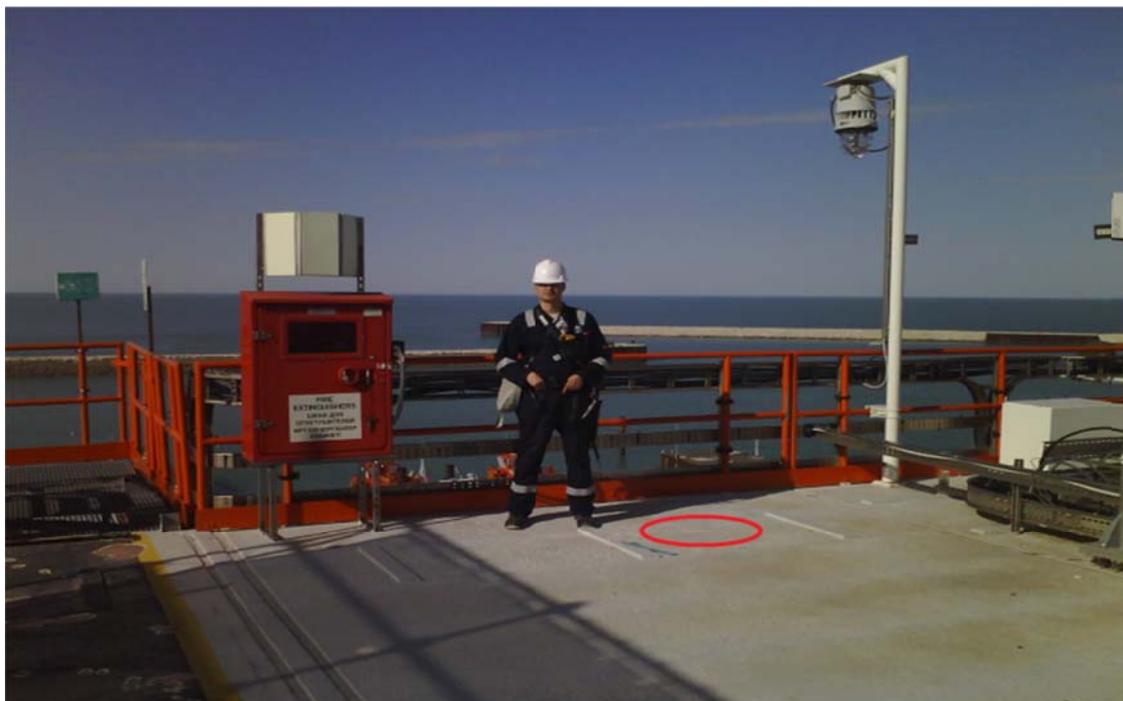


Фото 1.4.4.-2. Место установки конструкции под видеокамеры.

1.4.3.4.2. Остров EPC-3

Установка видеокамеры наблюдения на острове EPC-3 предусматривается на башне вытяжной вентиляционной трубы здания операторной. Существующая металлическая башня надстраивается на высоту 1.7м. Башня в плане имеет размеры 1.2x1.2 м. Запроектирована площадка обслуживания из металлических прокатных профилей с ограждением по периметру.

На площадке запроектирована металлическая опора для установки видеокамеры. Для обеспечения доступа на площадку существующая стремянка надстраивается.



Фото 1.4.4.-3. Место установки конструкции под видеокамеры на острове EPC-3.

Для металлических конструкций сооружений принята марка стали С 345-3 по ГОСТ 27772-88.

Проектные решения по установке видеокамеры наблюдения на острове ЕРС-4 – идентичны решениям установки видеокамеры на ЕРС 3.

1.4.3.5. PCN 17050. Установка 600. Модификация комплекта Atlas Copco для проверки на утечку азота.

Установка ATLAS COPCO под модификацией PCN 1705 как объект обустройства была введена в эксплуатацию в 2020 году. Фактически, установка Atlas Copco состоит из 3-х компрессоров для воздуха КИП, 1 устройства производства азота и 1 дожимного компрессора азота, в общей сложности 5 контейнеров, соединенных шлангами .

Объем этого проекта включает замену шлангов на жесткие трубопроводы в соответствии со стандартом NCOS и требованиями дисциплины.

В данном проекте изменено расположение существующих установок Atlas Copco (3 компрессора воздуха КИП, 1 устройство производства азота и 1 дожимной компрессор азота, всего 5 контейнеров) в соответствии с чертежом KE01-B4-600-CP-C-DL-0001-001- PR17050, установленных на сборных ж/бетонных плитах.

В связи с перемещением компрессоров демонтируется существующая асфальтированная площадка в соответствии с чертежом демонтажа KE01-B4-000-AK-C-DL-1003-000- PR17050D.

Новые сборные железобетонные плиты для расширения существующей площади были приняты в соответствии с чертежами KE01-B4-600-CP-C-DL-0001-001- PR17050, KE01-B4-000-CP-C-DL-1003-001- PR17050 и KE01-B4-600-CP-C-DS-0001-000- PR17050. Материал-бетон кл.С_{30/37}, арматура кл.С400.

Фундаменты из сборных железобетонных блоков для опор вновь запроектированных труб приняты в соответствии с чертежом KE01-B4-600-CP-C-DG-0002-001- PR17050. Материал-бетон кл.С30/37, арматура кл.С400.

1.4.3.6. PCN 21025. Установка 230. Факельная система. Автоматизированная Система Мониторинга Эмиссий на Стационарных Источниках Выбросов (АЕМС).

Запроектирован фундаменты под укрытие анализатора. Фундамент плитный из монолитного бетона.

Материал-бетон кл.С30/37, арматура кл.С400.

1.4.4. Контроль и автоматизация

На Морском комплексе действует интегрированная система управления и безопасности (ИСУБ) с использованием средств микропроцессорной техники и широкой сети полевых электрических и электронных приборов, установленных на технологическом оборудовании и оборудовании инженерных сетей, которая также сопряжена с ИСУБ Наземного комплекса, где находится координационный центр управления всего комплекта объектов м/р Кашаган.

ИСУБ обеспечивает:

- Автоматическое регулирование, дистанционный контроль и управление технологическими процессами добычи, сбора и транспортировки нефтегазовой смеси.
- Поддержание оптимальных режимов технологических процессов.
- Повышение надежности и безопасности эксплуатации оборудования, установок и процессов.
- Улучшение условий труда и уровня эксплуатации объектов.

Интегрированная система управления и безопасности, состоит из:

- Распределенная система управления (PCY), которая должна обеспечивать безопасный, надежный и эффективный контроль и мониторинг технологической установки и вспомогательных служб;
- Система противоаварийной защиты (ПАЗ), которая обеспечивает 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 САО и системы обнаружения пожара и загазованности ПиГ.

Системы противоаварийной защиты (аварийного останова, АО), функция которого состоит в том, чтобы перевести часть или всю установку в безопасное состояние из аварийных условий, тем самым защищая персонал, окружающую среду и активы;

- Высоконадежной системы защиты от высокого давления (HIPPS), которая представляет собой систему, специально предназначенная для предупреждения создания избыточного давления в трубопроводах и оборудовании работающим под давлением. система предназначена для перекрытия источника высокого давления с целью защиты расположенного ниже по потоку оборудования в случае создания ситуации высокого давления в расположенном выше по потоку оборудовании. В чрезвычайных ситуациях HIPPS играет роль последней линии защиты после распределительной системы управления и технологической системы аварийного останова;
- Системы обнаружения пожара и газа (ПиГ), которая является частью систем безопасности объекта и будет постоянно контролировать объекты с помощью установленных на месте детекторов и инициировать защитные действия.

Принципиальное разделение функций между системами ПАЗ и РСУ в обеспечении безопасного функционирования процесса представлена ниже на Рис. 1.4.4-1.

Система защиты от избыточного давления (СЗИД) действует вне системы ИСУБ, но сопряжена с ней для мониторинга оператором.

СЗИД предусмотрена там, где традиционная конструкция не позволяет использовать устройства для сброса давления, а нарушение герметичности может привести к воздействию на жизнь человека и окружающую среду. Система полностью интегрирована с соответствующими системами САО и РСУ. Логический вычислитель СЗИД с сертификацией SIL-3.

Объекты, по которым осуществлены изменения и модификациями (PCN's и eMOC's) и приняты соответствующие проектные решения по их контролю и автоматизации, адаптированы в существующую систему комплексного автоматизированного управления Морского комплекса.

Передача информации и управляющих сигналов, связь Комплекса D с Блоками А, EPC2, EPC3, EPC4 и береговыми сооружениями, а также связь между местными аппаратными Модулей Блока D с центральной операторной, расположенной на Модуле 12 обеспечивается внутривычислительной оптико-волоконной сетью:

- два подводных волоконно-оптических кабеля из 36 волокон каждый проложены между береговым комплексом и морским Комплексом D;
- два подводных волоконно-оптических кабеля из 48 волокон каждый прокладываются между Комплексом D и Блоком А;
- Между Комплексом D и Блоками EPC3, EPC4, между Блоками EPC3 и EPC2 предусматривается прокладка двух оптико-волоконных кабелей:
 - один кабель (128 жил) проложен совместно с силовым кабелем;
 - второй кабель (64 жилы) проложен совместно с комбинированным реактопроводом;
- Между Комплексом D и Блоком EPC2 предусматривается прокладка одного 128-жильного оптико-волоконного кабеля в одной оболочке с силовым кабелем. Связь Блока D с Блоком EPC2 может осуществляться непосредственно или через Блок EPC3;
- две волоконно-оптические сети связи (основная и резервная), внутри Комплекса D между местными аппаратными модулями и сооружений Комплекса D и центральной диспетчерской.

Проектные решения по разделу «Контроль и автоматизация» были приняты по следующим ниже представленным изменениям и модификациями (PCN's и eMOC's) на существующих и вновь запроектированных производственных объектах МК.

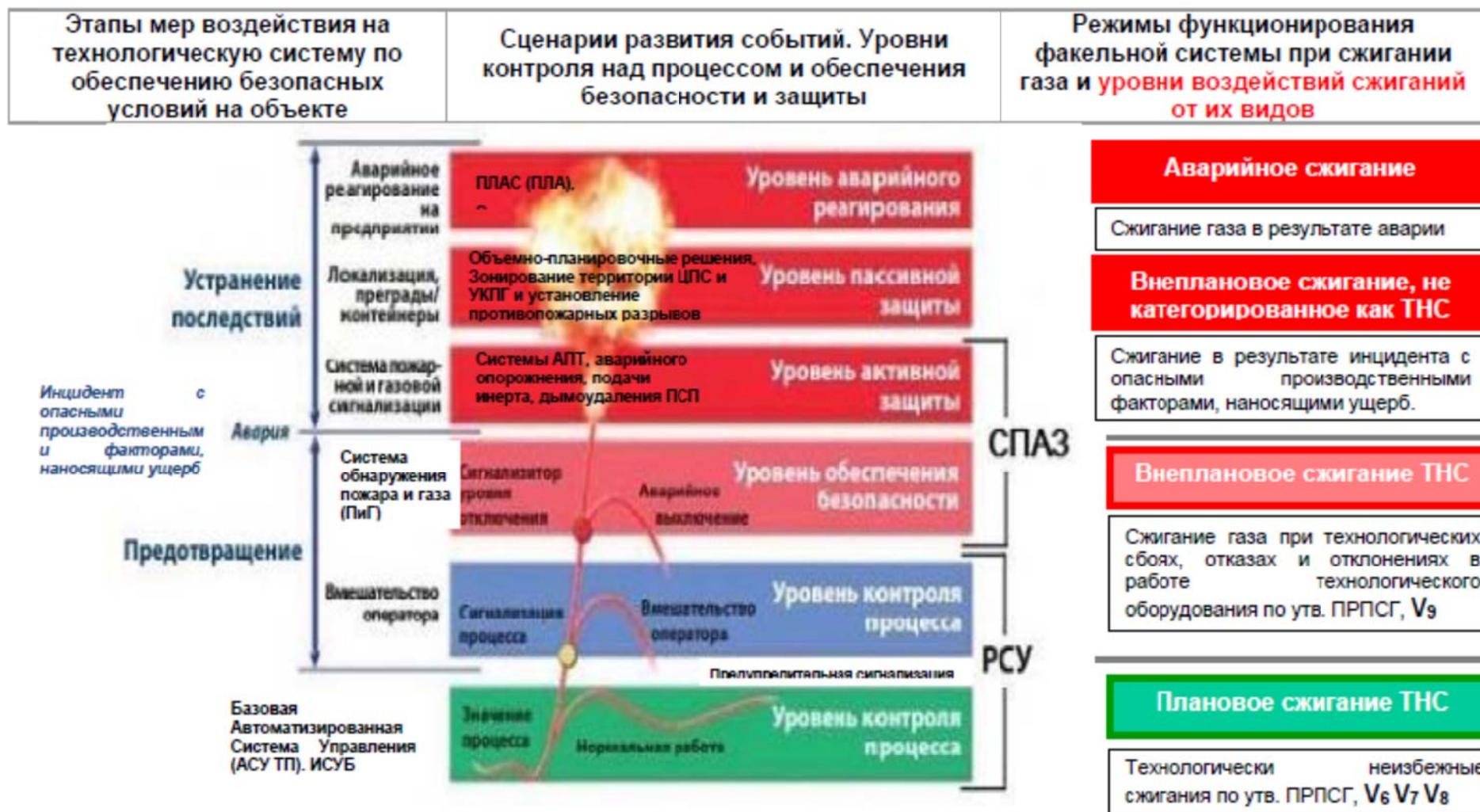


Рисунок 1.4.4-1. Принципиальное распределение функций системы ПАЗ и РСУ в обеспечении безопасного функционирования процесса на объектах обустройства нефтегазодобычи и типы сжиганий в процессе развития дерева событий и отказов

1.4.4.1. eMoC 23603 и eMoC 23606, eMoC 23607 и eMoC 23609. Модернизация регулирующих клапанов Установки 200

Одним из ограничений, требующих оптимизации, являются жидкостные линии между сепараторами ВД и сепараторами СД с установленными на них регулируемыми клапанами. В результате расчета размеров регулирующих клапанов в условиях повышения производительности Установки 200 (модули 5, 18) было принято решение заменить регулирующие клапана LCV-024А, LCV-044А на обоих нитках (модули 5,18) на клапана из коррозионно-стойкого сплава с Cv равный 456.

При замене клапанов не предусмотрено изменений в логике ИСУБ, не предусмотрена установка новых КИП, новых кабельных линий.

1.4.4.2. eMoC 24184 и eMoC 24185. Модернизация регулирующих клапанов Установки 200

В настоящее время клапана PCV-057А для 1 и 2 линий на сепараторах НД и клапана -046А для 1 и 2 линий на сепараторах СД не имеют обратной связи с позиционером, поэтому фактическое положение на месте неизвестно.

Произошло неполное открытие клапана и возникла перегрузка компрессора.

Принято решение о замене позиционеров на клапанах PCV-057А для 1 и 2 линий на сепараторах НД и клапанов -046А для 1 и 2 линий на сепараторах СД с обратной связью – сигнализацией оператору о состоянии клапанов и процентом открытия/закрытия.

При замене клапанов не предусмотрено значительных изменений в логике ИСУБ, не предусмотрена установка новых КИП, новых кабельных линий, задействовав свободную пару существующих многопарных кабелей.

1.4.4.3. eMoC 17767. Модернизация регулирующих клапанов Установки 360

При увеличении темпов добычи до 450 тыс. баррелей нефти в сутки предусмотрена замена регулирующих клапанов LCV-064 на модулях 3,4,16 с увеличением пропускной способности на трубопроводах конденсата от газосепараторов.

При замене клапанов не предусмотрено изменений в логике ИСУБ, не предусмотрена установка новых КИП, новых кабельных линий.

1.4.4.4. PR 20100. Модернизация компрессоров обратной закачки газа.

1.4.4.4.1. PCN19055. Замена дроссельных клапанов на устье нагнетательных скважин Острова D

Для поддержания предела давления на забое (ДНЗ) каждая нагнетательная скважина оборудована дроссельным клапаном, который регулирует давление в верхней части скважины с помощью контроллера Давления напора НКТ, чтобы ограничить давление на устье скважины.

До модернизации компрессора данным PCN предлагалось увеличить дебиты закачиваемого газа за счет снижения перепада давления при модернизации действующих дроссельных клапанов на скважинах DW-009, DW-010, DW-024 и DW-026 в условиях того же давления в нагнетательном манифольде и мощности турбин компрессора закачки газа.

Каждая скважина управляется отдельным контроллером 1300-PIC-022x (где x=A, B, C, D для скважин 9, 11, 24, 26).

В рамках наращивания добычи нефти до 450 тысяч баррелей в сутки предусматривается модернизация компрессоров для закачки сырого газа новыми высокопроизводительными узлами.

Основной объем работ по модернизации модулей компрессоров ЗСГ заключается в замене их корпусов и переборке всех трех ступеней двух существующих компрессорных технологических линий ЗСГ на острове D.

Детальный объем по модернизации RGI представлен в технологическом разделе.

При модернизации компрессоров закачки газа при существующей логике ИСУБ увеличивается перепад давления в существующих дроссельных клапанах нагнетательных скважин. Это в свою очередь приведет к снижению давления напора НКТ следовательно, мощность закачки газа будет ограничена.

Для безопасного повышения давления закачки сырого газа решено поменять уставки Высоконадежной системы защиты от избыточного давления (HIPPS):

Для компрессоров увеличение уставки высоконадежной системы защиты от избыточного давления с 725 до 735 бар изб. (на 10 бар выше текущего максимального рабочего давления).

Увеличение уставки высоконадежной системы защиты от избыточного давления скважины с 15 до 20 бар выше нормального устьевого давления для достижения забойного давления нагнетания 821 бар абс

Будут переопределены уставки сигналов контроллера напора:

Сигнализация высокого давления при НКТ на 10 бар выше нормального

Сигнализация высокого-высокого давления закрывает дроссель на 35 % при давлении на 12 бар выше нормального НКТ.

Отключение ESD высокого-высокого давления закрывает клапаны ESV при давлении на 15 бар выше нормального НКТ.

При давлении на 20 бар выше нормального НКТ система HIPPS выдает сигнал на закрытие обоих клапанов HIPPS.

При выполнении данных модернизаций не предусмотрена установка новых КИП или прокладка новых кабельных соединений.

1.4.4.4.2. PR 20033 – Модификация ЗСГ (Замена панелей системы СГУ)

Система уплотнительного газа предназначена для уплотнения внутренних полостей компрессоров от проникновения высокосернистого кислого газа наружу.

В задачу уплотнительного газа входит поддержание положительного давления в сухих уплотнениях компрессора закачки, что исключает загрязнение системы уплотнительного газа кислым газом и его утечку в воздух рабочих зон. Для каждого компрессора закачки газа в пласт предусмотрена своя система уплотнительного газа.

В целях технологической безопасности было решено модернизировать систему СГДУ, особенно в области повышения надежности вторичного уплотнения.

Модифицированная система уплотняющего газа будет собрана внутри новых панелей СГДУ, которые будут установлены на существующих местах.

При разработке новых панелей разработчикам необходимо:

- добавить точки контроля давления на линиях азота и на отходящих линиях по мажоритарной системе 2 из 3 с сигнализацией предельных значений «выше верхнего» и «ниже нижнего» и передачей сигналов в систему АО,
- добавить точки контроля разности давлений на линиях газа на первичное уплотнение по мажоритарной системе 2 из 3 с сигнализацией предельных значений «выше верхнего» и «ниже нижнего» и передачей сигналов в систему АО;
- добавить точки контроля за положением клапанов на линиях подачи и отвода газа;
- добавить точки контроля расхода газа и других необходимых параметров для надежной и безопасной работы системы уплотнительного газа.

Новые панели управления системой уплотнительного газа будут разработаны в соответствие с ИТ на панели (приведены в разделе «Технологические решения»).

В связи с добавлением КИП систем РСУ и АО в новых панелях СГУ добавить новые соединительные коробки.

Проектом предусмотрены новые многопарные кабели, которые проложены от панелей СГДУ до помещения МА модуля 1 и модуля 2 по существующим кабельным конструкциям (лоткам), будут

произведены дополнительные подключения в существующих панелях системы PCY и АО согласно логике управления Системой уплотнительного газа.

Схемы подключения каждого прибора, планы расположения приборов и кабельных проводок будут приведены в документации поставщика модернизированных RGI/

1.4.4.5. PCN 22004. Замена дроссельных клапанов на скважинах добывающего блока EPC3

На эксплуатируемых скважинах Кашагана установлены одиночные дроссельные клапаны, каждый со своим коэффициентом потока Cv и техническими характеристиками. Дебит скважины контролируется этим дроссельным клапаном.

В рамках наращивания добычи нефти до 450 тысяч баррелей в сутки предусматривается установка новых дроссельных клапанов 1000-HCV-316, 1000-HCV-416 на добывающих скважинах KE03-04, KE03-06. Это позволит повысить производственный потенциал добывающего блока EPC-3;

При замене клапанов не предусмотрено изменений в логике ИСУБ, не предусмотрена установка новых КИП, новых кабельных линий.

1.4.4.6. PCN 23004. Модернизация анализаторов влажности морского комплекса

На острове D установлено 7 поточных анализаторов для мониторинга влажности технологической среды с целью контроля коррозии и образования гидратов. Существующие анализаторы, поставляемые Ametek (модель 3050 OLV), регулярно выходят из строя из-за более высокого переноса гликоля, чем ожидалось в исходном расчете. Точное измерение влажности технологического газа имеет решающее значение для защиты компрессоров ЗСГ и коллектора осушенного газа от коррозии и образования гидратов.

После изучения новых технологий измерения влажности принято решение применить новые анализаторы влажности Spectra Sensor вместе с соответствующей системой подготовки проб (СПС) и шкафами системы понижения давления. Этот анализатор отличается от анализатора Ametek, и любой перенос жидкости можно легко промыть без необходимости замены сенсора.

В новых анализаторах используется технология абсорбционной спектроскопии с перестраиваемым диодным лазером и на их работу не влияют загрязнение и коррозионные вещества, поскольку поток газа не касается сенсора.

Анализаторы поставляются комплектно с КИП и средствами автоматизации, и средствами передачи данных.

Данным проектом решена возможность уменьшения количества автоматических анализаторов влажности с 7 до 3:

- 2 шкафа с анализаторами В4-3100-АТ-002В/С со шкафом понижения давления демонтируются,
- на линиях ТЭГ 100/300 существующие шкафы анализаторов будут использоваться для ручного отбора проб.

На линии осушки газа ТЭГ 200 установлен новый анализатор влажности Ss2100i-1 с абсорбционной спектроскопией с перестраиваемым диодным лазером производства Spectra Sensor с новой системой подготовки проб и нового шкафа понижения давления В4-3102-АЕ/АТ-032. Анализатор размещен в отдельном шкафу.

Анализатор В4-3100-АТ-002А на входном коллекторе СГЗ установлен в комплектный шкаф со шкафом понижения давления приведен. В шкафу размещен анализатор и все необходимые инженерные системы (например, электрораспределительная система, СПП, сигнальные распределительные коробки и т.д.).

На экспортном трубопроводе высокосернистого газа демонтируется анализатор Ametek и устанавливается новый Spectra Sensor (В4-3100-АТ-003) в существующий шкаф.

Дополнительных кабельных соединений или изменений в логике управления ИСУБ для модернизированных анализаторов не предусмотрено.

1.4.4.7. PCN23005. Модернизация нескольких клапанов ESV и EDV

С 2016 года ряд пусковых клапанов аварийного останова технологических процессов и сброса давления на море и на суше выходили из строя по требованию (зависали в открытом/закрытом состоянии).

Множественные отказы создают значительный риск для эксплуатации предприятия с последствиями для безопасности процесса.

EDV/ESV в качестве барьеров безопасности процесса должны соответствовать проектной надежности и доступности для поддержания плановой безопасности в соответствии с требованиями Проекта. Любые события останова процесса должны демонстрировать работоспособность клапана.

Частичная неготовность систем разгерметизации и останова не соответствует проектным требованиям и приводит к потенциальному обострению аварийной ситуации.

С учётом анализа и рекомендаций отчетов, чтобы добиться повышения эксплуатационной надежности/доступности и безопасной функциональности, приняты решения модернизации существующих клапанов и приводов ESV/EDV путем их замены.

На Морском комплексе планируется модернизировать 19 клапанов в 2024 году.

Перечень клапанов и места их установок приведены в разделе «Технологические решения».

В данном PCN по модернизации не предусматривается изменений в логике систем PCY, CAO и ПиГ, дополнений или замены приборного парка, кабельных проводок.

Подробное описание вышеперечисленных проектных решений для реализации проведения модернизации Морского комплекса (решения «узких мест»), схемы функциональные автоматизации, совмещенные с технологическими схемами, приведены в разделе «Технологические решения».

1.4.4.8. PCN 19103. Стравливание давления МКП

Существующие манифольды для продувки межколонного пространства (МКП) и отбора проб на Острове А не предусматривают возможности дистанционного стравливания давления из МКП.

В настоящее время, чтобы стравить давление, группе производственных операций необходимо с помощью плавсредств прибыть на Остров А.

Невозможность стравливания давления в МКП из-за ограниченного доступа на Остров А может привести к достижению критического давления в МКП.

В ходе проведения анализа проектных решений и существующего положения было принято решение выполнять стравливание давления МКП (Межколонное пространство) скважин Острова А в удаленном режиме.

Предлагаемая модификация системы продувки межколонного пространства (МКП) скважин В1-100-DW-001+008 Острова А соответствует проверенной технологии дистанционной продувки МКП островов ЕРС и предусматривает следующие основные работы:

- Демонтаж существующей системы ручной продувки МКП скважин Острова А с целью переоборудования в систему дистанционной продувки;
- Установка дистанционно управляемых шиберных задвижек на МКП А/В/С, 24 шт.;
- Установка дистанционно управляемых штуцерных задвижек на МКП А/В/С, 24 шт.;

При технологическом процессе в заданных режимах задвижки находятся в закрытом положении.

При повышении давления в межколонном (трубном) пространстве возможно будет удаленно стравливать давление до указанных значений.

В объем работ по автоматизации входит установка позиционеров на задвижках, прокладка кабелей до соответствующих панелей управления устьями скважин или соединительных коробок и далее до местной аппаратной острова А.

Сигналы от вновь устанавливаемых датчиков давления, сигналы управления задвижками и сигналы о состоянии задвижек будут передаваться от местной аппаратной острова А по существующим оптическим кабелям на комплекс D, в центральную диспетчерскую.

Также в ходе проведения анализа существующего положения принято решение о повышении уровня контроля воздушной среды путем установки дополнительных датчиков на обнаружение горючих газов и сероводорода. Также дополнительно установлены датчики обнаружения пламени.

Сигналы передаются на соответствующие панели системы ПиГ в местную аппаратную и Проектом предусмотрена прокладка и монтаж отдельных кабелей для приборов и детекторов F&G, установка новых терминалов для нового оборудования PCY и F&G.

1.4.4.9. PCN 21025. Внедрение автоматизированных систем мониторинга эмиссий на стационарных источниках выбросов

Согласно новому Экологическому кодексу, «НКОК Н.В.» обязана оснастить источники выбросов автоматизированными системами мониторинга эмиссий (АСМЭ) для непрерывного мониторинга выбросов и дальнейшей онлайн-передачи данных в государственную базу данных мониторинга.

АСМЭ 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.

АСМЭ должна включать в себя:

- получение достоверной информации о величинах выбросов загрязняющих веществ в нормальном режиме работы;
- передача всех измеряемых параметров в существующую PCY, расположенную в аппаратной МА на подъемном острове;
- 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.

АСМЭ должна обеспечить измерение и учет следующих показателей:

- физические параметры Факельных газов, поступающих на факельные линии НД и ВД:
 - газовый состав;
 - плотность газа;
 - объемный расход газа.
- обязательному контролю подлежат следующие компоненты состава газа:
 - оксид углерода (CO);
 - диоксид азота (NO₂);
 - оксид азота (NO);
 - диоксид серы (SO₂).

В состав АСМЭ 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.
- Существующие 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.

Для укрытия анализаторов предусмотрена 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 РСУ объекта.

АСМЭ 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

1.4.5. Связь и сигнализация

В настоящем разделе рассматриваются вопросы интеграции полевых средств связи и сигнализации новых и модернизированных объектов в существующую систему на Морском комплексе связи и сигнализации, которые обеспечивают поддержание безопасной и эффективной эксплуатации сооружений Комплекса D и островов кустов скважин Блоков А, EPC2, EPC3 и EPC4.

На МК действует интегрированная телекоммуникационная система передачи речевых сообщений, видеоизображения, а также цифровых данных. Интегрированная телекоммуникационная система обеспечивает беспрепятственную передачу информации на месторождении Кашаган, а также во все локальные, национальные и международные сети.

Инфраструктура связи обеспечивает, связь через национальные и международные телефонные сети, связь с вертолетами и судами, метеорологические измерения,

Существующие средства, для эксплуатационной и административной связи, включают морскую и авиационную радиосвязь в диапазонах СВЧ, УВЧ, ОВЧ и СЧ/ВЧ, телефонную и аварийную связь, развлекательные трансляции. При этом используется волоконно-оптическая сеть, а также проводные системы, телефонии и громкоговорящей связи.

Функционирует дублирование всех критических систем связи. Дублирующее оборудование находится в состоянии «горячего резерва» с автоматическим переключением между активными и резервными подсистемами.

Оборудование средств связи, расположенное вне помещений, предназначено для эксплуатации в промышленной, влажной и коррозионно-активной атмосфере при температуре окружающей среды от минус 36°C до плюс 42°C.

Конструкция приборов связи, расположенных на открытых площадках, обеспечивает степень защиты от влаги и проникновения пыли IP66.

Оборудование связи, размещенное в опасных зонах, имеет степень защиты соответствующую этой зоне и обеспечивает безопасность его эксплуатации.

Действует защита оборудования от электромагнитных и радиочастотных помех.

Исполнение наружного оборудования связи - взрывобезопасное и имеет сертификацию по взрывозащите, тип взрывозащиты EEx'd".

Предусмотрена защита кабелей, проложенных на площадках, от механических повреждений за счет проволочной оплетки или ленточной брони. Также для защиты от электромагнитных и радиочастотных помех применены экранированные кабели.

Выполнена отдельная прокладка основных и резервных кабельных линий по разным маршрутам.

Предусмотрена идентификация кабелей связи в соответствии с их назначением путем использования наружных оболочек кабелей различных цветов.

Кабели проложены по кабельным эстакадам, совмещенным с технологической, в кабельных лотках, в кабельных каналах, с соблюдением разрывов согласно ПУЭ. В помещениях кабели проложены под съемным фальшполом.

Предусмотрена отдельная прокладка искробезопасных и неискробезопасных кабельных линий на нормируемом расстоянии. При совместной прокладке установлены разделительные диэлектрические перегородки.

Для безопасной эксплуатации наиболее важных телекоммуникационных систем кабели применены пожаростойчивыми. Кабели, применяемые для других телекоммуникационных систем, выбраны огнезащитного типа. Кабели, проложенные в помещениях, выбраны мало дымного типа, без содержания хлора.

Ввод кабелей в распределительные и соединительные коробки, стойки, шкафы осуществлен через сертифицированные уплотнительные кабельные вводы и шайбы по коду IP.

Согласно ПУЭ системы связи по надежности электроснабжения относятся к потребителям 1-ой категории. Электропитание систем связи производится от сдвоенного (основной/резервный) источника бесперебойного питания напряжением 230В переменного тока, частотой 50 Гц. с комплектом аккумуляторных батарей. Резервный ИБП предназначен для поддержания работоспособности системы связи в случае выхода из строя основного.

Расчетный ресурс оборудования всех систем связи предполагается сроком не менее 40 лет. Это основано на следующих предпосылках:

- проводится соответствующее техобслуживание и поддержка системы связи на указанный выше срок службы;
- предусмотрены средства для всей системы, включая все субкомпоненты, обеспечивающие возможность модификации оборудования, а также перспективного дальнейшего расширения.

Вновь установленные средства связи и сигнализации на объектах изменений и модификаций (PCN's и eMOC's) интегрирована в существующую телекоммуникационную систему Морского комплекса и соответствует выше представленным требованиям к существующим средствам связи и сигнализации.

Действуют следующие виды связи, необходимые для Морского комплекса:

- волоконно-оптические линии связи;
- спутниковая система ИНМАРСАТ (Международная организация морской спутниковой связи);
- учрежденческая телефонная система с внутренней АТС;
- «горячая линия» и система внутренней связи;
- сеть передачи данных – Локальная Вычислительная Сеть (ЛВС) и Глобальная Вычислительная Сеть (ГВС);
- система громкоговорящей связи и общего оповещения (ГС/ОО);
- видеоконференции;
- замкнутая телевизионная система (ЗТС) для целей безопасности и охраны;
- система контроля доступа и проверки сбора персонала;
- магистральная мобильная радиосистема (ММР) УВЧ-радиосвязи;
- система морской ОВЧ - радиосвязи;
- система авиационной ОВЧ – радиосвязи;
- ненаправленный радиомаяк (НРР);
- система морской СЧ/ВЧ – радиосвязи;
- радиостанции на кранах;

- радиооборудование для спасательного судна;
- метеорологическая система;
- система развлекательного теле/радиовещания;
- система управления телекоммуникационной сетью;
- многодорожечный магнитофон;

Краткое описание необходимых дополнительно принятых проектных решений по системам связи и сигнализации на объектах изменений и модификаций (PCN's и eMOC's), принятых для реализации наращивания производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Морском комплексе, представлено ниже.

1.4.5.1. PCN 19103. Стравливание давления МКП

В процессе реализации данной модификации возникла необходимость более оптимального размещения светосигнальной аппаратуры в связи дополненной установкой отдельно расположенного Модуля клапанной платформы.:

- проблесковых маячков (поз. В1-9900-NPB-000-115В, В1-9900-NPB-000-116В);
- и сирены В1-9900-NPL-000-020А.

1.4.5.2. PCN18023. Установка камер Spynel от HGH на морских объектах

В целях повышения безопасности Морского комплекса было принято решение об установке дополнительных камер панорамной тепловизионной системы слежения Spynel X-8000 производства HGH Infrared System на Морских Объектах (Остров D, Блоки EPC-3 и EPC-4).

Камеры предполагается установить на самых высоких доступных местах: на крышах местных аппаратных блоков EPC-3 и EPC-4 и на верхней палубе жилого модуля 12 на острове D.

Сигналы от камер будут преобразовываться в оптический в наружных шкафах, расположенных непосредственно рядом с камерами, а затем передаваться в соответствующие шкафы местных аппаратных (для блоков EPC-3 и EPC-4) и модуля 12. А затем на центральную стойку системы видеонаблюдения в центральную диспетчерскую, которая расположена на модуле 12 Острова D/

Для защиты от выхода из строя камеры Spynel и соответствующего оборудования, обеспечивающего работу камеры, в шкафу проектом предусмотрена функция автоматического отключения питания.

Блок-схема системы видеонаблюдения для данного PCN представлена на чертеже KE01-B0-990-KI-T-NB-0001-001-PR18023, схема подключения камер приведена на чертеже KE01-B0-990-AK-T-NI-0001-000-PR18023.

Планы расположения камер на Острове D, Блоках EPC-3 и EPC-4 приведены на чертежах:

- KE01-B4-990-KI-T-DR-0001-001-PR18023;
- KE01-B3-990-KI-T-DR-0001-001-PR18023;
- KE01-B7-990-KI-T-DR-0001-001-PR18023.

1.4.6. Электротехнические решения

В электротехнический раздел проекта «Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Морском комплексе» входит разработка схем электроснабжения, принятие основных принципиальных проектных решений касательно вновь установленного силового электрооборудования, проводки внеплощадочных и внутриплощадочных электросетей, систем электрического обогрева, проектируемых и модернизируемых участков трубопроводов, вызванных внесением точечных модификаций и изменений (PCN's и MoC's) в существующие процессы и оборудование с целью устранения «узких мест» на объектах обустройства МК и тем самым с главной целью, увеличения добычи нефти на месторождении.

Вновь установленные электропотребители объектов модификаций и изменений (PCN's и MoC's) обеспечиваются электроснабжением от существующей генерирующих источников с помощью

существующей на Морском комплексе системы электроснабжения и системы электротехнических объектов по распределению электроэнергии, см. Рис. 1.4.7-1 и Рис.1.4.7.-2.

При реализации проектных решений по объектам изменений и модификаций возникла необходимость в дополнительных решениях по электротехнической части проекта по следующим объектам модернизации:

- Стравливание давления МКП (Межколонное пространство) скважин Острова А в удаленном режиме (**PR19103**);
- Установка 990. Система видеонаблюдения. Установка камер SPYNEL от HGH на Морских объектах. Остров D. EPC 3 и EPC 4. (**PR18023**);
- Остров D. Подъёмный остров. Внедрение автоматизированных систем мониторинга эмиссий на стационарных источниках выбросов (AEMS). Установка 230 Факельная система НД. Установка 230 Факельная система ВД. (**PCN21025**);
- Модернизация анализаторов влажности Морского комплекса. Остров D (**PR23004**);
- Установка 600. Система получения азота. Модификация комплекта Atlas Copco для проверки на утечку азота. Фаза 2 (**PCN 17050**);
- Установка 365. Установки обратной закачки газа RGI Модернизация БКУ компрессоров ЗСГ (Проект RGI Upgrade) по расширению мощности для закачки газа на острове Д (Max расширение мощности с 14.1 млн. м³/сут. до 18,9 млн. м³/сут.). (**PR 20033**).

Принципиальные проектные решения по электроснабжению проектируемых потребителей модернизации существующих и новых объектов с целью наращивания уровня добычи нефти до 450 тыс. барр./сут. приняты и базируются на основе ранее реализованных проектных решений утверждённых проектов..

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

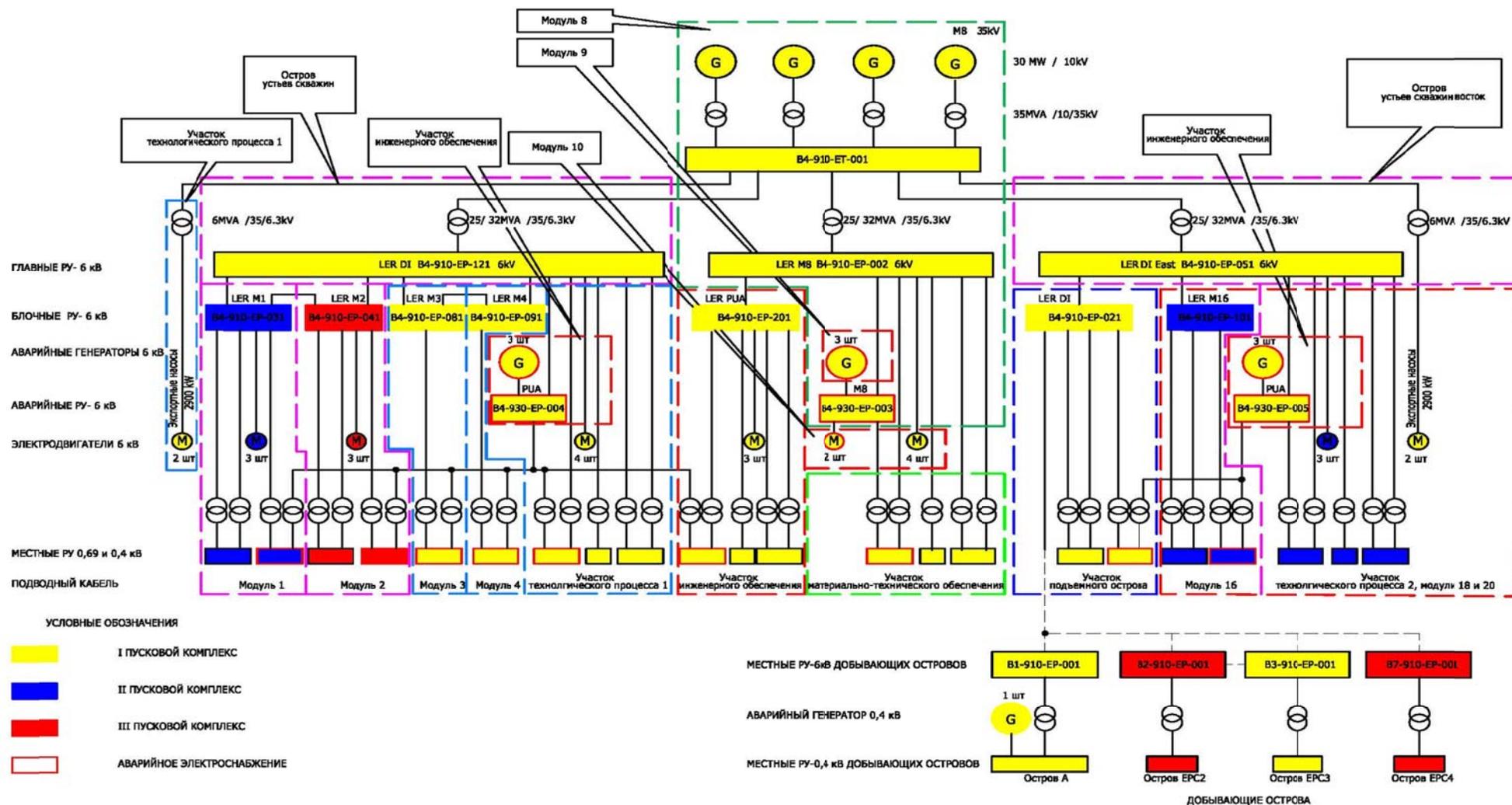


Рисунок 1.4.7-1. Блок-схема электроснабжения Морского комплекса, внедренная в период ОПР пусковыми комплексами

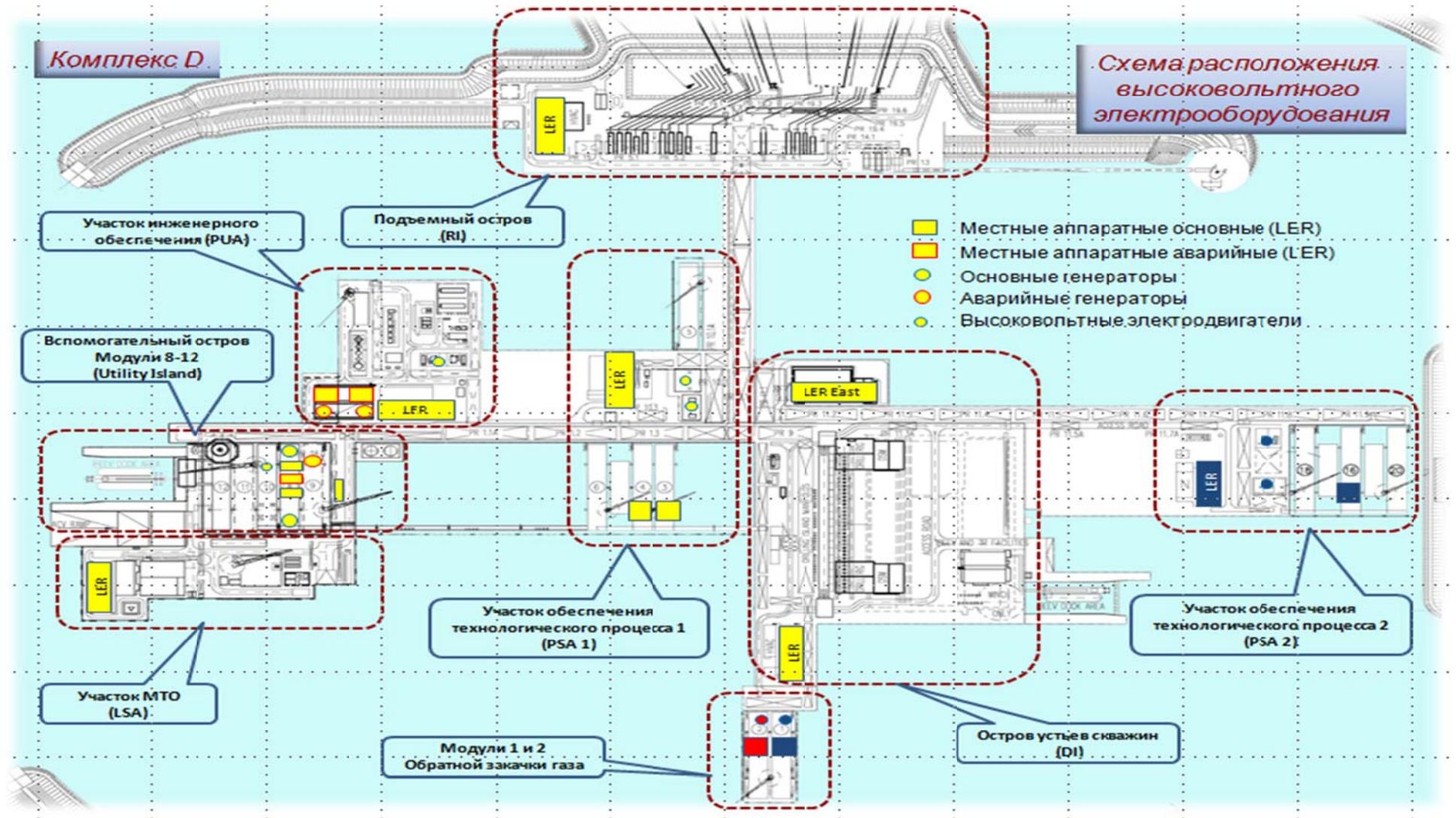


Рисунок 1.4.7.-2. Схема расположения местных аппаратных 35 и 6 кВ, генераторов и высоковольтных электродвигателей на Комплексе D

1.4.6.1. PR19103. Стравливание давления МКП (Межколонное пространство) скважин Острова А в удалённом режиме

Целью модификации, является установка системы дистанционной продувки МКП скважин Острова А в объём которой входит установка Модуля клапанной платформы с целом рядом как технологического клапанного оборудования, так и по комплексу инженерного обеспечения.

Одиночный металлический модуль представляет собой в габаритах длиной 33 метра и шириной 7,2 метра. Это открытая площадка, оснащённая всей трубной обвязкой, установленным электрооборудованием и КИПиА..

В электротехнической части проекта модификации системы продувки межколонного пространства (МКП) скважин Острова А предусматривается:

- Установка для новых потребителей электроэнергии распределительных щитов напряжением 400 В;
- Подача энергии на 24 новых клапана с приводом от двигателя (MOV);
- Электрообогрев трубопроводов;
- Нормальное/рабочее и аварийное освещение;
- Прокладка кабелей;
- Заземление объектов, сооружений и оборудования.

1.4.6.1.1. Основные электропотребители и дополнительные нагрузки

Потребители электроэнергии на новом технологическом модуле по надёжности электроснабжения относятся к разным категориям по классификации ПУЭ и по соответствующей классификации, принятой в основах проектирования STN-00-Z30-E-YP-0001, разработанных компанией NCOС.

Потребителями I категории («первоочередные нагрузки» – по классификации NCOС) являются электроприемники, обеспечивающие безопасный, быстрый и управляемый останов технологического процесса при потере основного электропитания, а также электроприемники, обеспечивающие безопасную эвакуацию персонала.

К потребителям I категории относятся:

- Системы аварийного освещения;
- Электрообогрев оборудования и трубопроводов;
- Электроприводы насосов распределения дизтоплива и др.

Часть технологических нагрузок, необходимых для безаварийного завершения процесса.

Остальные электроприемники, не отнесённые к потребителям 1-й категории, являются потребителями 2-й и 3-й категории по классификации ПУЭ.

Данные о суммарных нагрузках установленной мощности проектируемого модуля острова А представлены в Табл. 1.4.7-1.

Таблица 1.4.7.-1. Расчётные значения нагрузок

№№ п/п	Обозначение распределительного устройства	Установленная мощность Руст., кВт	Расчётная мощность с 20% запасом Ррасч., кВт	Расчётная полная мощность с 20% запасом Sрасч., кВА
В1-100-EN-004 0,4 кВ				
1	Распределительный щит 400 В для клапанов с эл. проводами	5,04	1,81	3,24

№№ п/п	Обозначение распределительного устройства	Установленная мощность Руст., кВт	Расчётная мощность с 20% запасом Ррасч., кВт	Расчётная полная мощность с 20% запасом Срасч., кВА
B1-100-EH-002 0,4 кВ				
2	Распределительный щит 400 В системы электрообогрева	58,0	69,6	77,33
B1-900-EL-001 0,4 кВ				
3	Распределительный щит 400 В системы норм./рабоч. освещения	Переподключены прежние опоры освещения	-	-
B1-930-EL-001 0,4 кВ				
4	Распределительный щит 400 В системы аварийного освещения	0,432	0,52	0,93
B1-900-EK-001A 0,4 кВ				
5	Распределительный щит 400 В системы аварийного освещения	0,248	0,23	0,41

1.4.6.1.2. Электроосвещение

Для освещения открытых пространств нового модуля проектом предусматривается устройство системы электроосвещения.

Запроектированное устройство освещения делится на основные системы:

- Нормальная/рабочая система освещения;
- Аварийное освещение.

Проектируемая система освещения обеспечивает выполнение следующих задач:

- Необходимый уровень освещённости и надёжность работы системы;
- Безопасность персонала и оборудования;
- Возможность развития систем освещения в будущем;
- Надёжность источников поставки эффективной осветительной арматуры;
- Удобство и лёгкость обслуживания осветительных установок.

Нормальная система освещения запитана от системы нормального электроснабжения и обеспечивает наружное освещение общих технологических участков и инженерных сооружений.

Система аварийного освещения предназначена для освещения участков, которые освещаются при отказе системы нормального электроснабжения и запитывается от системы аварийного энергоснабжения.

Детальная техническая характеристика систем освещения участка расположения и самого модуля представлена в электротехнической части проекта.

1.4.6.1.3. Кабельные линии

Для подключения электроприемников установки системы дистанционной продувки МКП скважин Острова А к питающей сети предусмотрена прокладка силовых электрических кабелей.

Новые силовые кабели проложены от существующей локальной диспетчерской к новым распределительным щитам и распределительным коробкам, расположенных на Модуле клапанной платформе.

Проектом предусмотрено применение низковольтных силовых кабелей и кабелей КИП, имеющие следующие характеристики:

- Многопроволочные или одножильные жилы из лужёной отожжённой меди;
- Изоляция жил этилено-пропиленовый каучук (ЭПК);
- Подушка из не содержащего галогенов соединения;
- Броня из оцинкованного с наружной металлической оплётки провода или в форме проволочной оплётки из фосфористой бронзы;
- Оболочка из термоусадочного соединения типа МДБГ (МЭК 60092-359), тип SHF2 (ЭВА - этиленвинилацетат).

Детальная техническая характеристика кабельных линий представлена в электротехнической части проекта.

1.4.6.1.4. Электрообогрев трубопроводов

Для поддержания регламентной технологической температуры предусмотрена система электрообогрева трубопроводов. Параметры температур указаны в таблице 1.4.6.1.4-1, согласно перечню следующих трубопроводов:

Электрообогрева трубопроводов осуществляется саморегулирующими кабелями производства THERMON HTSX 12-2-OJ / HTSX 9-2-OJ (тепловая мощность – 48,0-64,0 Вт/м) / BSX 10-2-OJ / BSX 8-2-OJ / BSX. Для поддержания процесса выбран BSX 5-2-OJ OJ (тепловая мощность – 9,0-32,0 Вт/м).

Суммарная нагрузка нагревательных элементов 58,0 кВт.

Электроснабжение системы электрообогрева трубопроводов предусмотрено от нового Trace Heat распределительного щита, расположенного на платформе.

Кабели электроснабжения будут проложены в бетонной траншее и в новых кабельных лотках.

1.4.6.1.5. Защитные мероприятия

Для объектов острова А Морского комплекса ранее реализованы защитные меры электробезопасности в полном объёме в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» и проектными документами.

Питающие, распределительные сети и электрооборудование оборудуются защитой от короткого замыкания и пробоя на землю, также другими необходимыми видами защит и сигнализации в соответствии с принципиальными схемами первичной коммутации, защит, управления.

Во взрывоопасных зонах предусматривается защита от перегрузки и пробоя на землю.

Территория Морского комплекса и Острова А обеспечены общей многоточечной системой защитного заземления. Металлические корпуса электрооборудования, металлические части зданий и сооружений, связанные с установкой оборудования или прокладкой кабелей и электропроводок, присоединены к сети защитного заземления.

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

Занулению подлежат все металлические корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов и светильников, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, металлические корпуса и каркасы распределительных щитов, шкафов управления, кабельные конструкции, металлические оболочки и брони силовых и контрольных кабелей, стальные трубы электропроводки и другие металлические конструкции, связанные с установкой электрооборудования.

Электроустановки, подключаемые к сети ~400/230В, будут оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Заземляющие шины распределительных щитов присоединить непосредственно к указанной медной шине – внутреннему заземляющему контуру.

Заземление всех технологических установок обеспечивает их защиту от вторичных проявлений молнии и защиту от статического электричества. На всех протяжённых металлических конструкциях и между

параллельно проложенными металлическими трубопроводами при их сближениях на расстояние менее 10 см устраиваются металлические перемычки

1.4.6.2. PR18023. Установка 990. Система видеонаблюдения. Установка камер SPYNEL от HGH на Морских объектах. Остров D. EPC-3 и EPC-4.

В объёмы данного проектирования по модернизации объектов Морского комплекса входит установка панорамных систем слежения на островах D, EPC-3 и EPC-4.

Проектом предусмотрено:

- Электроснабжение уличных шкафов камер видеонаблюдения островов D, EPC-3 и EPC-4;
- Прокладка кабелей;
- Заземление и молниезащита.

Потребители электроэнергии систем видеонаблюдения по надёжности электроснабжения относятся к потребителям I категории особой группы надёжности, по классификации ПУЭ и по соответствующей классификации «критические нагрузки»

Для электроснабжения шкафов телевизионных камер используются резервные автоматические выключатели существующих распределительных щитов установленных в зданиях электрощитовой.

Данные о суммарных нагрузках установленной мощности потребителей электроэнергии нового телекоммуникационного оборудования размещённого на островах D, EPC-3 и EPC-4 представлено в Табл. 1.4.7.-2.

Таблица 1.4.7-2 Расчётные значения нагрузок

№	Обозначение распределительного устройства	Установленная мощность Руст., кВт	Расчётная мощность с 10% -20% запасом Ррасч., кВт	Расчётная полная мощность с 20% запасом Sprасч., кВА
Остров D: Питание от сущ. распределительного щита В4-930-EL-K33 0,4 кВ				
1	Щит видеонаблюдения В4-990K-NCJ-K4E-002	1,06	1,27	5,53
Остров EPC-3: Питание от сущ. распределительного щита В3-920-EP-001 0,4 кВ				
2	Щит видеонаблюдения В3-9900-NCJ-S00-001	1,06	1,27	5,53
Остров EPC-4: Питание от сущ. распределительного щита В7-920-EP-001 0,4 кВ				
3	Щит видеонаблюдения В7-9900-NCR-T00-010	1,06	1,27	5,53

Для подвода питания используются бронированные кабели типа TAC/MGT/EPR/ZH/GSWB/SW4 0,6/1 кВ имеющие защитную оболочку от механических повреждений и наружную защитную оболочку, предохраняющую от коррозии.

Прокладка кабеля электропитания к уличным шкафам видеонаблюдения осуществляется от существующих щитов расположенных в щитовых по существующим кабельным лоткам, на кровле открыто с использованием металлорукава. Шкафы будут установлены рядом, в непосредственной близости с новым телекоммуникационным оборудованием.

Для защиты оборудования от повреждения и персонала реализованы защитные меры электробезопасности в полном объёме в соответствии с ПУЭ и проектными документами.

В рамках проекта модернизации на острове D для проектируемой башни и оборудования установленного на ней предусмотрена защита от прямых ударов молнии отдельным стоящим молниеотводом высотой 4м. Молниеотвод закреплен на металлических конструкциях башни. Согласно СП РК 2.04-103-2013 защищаемое оборудование относится ко II уровню молниезащиты.

1.4.6.3. PCN21025. Остров D. Подъёмный остров. Внедрение автоматизированных систем мониторинга эмиссий на стационарных источниках выбросов (АЕМС). Установка 230 Факельная система НД. Установка 230 Факельная система ВД.

В рамках данного проекта будет произведено внедрение автоматизированных систем мониторинга эмиссий установленных на факельных установках Морского комплекса остров D:

- В4-230-FC-001 Морская факельная установка ВД
- В4-230-FC-002 Морская факельная установка НД.

Приборы и анализатор АСМ должны быть размещаются в отдельно стоящем укрытии анализатора В4-230-JA-001.

Электроснабжение нового укрытия комплектной поставки для анализатора В4-230-JA-001 осуществляется от резерва существующего распределительного щита В4-930-EP-131 напряжением 400 В и ИБП В4-900-EK-131А напряжением 230 В переменного тока согласно объёмам работ KE01-B4-230-KI-A-RE-0002-000-PR21025 и однолинейной схемы KE01-B4-PAKE01A-B01-6004-024-PR21025.

Электрические нагрузки шкафа В4-230-JA-001 установленного в укрытии анализатора, поставляемого комплектно с тех. оборудованием будут уточнены на стадии детального проектирования, после получения информации от поставщика оборудования.

Потребители электроэнергии на новых автоматизированных системах мониторинга эмиссий на стационарных источниках выбросов (АЕМС) по надёжности электроснабжения относятся к разным категориям по классификации ПУЭ и по соответствующей классификации, принятой в основах проектирования STN-00-Z30-E-YP-0001, разработанных компанией NCOC, более подробно описано выше.

Электроснабжение нагрузок находящихся в укрытии анализатора В4-230-JA-001 относящиеся к потребителям I категории особой группы надёжности («критические нагрузки» – по классификации NCOC), для которых предусмотрено дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника электроснабжения, источника бесперебойного питания (ИБП). Перечень нагрузок запитанных по I категории особой группы указан в KE01-B4P6II01A-C11-0001-000-PR21025.

Остальные электроприемники, не отнесённые к потребителям I категории или особой группы I категории, являются потребителями II и III категории по классификации ПУЭ. Они получают электроэнергию от одного источника согласно, однолинейной схемы KE01-B4-PAKE01A-B01-6004-024-PR21025.

Прокладка кабеля от распределительного щита В4-930-EP-131 и ИБП В4-900-EK-131А к новому укрытию анализатора В4-230-JA-001 будет выполнена с использованием существующих кабельных лотков.

В соответствии с объёмом работ KE01-B4-230-KI-A-RE-0002-000-PR21025, для новой анализаторной станции В4-230-JA-001 предусмотрен электрообогрев новых участков трубопроводов. Для питания которых использованы запасные фидеры в существующих распределительных щитах В4-920-EF-139 и В4-920-EF-250.

Для защиты оборудования от повреждения и персонала на объектах острова D Морского комплекса ранее реализованы защитные меры электробезопасности в полном объёме в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» и проектными документами.

1.4.6.4. PCN 23004.ЭТК1. Остров D. Модернизация анализаторов влажности Морского комплекса

Целью проекта является демонтаж устаревших ненадежных анализаторов влажности действующих на конкретных участках технологического оборудования и установка надежных современных новых анализаторов с подключением их к существующей системе электроснабжения и к существующему устройству заземления.

Замена анализаторов Ametek 3050OLV на современные и надежные модели Ss2100i-1 от Spectra Sensor, работающие на других физических принципах, позволило уменьшить общее количество стационарно установленных анализаторов влажности с 7-ми до 3-х штук, см. ниже таблицу 1.4.6.4-1.

Электротехническими решениями предусмотрено:

- Подключение к системе электроснабжения новых анализаторов влажности от фидеров существующих распределительных шкафов на напряжение 240 В переменного тока, 50 Гц от

ИБП и не от ИБП согласно, электрических схем малой мощности указанных ниже, от которых были запитаны ранее запроектированные существующие анализаторы подлежащие демонтажу.

- Подключение соответствующих шкафов, для использования переносных анализаторов с целью ручного отбора проб для химической лаборатории вместо демонтируемых на постоянной основе анализаторов В4-3101-АТ-032, В4-3103-АТ-032.

Анализаторы влажности являются потребителями I категории особой группы надёжности («критические нагрузки» – по классификации NCOС), для которых предусмотрено дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника электроснабжения, источника бесперебойного питания (ИБП).

Объемы проектных решений по модернизации анализаторов влажности Морского комплекса развернуто представлены в разделе «Технологические решения» данной ОПЗ.

Установка новых анализаторов влажности Ss2100i-1 мощностью 360 Вт со шкафами понижения давления и существующей системы подготовки проб взамен существующих анализаторов Ametek 3050OLV мощностью 360 Вт выполнена на позициях демонтируемых анализаторов, что позволило электропитание выполнить от существующих распределительных шкафов на напряжение 240 В переменного тока, 50 Гц от ИБП согласно, электрическим схемам малой мощности с использованием существующих кабельных сетей.

Электроснабжение анализаторов влажности предусмотрено выполнить с использованием существующих силовых кабелей от существующих распределительных щитов, проложенных по существующим вентилируемым кабельным лоткам.

На технологических линиях ТЭГ100 и ТЭГ300 установки осушки газа предусмотрен демонтаж двух существующих анализаторов влажности типа Ametek 3050OLV мощностью 360 Вт на следующих позициях: В4-3101-АТ-032 и В4-3103-АТ-032 и вместо них должны быть установлены шкафы с возможностью подключения переносных анализаторов с аналогичной мощностью 360 Вт

Электропитание шкафов В4-900-ЕК-242А и В4-900-ЕК-342А для подключения переносных анализаторов так же будет выполнено от существующих распределительных шкафов на напряжение 240 В переменного тока, 50 Гц от ИБП согласно, электрическим схемам малой мощности КЕ01-В4-РАКЕ01А-С09-7009-024 и КЕ01-В4-РАКЕ01А-С09-8027-024.

Питающие, распределительные сети и электрооборудование оборудуются защитой от короткого замыкания и пробоя на землю, также другими необходимыми видами защит и сигнализации в соответствии с принципиальными схемами первичной коммутации, защит, управления.

Во взрывоопасных зонах предусматривается защита от перегрузки и пробоя на землю.

Заземление проектируемых анализаторов влажности, выполняется подключением к существующей системе заземления для каждого анализатора.

Для системы электроснабжения на напряжения 0,4 кВ для нейтралей вторичных обмоток трансформаторов 6/0,4кВ предусматривается глухое присоединение к заземляющему устройству.

1.4.6.5. Установка 600. Система получения азота. Модификация комплекта Atlas Copco для проверки на утечку азота. Фаза 2 (PCN 17050)

В рамках модификации существующего азотного комплекта Atlas Copco для проверки на утечку азота, по ранее утвержденному проекту «Обустройство объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Морской Комплекс. Модернизация технологических сооружений» (Заключение №15-0196/20 от 08.09.2020 РГП «Госэкспертиза») установлены на площадке вспомогательного острова ЭТК 1 с временными гибкими соединениями между собой и потребителем азота:

- Блок генератора азота В4-600-ХХ-008;
- Блоки компрессоров В4-600-ХХ-005/6/7;
- Блок бустерного агрегата В4-600-ХХ-004;

Учитывая, что задачей данного проекта, является замена входящих в комплект Atlas Copco шланговых соединений на постоянную трубопроводную обвязку на основе металлических труб, то по электротехнической части задачей является оснащение внешних трубопроводных коммуникаций

системой электрообогрева с целью предотвращения конденсации в трубопроводах и соответственно обеспечение систем обогрева электроснабжением..

Данные о суммарных нагрузках установленной мощности проектируемых потребителей электроэнергии в рамках модернизации комплекта Atlas Corco представлены в Табл. 1.4.7.-2..

Таблица 1.4.7.-2. Расчётные значения нагрузок

№	Обозначение распределительного устройства	Установленная мощность Руст., кВт	Расчётная мощность с 20% запасом Ррасч., кВт	Расчётная полная мощность с 20% запасом Sрасч., кВА
1	Распределительный щит В4-920-EP-302 0,4 кВ	137	111,33	123,68
2	Сущ. распределительный щит освещ. В4-920-EL-142 0,4 кВ	208	249	445.7
3	Сущ. распределительный щит авар.освещ. В4-900-EL-143А 0,4 кВ	388	465	830
4	Сущ. распределительный щит В4-920-EF-172 0,4 кВ электрообогрева трубопр.	4.51	5.41	6.0

Основным источником электропитания проектируемого оборудования перечисленного выше по проекту является существующий распределительный щит В4-920-EP-202 (400 В). Щит В4-920-EP-202 расположен в здании LER В4-655-ZD-003/005. Электроснабжение осуществляется от резервной ячейки А2R.А оснащённой 4-полюсным автоматическим выключателем АВВ на 400 А.

Установка жёстких трубопроводов вместо существующих шланговых соединений между различными компонентами установки для производства азота Atlas Corco в качестве постоянного решения для обеспечения целостности объекта, привела к необходимости выполнения электрообогрева на трубопроводах сжатого воздуха на выходе воздушных компрессоров.

Наиболее подходящим распределительным щитом для электроснабжения проектируемой системы электрообогрева является существующий щит В4-920-EF-172, так как он расположен недалеко от инженерного объекта. Так же в нем имеется необходимое количество резервных автоматический выключателей для подключения.

Система электрообогрева трубопроводов выполняется для поддержания технологической температуры. Параметры температур указаны в Табл. 1.4.7.-3., согласно перечню следующих трубопроводов:

Таблица 1.4.7.-3.

Номер линии	Температура поддержания °С	Номер линии	Температура поддержания °С
В4-6001-CA-045-2"-В04-W	10	В4-6001-OW-001-1½"-А04-WN	10
В4-6001-CA-044-2"-В04-WN	10	В4-6001-CA-046-8"-В04-WN	10
В4-6001-CA-043-2"-В04-WN	10	В4-6001-CA-047-4"-В04-WN	10

Электрообогрев трубопроводов выполнить саморегулируемыми греющими кабелями типа HTSX 9-2-ОJ производства компании Thermon

Освещение площадки размещения комплекта Atlas Corco обеспечивается существующей нормальной системой освещения, обеспечивающей наружное освещение общих технологических участков и инженерных сооружений.

Также размещение комплекта Atlas Copco принято с учетом действующей системы аварийного освещения, предназначенного для освещения участков, которые освещаются при отказе системы нормального электроснабжения и запитывается от системы аварийного энергоснабжения.

Все электрические кабели для подключения проектируемых электроприемников монтируются в лотках по кабельным конструкциям..

Для защиты оборудования и персонала на объектах острова D Морского комплекса ранее реализованы защитные меры электробезопасности в полном объеме в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» и проектными документами и обеспечены общей многоточечной системой защитного заземления.

.Оборудование комплекта Atlas Copco подключается к существующей системе заземления/шинам, согласно, отчёта от NCOС KE01-B4-600-CP-E-RE-0001-000-PR17050 «PR17050 — Комплект для проверки на утечку азота. Объем Фазы 2. Отчет об обследовании электроустановки». Основные потоки кабеля заземления к заземляющему оборудованию будут проложены в кабельных лотках.

1.4.6.6. PR 20033. Установка 365. Установки обратной закачки газа RGI Модернизация БКУ компрессоров ЗСГ (Проект RGI Upgrade) по расширению мощности для закачки газа на острове Д.

Целью модернизации данного проекта является повышение производительности компрессорной линии RGI.

Компрессора RGI расположены на острове D в Модулях 1 и 2.

Модернизация коснулась и вспомогательных систем продолжающих выполнять свои функции в новых условиях эксплуатации с новым оборудованием.

Таковыми вспомогательными системами, принятыми во внимание, являются система смазочного масла и система уплотнительного газа.

Модификация системы смазочного масла с корректировкой номинальных показателей производительности и напора насосного оборудования (PL1÷3) и модификацией насоса аварийной подачи смазочного масла в систему B4-365-PA-123 (PL 3) с заменой двигателей.

Модификация системы уплотнительного газа на DGS (B4-365-KC-101/ B4-365-KC-102/ B4-365-KC-103), предусматривает замену панелей управления DGS.

Все уплотнительные газовые панели DGS поставляются комплектно в полной заводской готовности. Замена старых панелей управления DGS на новые не требует корректировки по подключению, т.к. остаются прежними местоположение новых распределительных коробок и размеры мест присоединения к технологическим трубопроводам.

Объем работ в электротехнической части проекта PR 20033, согласно документа по электротехнической части от NCOС KE01-B4-365-CP-E-WP-0001-000-PR20033 «SD24. Модификация RGI (замена панелей DGS). Рабочий пакет» сводится к следующему:

- Замена двигателей подачи смазочного масла компрессора уплотнительного газа - 1/2; HOLD
- Электрообогрев цилиндра компрессора уплотнительного газа - 1/2;
- Демонтаж существующей системы электрообогрева;
- Снятие и последующее восстановление EHT, JBS и кабелей его электропитания, которые могут стать препятствием при механических работах по замене трубопроводов;
- Установка новых кабелей электрообогрева и аксессуаров на новых трубопроводах.

Электроснабжение двигателей B4-365-EPC-101A/B, B4-365-EPC-102A/B и B4-365-EPC-201A/B, B4-365-EPC-202A/B подачи смазочного масла компрессора уплотнительного газа – 1/2, которые в ходе работ по модернизации были заменены, осуществляется от существующих щитов B4-920-EP-031 и B4-920-EP-041, смотри однолинейные схемы KE01-B4-PNPE01A-E07-0005-000 (лист 6,7) и KE01-B4-PNPE01A-E07-0003-000 (лист 6,7) соответственно. **HOLD**

Электрообогрев цилиндров компрессоров уплотнительного газа - 1/2 365-HN-120/121 и 365-HN-220/221, 365-HN-119 запитан от существующих щитов B4-920-EL-031 и B4-920-EL-041, B4-920-EP-031 см.

однолинейные схемы KE01-B4-PNPE06A-E07-0001-000 (лист 11,12) и KE01-B4-PNPE06A-E07-0002-000 (лист 11,12), KE01-B4-PNPE02A-E07-0001-000 (лист 8) соответственно.

1.4.6.6.1. Кабельные линии

Для подключения проектируемых электроприемников к питающей сети предусмотрена прокладка силовых электрических кабелей по существующим кабельным лоткам от существующих распределительных щитов. Там где отсутствует место для прокладки кабеля по существующим лоткам, предусмотрен монтаж новых кабельных лотков.

Что касается силовой части электропитания системы электрообогрева, то новые силовые кабели от распределительных щитов к новым распределительным коробкам должны быть проложены по существующим кабельным лоткам.

Более подробно все проектные требования к кабельным линиям описаны в разделе «Электротехнические решения»

1.4.6.6.2. Электрообогрев трубопроводов

В соответствии с объемами работ KE01-B4-365-CP-E-WP-0001-000-PR20033 необходимо выполнить частичный демонтаж электрической системы обогрева на существующих трубопроводах, поскольку имеются неисправности и установить новую после замены уплотнительных газовых панелей DGS и восстановления соответствующих трубопроводов.

В таблице Табл.1.4.7.-4 представлены подробные сведения о существующей электрической системе электрообогрева трубопроводов:

Таблица 1.4.7.-4. Существующая системе электрообогрева

№	Номер линии	Оборудование	Работающее от:	EHT ISO
1	2	3	4	5
1	1"-SG-305-71F/ Модуль 1 1"-SG-305-71F/ Модуль 2	B4-365-HEJ-1-98	B4-365-HEJ-1-100	KE01-B4-365-CP-E-DI-0003-001-PR20033 KE01-B4-365-CP-E-DI-0009-001-PR20033
2	1½"-SG-240-71F/Модуль1 1½"-SG-240-71F/Модуль2	B4-365-HEJ-1-092	B4-365-HEJ-1-091	KE01-B4-365-CP-E-DI-0004-001-PR20033 KE01-B4-365-CP-E-DI-0010-001-PR20033
3	1"-SG-306-71F/ Модуль 1 1"-SG-306-71F/ Модуль 2	B4-365-HEJ-1-091	B4-920-EJ-231/2	KE01-B4-365-CP-E-DI-0005-001-PR20033 KE01-B4-365-CP-E-DI-0011-001-PR20033
4	1½"-SG-243-71F/Модуль1 1½"-SG-243-71F/Модуль2	B4-365-HEJ-1-089	B4-365-HEJ-1-090	KE01-B4-365-CP-E-DI-0006-001-PR20033 KE01-B4-365-CP-E-DI-0012-001-PR20033
5	1"-SG-307-71F/ Модуль 1 1"-SG-307-71F/ Модуль 2	B4-365-HEJ-1-090	B4-365-HEJ-1-092	KE01-B4-365-CP-E-DI-0007-001-PR20033 KE01-B4-365-CP-E-DI-0013-001-PR20033
6	B4-3651-TG-053-2"-C11-WN B4-3652-TG-053-2"-C11-WN	B4-365-HEJ-1-242	B4-920-EJ-231/4 (F15) B4-920-EJ-203/4 (F15)	KE01-B4-PNPE14A-E20-0003-374-PR20033 KE01-B4-365-CP-E-DI-0001-001-PR20033

Для электроснабжения системы электрообогрева новых участков трубопроводов в данном проекте используется резервные фидеры существующих шкафов В4-920-ЕН-231, В4-930-ЕН-231, В4-920-ЕН-203 и В4-930-ЕН-203.

Система электрообогрева трубопроводов выполняется для поддержания технологической температуры. Параметры температур указаны в Табл.1.4.7.-5, согласно перечню следующих трубопроводов:

Таблица Табл.1.4.7.-4

Номер линии	Температура поддержания °С	Номер линии	Температура поддержания °С
1	2	3	4
1 1/2"-SG-237-71F/ Модуль 1	60	1 1/2"-SG-237-71F/ Модуль 2	60
1"-SG-305-71F/ Модуль 1	60	1"-SG-305-71F/ Модуль 2	60
1 1/2"-SG-240-71F/ Модуль 1	60	1 1/2"-SG-240-71F/ Модуль 2	60
1"-SG-306-71F/ Модуль 1	95	1"-SG-306-71F/ Модуль 2	95
1 1/2"-SG-243-71F/ Модуль 1	60	1 1/2"-SG-243-71F/ Модуль 2	60
1"-SG-307-71F/ Модуль 1	95	1"-SG-307-71F/ Модуль 2	95
В4-3651-TG-052-2"-С11-WN	30	В4-3652-TG-052-2"-С11-WN	30
В4-3651-TG-053-2"-С11-WN	30	В4-3652-TG-053-2"-С11-WN	30
В4-3651-TG-054-1"-С11-WN	30	В4-3652-TG-054-1"-С11-WN	30
В4-3651-SA-292-1"-62А	50	В4-3652-SA-292-1"-62А	50
В4-3651-SA-293-1"-62А	50	В4-3652-SA-293-1"-62А	50
		В4-3652-UN-020-2"-А22	50

Электрообогрев трубопроводов выполняется саморегулируемыми греющими кабелями типа 10QTVR2-CT и 15QTVR2-CT производства компании Raychem.

1.4.6.6.3. Защитные мероприятия

Для защиты оборудования и персонала на объектах острова D Морского комплекса ранее реализованы защитные меры электробезопасности в полном объёме в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» и проектными документами, которая обеспечена общей многоточечной системой защитного заземления.

Для защиты персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное заземление и зануление. Защитное зануление обеспечивает автоматическое отключение поврежденной фазы аппаратом защиты в начале аварийного участка.

В проектируемых электрических сетях применяется система трехфазного переменного тока с глухозаземленной нейтралью напряжением 400/230В.

Заземление проектируемого оборудования, выполняется подключением к существующей системе заземления.

Выпуски заземления новых панелей находятся в том же положении, что и существующие, согласно, отчёта от NCOC KE01-В4-365-CP-A-RE-0001-000-PR20033 «SD24. Переоснащение ЗСГ (замена панелей DGS). Отчёт об обследовании объекта». Поэтому проблем с повторным подключением отсоединенных существующих проводников заземления к новым панелям DGS не возникнет.

1.4.7. Водоснабжение и канализация

Для обеспечения технической и питьевой водой комплекса морских сооружений на Комплексе D предусмотрены:

- установка забора морской воды (Установка UNIT В4-500), предназначенная для снабжения морской водой технологических установок и средств инженерного обеспечения, а также противопожарного оборудования;
- установка подготовки технической воды (Установка обратного осмоса UNIT В4-520), предназначенная для производства технической воды для систем инженерного обеспечения и снабжения водой установки подготовки пресной воды для жилых помещений;
- установка подготовки питьевой воды (Установка UNIT В4-530), использующая подготовленную пресную воду на UNIT В4-520. Дополнительным источником питьевой воды является привозная бутилированная вода.

По выше отмеченным системам водоснабжения Острова D созданы и действуют следующие сети:

- Водопровод хозяйственно-питьевой воды для обеспечения пресной водой туалетов, душей, уборки помещений, приготовления пищи и в качестве питьевой воды;
- Водопровод технической воды для подачи технической воды в систему производственного водоснабжения и подачи на установку подготовки питьевой воды;
- Водопровод морской воды для подачи морской воды к установкам водоподготовки;
- Водопровод противопожарного водоснабжения для целей пожаротушения.

На технологических сооружениях МК предусмотрена система открытого дренажа, предназначенная для сбора и отвода дождевых и пожарных вод с технологических площадок с бетонным покрытием, а также сбора стоков после гидроуборки площадок, промывки оборудования и трубопроводов;

При этом на острове D сточные воды подразделяются на слабозагрязненные (неопасные) и сильнозагрязненные (опасные), которые собираются отдельно, не смешиваясь.

- система сбора опасных стоков предусмотрена на острове устьев скважин, подъемном острове, технологических линиях 1 и 2, участке инженерного обеспечения, модулях 1 и 2;
- система сбора неопасных стоков предусмотрена на модулях с 8 по 12.

На острове D стоки, поступающие с каждого участка, собираются в промежуточных резервуарах производственно-ливневых стоков и далее, по самотечным трубопроводам, направляются в сборный резервуар, расположенный на юго-западном коффердаме участка вспомогательного острова. Затем стоки перекачиваются в танкер для перевозки на береговые очистные сооружения для последующей их утилизации.

Стоки с технологических площадок с сателлитных добывающих островов А, ЕРС направляются в приемные камеры. далее самотёком в приемный резервуар / отстойник, а затем по трубопроводам в составе комбинированного реагентопровода поступают в сборный резервуар загрязненной нефтесодержащей воды, входящего в состав открытой дренажной системы Блока D.

На острове D в процессе эксплуатации комплекса образуются Возвратные воды, сброс которые производится в водосборные бассейны морской воды.

Источниками образования возвратных вод являются: опреснительная установка В4-520, система охлаждения биомассы очистной установки завода – изготовителя Компании «Triqua» В4-570 и процесс гидротестирования противопожарной системы Установка В4-730.

На острове D в связи с наличие постоянно присутствующего обслуживающего производственного персонала созданы система Хозяйственно-бытовой канализации, состоящая из систем:

- Хозяйственно-бытовая канализация для сбора и отведения на очистку «серых» сточных вод (сточные воды из санитарно-гигиенических помещений, умывальных, душевых, ванн, моек и оборудования, кухни и пищеблоков);

- **Хозяйственно-фекальная канализация для сбора и отведения на очистку «черных» сточных вод (сточные воды от туалетов, писсуаров и унитазов, находящихся в общих уборных и в медицинских помещениях).**

Очистка хозяйственно-бытовых сточных вод острова Д осуществляется на Установке В4-570. Сбор очищенной и обеззараженной сточной воды производится в танке очищенных сточных вод объемом 10 м3. Затем очищенная вода передается специализированным морским судам для транспортировки ее на берег также для последующей утилизации.

Направления существующей на МК системы утилизации сточных вод, методы и степень ее очистки на очистных установках приняты в зависимости от ее качественного состава и свойств, которые в свою очередь зависят от технологического процесса, где вода использовалась. Направления утилизации сточных вод приведены в Табл. 1.4.7-1

Таблица 1.4.7-1. Направления утилизации сточных вод

Вид сточных вод	Категория сточных вод	Направления утилизации
1	2	3
Остров Д		
Хозяйственно-бытовые (серые и черные) сточные воды с Жилых модулей и производственных зданий	Нормативно очищенные	Сбор и очистка на установке В4-570, вывоз очищенных вод на береговые очистные сооружения.
Производственно-ливневые сточные воды	Загрязненные	Вывоз на Базу поддержки морских операций для передачи на очистные сооружения.
Острова А, ЕРС2, 3,4		
Производственно-ливневые сточные воды	Загрязненные	Передача на остров Д через систему реагентопроводов (открытая дренажная система) либо как альтернативный вариант возможна откачка из колодцев открытой дренажной системы и вывоз судном

Загрязненные производственно-ливневые, очищенные и обеззараженные хозяйственно-бытовые сточные воды вывозятся с МК специальными баржами на берег для дальнейшей очистки и утилизации.

На причале базы поддержки морских операций для приема сточных вод применяются емкости для временного хранения сточных вод перед передачей их сторонней организации по договору.

Для приема и размещения сточных вод на суше планируется использовать следующие пункты:

- **Очищенных хозяйственно-бытовых сточных вод – сторонняя организация по договору;**
- **Производственно-ливневых сточных вод – передача на очистные сооружения с последующим вывозом на пруды-накопители (испарители) ОСБШИНВ Кошанай.**

При реализации проектных решений по объектам изменений и модификаций (PCN's и MoC's) в существующие процессы и оборудование с целью устранения «узких мест» на объектах обустройства МК решения по части проекта водоснабжения и водоотведения приняты полностью интегрированными в существующие системы, что дополненных существенных конструктивных решений и корректировку расходных показателей не вызвало.

Объекты внедрения лучших практик, такие как модернизация анализаторов влажности Морского комплекса по PR23004, Автоматизированная Система Мониторинга Эмиссий на Стационарных Источниках Выбросов (АЕМС) по PCN 21025, предусмотренные настоящим проектом, являются потенциальными крайне незначительными водопотребителями и источниками стоков. В процессе внедрения и отработки штатных режимов, учитывая специфические существующие условия эксплуатации, когда будут получены по данным объектам инноваций устойчивые статистические показатели расходов, то тогда они, в случае их представительных объемов, будут приняты для дальнейшего учета в показателях баланса водоснабжения и водоотведения МК в рамках последующих проектов.

Достигнутые показатели годового баланса водоснабжения и водоотведения по МК на момент начала этапа наращивания добычи нефти до 450 тыс. барр./сут. на 2022 год по данным утвержденной Оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) от 2019 г, разработанной ТОО «SED» (г.Алматы) в рамках проекта «Обустройство объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Морской комплекс. Модернизация технологических сооружений» представлены ниже в Табл. 1.4.7-2.

Таблица 1.4.7-2. Достигнутые показатели годового баланса водоснабжения и водоотведения по МК на момент начала этапа наращивания добычи нефти до 450 тыс. барр./сут., на 2022 год

№ п/п	Наименование	Водопотребление, тыс. м ³ /год			Водоотведение, тыс. м ³ /год				Безвозвратное потребление
		Свежая вода	Повторно используемые	Всего	Сброс возвратных вод	На повторное использование	Вывоз на базу поддержки	Всего	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Острова А и Д									
1	Морская вода для опреснителя, в т. ч.:	114,56	-	114,56	68,734	3,36	20,627	92,721	21,839
1.1	подготовленная питьевая вода на хозяйственные нужды персонала	22,822	-	22,822	-	3,36	19,462	22,822	-
1,2	подготовленная техническая вода на производственные нужды	23,004	-	23,004	-	-	1,165	1,165	21,839
2	Собственные нужды водозаборных насосов МВ	7,04	-	7,04	7,04	-	-	7,04	-
3	Сервисное обслуживание скважин/внутрискважинны е работы МВ	5,7	-	5,7	-	-	1,064	1,064	4,636
	Итого МВ:	127,3	-	127,3	75,774	3,36	21,691	100,825	26,475
Остров ЕРС2									
1	Сервисное обслуживание скважин/внутрискважинны е работы МВ	5,7	-	5,7	-	-	1,064	1,064	4,636
	Итого:	5,7	-	5,7	-	-	1,064	1,064	4,636

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

№ п/п	Наименование	Водопотребление, тыс. м ³ /год			Водоотведение, тыс. м ³ /год				Безвозвратное потребление
		Свежая вода	Повторно используемые	Всего	Сброс возвратных вод	На повторное использование	Вывоз на базу поддержки	Всего	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Остров ЕРС3									
1	Сервисное обслуживание скважин/внутрискважинные работы МВ	5,7	-	5,7	-	-	1,064	1,064	4,636
	Итого:	5,7	-	5,7	-	-	1,064	1,064	4,636
Остров ЕРС4									
1	Сервисное обслуживание скважин/внутрискважинные работы МВ	5,7	-	5,7	-	-	1,064	1,064	4,636
	Итого:	5,7	-	5,7	-	-	1,064	1,064	4,636
Работы по борьбе с солеобразованием в скважинах									
1	Приготовление ингибитора	-	3,36	3,36	-	-	-	-	3,36
	Итого:	-	3,36	3,36	-	-	-	-	3,36
	Всего:	144,4	3,36	147,76	75,774	3,36	23,883	104,017	43,743

1.4.8. Противопожарные мероприятия

1.4.8.1. Данные по категориям зданий, сооружений, помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности на Морском комплексе.

Определяющим критерием, лежащими в основе принятия адекватного комплекса противопожарных мероприятий, принимаемого для объектов обустройства, являются характеристика технологических сред по взрывопожароопасности, обращающихся на объектах, категории объектов по взрывопожарной и пожарной опасности. Данные показатели влияют на весь комплекс принимаемых проектных решений, в т.ч на принимаемые объемно-планировочные решения

Учитывая, что основной объем изменений и модификаций, предусмотренных настоящим проектом, затрагивает существующие объекты Морского комплекса, то ниже в Табл. 1.4.81 приведены показатели категорий основных зданий, сооружений, помещений, и наружных установок МК по взрывопожарной и пожарной опасности, классов взрывоопасных и пожароопасных зон по ПУЭ РК, категорий и групп взрывоопасных смесей.

Таблица 1.4.8-1. Категории зданий, сооружений, помещений, оборудования и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности, классы взрывоопасных и пожароопасных зон по ПУЭ РК, категорий и групп взрывоопасных смесей

№ п/п	Наименование зданий, сооружений, помещений, оборудования и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности	Вещества, применяемые в производстве	Категория взрывопожарной и пожарной опасности ТР «Общие требования к пожарной безопасности»	Класс взрывоопасной и пожароопасной зоны по ПУЭ РК	Категория и группа взрывоопасных смесей
1	2	3	4	5	6
Технологические установки					
1	Установка В4-100. Устья добывающих и нагнетательных скважин	Нефть серосодержащая, газ серосодержащий	Ан	В-1г	IIА-ТЗ
2	Установка В4-130. Манифольдные установки	Нефть серосодержащая, газ серосодержащий	Ан	В-1г	IIА-ТЗ
3	Установка В4-190. Камеры приема/пуска скребка	Нефть серосодержащая, газ серосодержащий	Ан	В-1г	IIА-ТЗ
4	Установка В4-200. Комплексные сепарационные установки и тестовое оборудование	Нефть серосодержащая, газ серосодержащий	Ан	В-1г	IIА-ТЗ
5	Установка В4-220. Система транспортировки нефти	Нефть, газ	Ан	В-1г	IIА-ТЗ

№ п/п	Наименование зданий, сооружений, помещений, оборудования и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности	Вещества, применяемые в производстве	Категория взрывопожарной и пожарной опасности ТР «Общие требования к пожарной безопасности»	Класс взрывоопасной и пожароопасной зоны по ПУЭ РК	Категория и группа взрывоопасных смесей
1	2	3	4	5	6
6	Установка В4-310. Система дегидратации газа	Газ серосодержащий	Ан	В-1г	IIА-Т3
7	Установка В4-360. Компримирование газа мгновенного испарения	Газ серосодержащий	А/Ан	В-1а / В-1г	IIА-Т3
Установки инженерного обеспечения					
1	Установка В4-120. Хранение и дозирование химреагентов	Ингибитор парафинов, ингибитор асфальтенов	Вн	В-1г	IIА-Т3
2		Ингибитор коррозии	Ан	В-1г	IIА-Т3
3		Антинакпин	Д	-	-
4		Метанол	Ан	В-1г	IIА-Т3
5	Установка В4-230. Факельная система	Газ, конденсат	А/Ан	В-1а / В-1г	IIА-Т2
6	Установка В4-380. Система регенерации гликоля	Этиленгликоль, вода, газ	А/Ан	В-1а / В-1г	IIА-Т2
7	Установка В4-420. Система топливного газа	Газ, конденсат	А/Ан	В-1а / В-1г	IIА-Т2
8	Установка В4-430. Система хранения и распределения дизельного топлива	Дизельное топливо	Вн	В-1г	IIА-Т2
9	Установка В4-460. Система производства и распределения сжатого воздуха	Воздух	Д	-	-
11	Установка В4-470. Электростанция с газопаротурбинными генераторами	Газ сжигается в качестве топлива	Г	-	-
12	Установка В4-480.	Дизельное	В	В-1г	IIА-Т2

№ п/п	Наименование зданий, сооружений, помещений, оборудования и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности	Вещества, применяемые в производстве	Категория взрывопожарной и пожарной опасности ТР «Общие требования к пожарной безопасности»	Класс взрывоопасной и пожароопасной зоны по ПУЭ РК	Категория и группа взрывоопасных смесей
1	2	3	4	5	6
	Система аварийных дизель-генераторов	топливо			
13	Установка В4-500. Система морской воды	Вода морская	Д	-	-
14	Установка В4-520. Система производственного водоснабжения	Вода	Д	-	-
15	Установка В4-530. Система пресного водоснабжения	Вода	Д	-	-
16	Установка В4-540. Открытая дренажная система	Вода нефтесодержащая	Бн	В-1г	IIА-Т3
17	Установка В4-550. Закрытая дренажная система	Нефть, газовый конденсат	Ан	В-1г	IIА-Т3
18	Установка В4-560. Очистка нефтесодержащей воды	Вода нефтесодержащая, газ серосодержащий	Ан	В-1г	IIА-Т3
19	Установка В4-600. Система производства и распределения азота	Азот	Д	-	-
20	Установка В4-730. Система водяного/пенного пожаротушения	Вода	Д	-	-
21	Установка В4-750. Каскадная система воздуха для дыхания	Воздух	Д	-	-
22	Блок-модуль Аналитаторной автоматизированной системы мониторинга эмиссий на стационарных	Газ серосодержащий. Тестовые ГГ	А	В-1а	IIА-Т3

№ п/п	Наименование зданий, сооружений, помещений и оборудования и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности	Вещества, применяемые в производстве	Категория взрывопожарной и пожарной опасности ТР «Общие требования к пожарной безопасности»	Класс взрывоопасной и пожароопасной зоны по ПУЭ РК	Категория и группа взрывоопасных смесей
1	2	3	4	5	6
	источниках выбросов (АEMS)				

1.4.8.2. Существующие организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности Морского комплекса

К основным нормируемым организационно-техническим мероприятиям по обеспечению пожарной безопасности на Морском комплексе относятся:

- Комплекс мероприятий по содержанию территории, заданий, помещений и сооружений
- Мероприятия по содержанию электроустановок.

Детальное описание состава организационно-техническим мероприятиям по обеспечению пожарной безопасности на Морском комплексе представлено в разделе проекта «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»

Учитывая, что в настоящем проектируемые в основное своем составе объекты изменений и модификаций конструктивно и территориально согласно объемно-планировочными и компоновочными решениями находятся в границах действующих объектов, то все выполняемые изменения и модификации автоматически подконтрольны действующим организационно-техническим мероприятиям по обеспечению пожарной безопасности на Морском комплексе, которым необходимо неуклонно следовать.

1.4.8.3. Существующие системы обеспечения пожарной безопасности на Морском комплексе

Разработка технических решений по пожаротушению была выполнена на ранних этапах освоения м/р по результатам проведенного анализ возникновения возможных пожаров на Блоках D и A, результаты которого изложены в документе Agip KCO KE01.B0.000.KD.H.RE.0013.000 «Отчет по анализу рисков пожаров и взрывоопасности».

Потребность в пожарной воде рассчитана из условия возникновения одного пожара. Максимальная потребность в воде для целей пожаротушения возникает при возможном пожаре на острове бурения в зоне устьевого оборудования и манифольдов.

Пожарная безопасность зданий и сооружений Морского комплекса обеспечивается системами предотвращения пожара и системами пожаротушения.

Системы пожарной безопасности характеризуются уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и оборудования и выполняют одну из следующих задач:

- Предотвращение распространения пожара;
- Обеспечение пожарной безопасности персонала;
- Обеспечение пожарной безопасности оборудования.

Противопожарная защита достигается применением одного из следующих способов или при их сочетании:

- Применением средств пожаротушения и соответствующих видов пожарной техники:

- системы наружного кольцевого противопожарного водопровода с пожарными гидрантами, в т.ч. оборудованными ящиком с противопожарным оборудованием и пожарными кранами с рукавными катушками;
 - водозаборного бассейна;
 - основных и подпорных пожарных насосов;
 - пожарных лафетных стволов;
 - первичных средства пожаротушения
- Применением систем активной противопожарной защиты, автоматических установок пожарной сигнализации и пожаротушения:
 - автоматической дренчерной и сплинкерные водопенные установки орошения и установки пожаротушения;
 - установки пожаротушения тонкораспыленной водой;
 - модульных систем автоматического пенного и газового пожаротушения
 - Применением пассивной огнезащиты строительных конструкций:
 - сочетание конструктивных и объемно-планировочных решений с соответствующей степенью огнестойкости и классом конструктивной пожарной опасности;
 - Применением устройств, обеспечивающих ограничение распространения пожара:
 - соблюдение нормативных противопожарных расстояний между зданиями и сооружениями Морского комплекса;
 - системы аварийного останова;
 - Организация с помощью технических средств, включая автоматические, своевременного оповещения людей о пожаре и последующей их эвакуации:
 - система оповещения о пожаре (система громкоговорящей связи общего оповещения (ГС/ОО) с звуковым сигналом определенной тональности речевого оповещения и проблесковым маячком);
 - задействование телекоммуникационных средств в целях оповещения, в т.ч. системы громкого оповещения в сочетании с сигналом «приготовиться к покиданию объекта».

На острове D для пожаротушения используется необработанная морская вода из бассейна расположенного под баржами инженерного обеспечения.

Включение системы производится одним из следующих способов:

- Автоматическое включение системой обнаружения пожара и газа, через соответствующие логические схемы распределенной системы управления;
- Автоматическое включение через соответствующие логические схемы распределенной системы управления, при падении давления;
- Дистанционное включение – вручную из центральной и местной операторных;
- Местное включение – вручную, с местных панелей управления пожарными насосами и установок водяного и пенного пожаротушения и охлаждения.

Отключение системы пожаротушения предусматривается только вручную, в пожарных насосных, непосредственным отключением насосов.

Расчет по определению необходимого расхода воды для целей пожаротушения, в случае наиболее сложного возможного пожара на острове устьев скважин показал потребность в воде 3 000,0 м³/час. KE01.B0.000.KD.H.RE.0010.000 – «Отчет о предварительных расчетах потребности в пожарной воде».

Противопожарный кольцевой водопровод разделен на секции, расположенными в ключевых точках отсекающими клапанами с дистанционным и ручным управлением. При плановом или аварийном отключении одной из нескольких секций водопровода общее противопожарное водоснабжение комплекса не прекращается.

Проведенными расчетами также определен диаметр магистрального противопожарного водопровода, который составляет 450 мм для обеспечения необходимого расхода и давления в самом удаленном месте комплекса, при самых неблагоприятных условиях, когда некоторые секции отключены в связи с ремонтом или повреждением и через сеть проходит только односторонний поток.

В связи с использованием для целей пожаротушения морской воды, в качестве материала для основного и распределительных трубопроводов системы противопожарного водоснабжения комплекса выбран медно-никелиевый сплав.

Трубопровод прокладывается подземно и надземным способом по эстакадам и обеспечивается тепловым изоляционным покрытием и применением электрокабельного обогрева.

Предусмотренные проектом размеры и объем бассейна обеспечивают хранение запаса морской воды достаточного для трехчасового тушения, наиболее сложного, возможного пожара, с максимальным требуемым расходом 3 000,0 м³/час.

По наружному контуру модифицируемых Модулей 1 и 2 расположен кольцевой противопожарный трубопровод диаметром 150 мм, имеющий две врезки в основной кольцевой противопожарный трубопровод острова устьев скважин диаметром 450 мм.

Ниже приведена краткая характеристика отдельных из ключевых технических средств, являющихся составными техническими компонентами и решениями, работающих в сочетании с выше отмеченными способами противопожарной защиты.

Детальное описание существующих технических средств противопожарной защиты на технологических сооружениях Морского комплекса представлено в разделе «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности».

1.4.8.3.1. Система обнаружения пожара и газа

Блок А и Комплекс D.

Системы активной противопожарной защиты всегда находятся в режиме ожидания и автоматически включаются по сигналу от распределенной системы управления (PCY), связанной с системой обнаружения пожара и газа (ПиГ) или непосредственно самостоятельно чрез систему ПиГ. При этом автоматически одновременно срабатывает закрытие противопожарных и газовых заслонок, выключение систем ОВиКВ.

Система обнаружения пожара и газа (ПиГ) примененная в на Морском комплексе, представляет собой полностью автоматическую систему на основе высоко интегрированного процессора, отвечающего требованиям стандартов, в которой имеются пожарные извещатели, датчики обнаружения газа и логические схемы управления, обеспечивающие обнаружение пожара, опасной концентрации легковоспламеняющихся и токсичных газов и формирующие ответную реакцию системы.

Система ПиГ, путем выдачи сигналов на соответствующие панели, самостоятельно или через систему PCY с помощью других систем обеспечивает:

- Срабатывание автоматических систем пожаротушения, закрытие противопожарных и газовых заслонок, выключение систем ОВиКВ;
- Оповещение персонала по системе громкой связи/общего оповещения (ГС/ОО);
- Отключение энергоснабжения соответствующего электрооборудования;
- Срабатывание соответствующего уровня системы аварийного останова (АО).

Индикация исправного состояния системы обнаружения пожара и газа (ПиГ) выводится на матричную панель сигнализации в центральной операторной (ЦО) и на отдельные экраны распределенной системы управления (PCY).

Блоки EPC 2, EPC 3, EPC 4

Блоки EPC представляют собой удаленные объекты, управляемые с центральной операторной, расположенной на Комплексе D.

Несмотря на то, что возникновение пожара на одном из EPC при нормальных условиях эксплуатации маловероятно, принцип обеспечения безопасности требует включения в систему обнаружения газа на случай утечки продукции и системы обнаружения пожара на случай, если такая утечка воспламенится.

Специальная система обнаружения пожара и газа, разработанная для ЕРС, автоматически останавливает производственный процесс, изолирует участок трубопровода, подверженный пожару или утечки газа, и подает сигнал тревоги, как на месте пожара или утечки газа, так и в центральной диспетчерской, расположенной на Комплексе D.

Помимо срабатывания системы обнаружения пожара и газа, стояк распределительного трубопровода и клапаны отказоустойчивой системы защиты безопасно закроются. Получив предупреждение о пожаре (через систему обнаружения пожара и газа), операторы Комплекса D предпримут соответствующие меры, которые могут включать дистанционно управляемый сброс давления в соответствующей трубопроводной системе.

Повреждения пожаром линий гидравлической системы управления или электрических кабелей, предназначенных для клапанов аварийного останова или клапанов продувки, приведет к тому, чтобы эти клапаны приняли безопасное положение.

Клапаны аварийного останова откроются, а клапаны продувки закроются. В результате будет достигнуто то же состояние, что и при автоматической активации системы обнаружения пожара и газа.

На каждой ЕРС установлена сеть устройств обнаружения пожара и газа. Для каждого устья скважины предусмотрена автономная система останова, но с обеспечением возможности останова с помощью систем более высокого уровня.

Для каждой скважины предусмотрена отдельная система обнаружения пожара, включающая устройства останова скважины в случае его обнаружения.

Все операции возврата в исходное состояние систем ПиГ и АО выполняются только после посещения ЕРС эксплуатационным персоналом.

1.4.8.3.2. Система аварийного останова

Система аварийного останова обеспечивает защиту технологического процесса и оборудования от выхода из строя для обеспечения безопасности персонала, имущества и окружающей среды.

Сложность и масштаб аварийных ситуаций, в том числе и пожара, определяют необходимость автоматического или ручного включения одного из четырех уровней аварийного останова (АО-0, АО-1, АО-2 и АО-3) согласно последовательности аварийного отключения и сброса давления.

1.4.8.4. Противопожарные мероприятия на объектах изменений и модификаций этапа наращивания добычи нефти до 450 тыс. барр./сут.

В Табл. 1.1.5.3-1 раздела 1.1.5.3 представлен весь состав объектов устранения узких мест (debottlenecking) и модификаций на МК, обеспечивающие расширение мощности до 450 тыс. барр. нефти/сут., а также дополнительных оптимизаций и модернизаций.

Основной объем модификаций осуществлялся на существующих установках, оборудовании и существующих обвязочных коммуникациях с целью увеличения их пропускной способности. В связи с этим проектные решения по модификациям и изменениям принимались из условий:

- минимизации затрат на осуществление демонтажных и строительно-монтажных работ с целью их реализации в короткие сроки ППР;
- максимального сохранения существующих смежных примыкающих инженерных систем, обслуживающих, в т.ч. модифицируемые участки или оборудование.

Возможность реализации этих условия еще более подкреплялись тем, что проектируемые объекты изменений и модификаций конструктивно и территориально согласно объемно-планировочными и компоновочными решениями находятся в границах действующих объектов.

В частности, отмеченные обстоятельства позволило выполнить изменения и модификации на объектах без необходимости модификации и реконструкции действующих систем пожаротушений с сохранением их эффективности, что в конечном итоге исключило необходимость внесения изменений и дополнений в обслуживающие противопожарные системы и оборудование.

1.4.9. Отопление, вентиляция и кондиционирование. Теплоснабжение

В проект включены вновь проектируемые объекты удаления узких мест (debottlenecking) на Морском комплексе, по произведённым изменениям и модификациям (PCN и EMoC), обеспечивающие наращивание добычи до 450 тыс. баррелей нефти в сутки, см. выше Табл. 1.1.5.3-1.

На этапе наращивания производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Морском комплексе строительство новых зданий, капитального строительства и представляющих собой объемное надземное строительное сооружение, включающее в себя помещения, предназначенные для постоянной деятельности людей, размещения производства, а также сети и системы инженерно-технического обеспечения, не предусматривается.

В существующих быстровозводимых блочно-модульных зданиях (БМЗ) замена технологического и другого оборудования на новое (Модуль 1 и 2) не влияет на работу существующих систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, поскольку в производственных помещениях, с возможным выделением вредных паров и газов, необходимый воздухообмен был рассчитан по максимальной кратности воздухообмена в соответствии с нормативными требованиями РК.

Проектные решения по отоплению, вентиляции и кондиционированию воздуха всех существующих зданий Морского комплекса были разработаны и реализованы в соответствии с ранее разработанными и утвержденными проектами обустройства, представленными выше в разделе 1.2.

Теплоснабжение отопительно-вентиляционных систем зданий, входящих в состав сооружений Морского комплекса, осуществляется электроэнергией с непосредственной трансформацией ее в тепловую

Отопление электропомещений, жилых, производственных и административно-бытовых зданий осуществляется системами приточной вентиляции и кондиционирования, совмещенных с воздушным отоплением.

Источником холодоснабжения для систем кондиционирования воздуха, обслуживающих помещения зданий операторных, являются холодильные установки компрессионного типа с хладагентом HFC-R134a с поверхностными воздухоохладителями, устанавливаемыми в блоках обработки воздуха

Управление и контроль за работой систем и оборудования ОВ и КВ осуществляется как из местных пунктов управления МА, так и из центрального диспетчерского пульта в ЦО в тесной связи с системами обнаружения пожара и загазованности и аварийного отключения. Пульты управления оснащены средствами взаимной блокировки, связанными с центральными или местными пультами управления ОВ и КВ.

1.4.9.1. Метеорологические расчетные данные

Расчетные параметры наружного воздуха приняты по данным отчетов по метеорологическим изысканиям компании НКОК Н.В для Морского комплекса и СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология» для г. Атырау:

- | | |
|--|--------------|
| ▪ температура для расчета систем отопления | минус 23 °С; |
| ▪ температура для расчета систем вентиляции и кондиционирования: | |
| – зимний период | минус 23 °С; |
| – летний период | плюс 35 °С |
| ▪ абсолютная минимальная температура наружного воздуха | минус 36 °С |
| ▪ абсолютная максимальная температура наружного воздуха | плюс 42 °С |
| ▪ продолжительность отопительного периода | 177 суток |
| ▪ средняя скорость ветра | 5,2 м/сек |

1.4.9.2. Объекты изменений и модификаций, по которым принимались решения по ОВ и КВ

В рамках реализации программы по созданию Автоматизированной системы мониторинга эмиссий на стационарных источниках выбросов (АЕМС) в соответствии с требованиями Экологического кодекса РК предусматривается контроль за выбросами факельной системы Установки 230. В связи с этим на подъемном острове Острова D предусматривается размещение аналитического здания (В4 -230-JA-001) в виде блок-контейнера, внутри которого создается микроклимат, обеспечивающий необходимые

условия работы оборудования к аппаратуры, предназначенные для кратковременного пребывания человека внутри укрытия во время обслуживания и проведения ремонтных работ.

Для разработки БКУ анализаторной в полной заводской готовности были приняты типовые требования для систем ОВ и КВ, аналогичными существующим укрытиям МК, принятым для блочно-контейнерного вида с категорией по взрывопожарной опасности – А:

- в анализаторной воздухообмен должен быть рассчитан из условия уменьшения концентраций вредных газов до допустимых пределов для воздуха рабочей зоны в соответствии с ГОСТ 12.1.005;
- кратность воздухообмена принимается не менее 10, в соответствии с ВСН 21-77, п. 8.5;
- приток воздуха в блок анализаторной должен осуществляться с помощью приточных установок в рабочую зону со 100 % резервом равномерно;
- отопление блочной анализаторной должно быть воздушным, совмещенным с приточной вентиляцией;
- оборудование систем вытяжной вентиляции принимается во взрывозащищенном исполнении.

1.4.10. Организационные и инженерно-технические мероприятия по обеспечению охраны труда и техники безопасности

Учитывая, что объекты МК 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.

На блоках ЕРС существуют три категории рабочих зон в зависимости от риска токсического воздействия и требованиям к использованию дыхательных аппаратов-самоспасателей.

Территория блока D разделена на три категории рабочих зон. Эти зоны, определяемые по риску токсического воздействия и по требованиям к использованию дыхательных аппаратов-самоспасателей, классифицируются, как КРАСНАЯ зона (высокий риск), ЖЕЛТАЯ зона (средний риск) и ЗЕЛЕНАЯ зона (низкий риск).

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

1.4.10.1. Основные производственные факторы вредного воздействия на персонал

Основными существующими физическими факторами техногенного происхождения, оказывающими воздействие на персонал МК, являются:

- Шум;
- Вибрация;
- Свет;
- Электромагнитное излучение.
- Вредные, токсичные вещества.

Морской комплекс в целом относится к опасным производственным объектам согласно Статьи 70 ЗРК «О гражданской защите». В технологическом производственном процессе обращаются, хранятся и транспортируются вещества с токсичными свойствами, а также способные при определённых условиях образовывать взрывопожароопасную среду.

Проектируемые сооружения относятся к различным категориям по взрывопожарной и пожарной опасности, что вызывает дополнительные риски.

Так например, на проектируемых объектах ОЗГ предусматриваются технологические сооружения и узлы по компримированию и нагнетанию попутного газа с высоким содержанием сероводорода, а также вспомогательные сооружения с различными средами, которые выступают как вредные химические факторы

В производственном процессе компримирования и закачки обращаются следующие взрывоопасные, пожароопасные и вредные вещества: высокосернистый газ (до 25,4% мол. H_2S), топливный газ, метанол, диэтиленгликоль, ингибиторы коррозии и др..

В соответствие с классификацией Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения», Утвержденные приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № ҚР ДСМ-72, по своим вредным физико-химическим производственным факторам производственные процессы относятся к различным группам производственных процессов: 2в; 2, 2г; 3; 3б.

По санитарной характеристике процессы МК соответственно характеризуются:

- процессы, протекающие при избытке явного тепла или неблагоприятных метеоусловиях;
- процессы, протекающие при неблагоприятных метеоусловиях, связанные с воздействием влаги, вызывающей намокание одежды;
- процессы, протекающие при неблагоприятных метеоусловиях, при температуре воздуха $+10^{\circ}C$ и ниже, включая работы на открытом воздухе;
- процессы, вызывающие загрязнения тела и спецодежды веществами 1 и 2 классов опасности, а так же веществами, обладающим и стойким запахом.

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 физическими факторами для объектов УУМ, рассматриваемых в данном проекте, являются:

- производственный шум;
- вибрация.

1.4.10.1.1. Производственный шум.

Основными источниками шумового воздействия на здоровье людей, а также на окружающую морскую флору и фауну, в производственных условиях эксплуатации объектов Морского комплекса, в частности на острове D (ЭТК 1), являются газотурбинные привода ГТЭУ (Модули 8 и 9) и компрессорной станции обратной закачки газа (Установка 365. Модули 1 и 2 ОЗГ).

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.

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.

1.4.10.1.2. 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 устранить резонансных режимов работы оборудования, то есть выбор режима работы при тщательном учете собственных частот машин и механизмов.

На объектах МК основным источником вибраций является технологическая категория.

1.4.10.1.3. Основные мероприятия по снижению физических факторов шума и вибраций на объектах модификаций МК

К основным мероприятиям такого характера, учитывая категорию вибраций, присущей для объектов МК, 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 газотурбинной установки компрессоров ОЗГ была разработана новая конструкция герметичного кожуха. Как и на существующей системе выхлопных газов ГТЭУ были установлены шумогасители.

Снижение уровня вибрации турбокомпрессорной станции достигается установкой газовой турбины и 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 предусмотрено усиление палубы Модуля.

Компрессоры уплотнительного газа тоже устанавливаются на фундаменты, аналогичной конструкции для крепления оборудования с виброизоляцией. Под фундаментами палуба Модуля усилена конструктивными элементами.

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 компрессорной станции ОЗГ 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.

Допустимые уровни транспортно-технологической и технологической вибрации рабочих мест должны соответствовать гигиеническим нормативам.

1.4.10.2. Основные направления проектных решений, принятые для обеспечения охраны труда и повышение уровня техники безопасности

Основные направления технических решений, принятые в проекте изменений и модификаций, обеспечивают необходимую всестороннюю безопасность труда и производства, за счет следующего:

- Нормативного размещения объектов модификаций с соответствующими расстояниями от существующих объектов;
- Размещения трасс технологических трубопроводов на безопасном расстоянии от технологических установок, подземных трубопроводов в соответствии с требованиями нормативных документов;
- Классификации функциональных зон с учетом принципа технологичности потоков;
- Осуществления непрерывного надзора с помощью контрольно-измерительных приборов;
- Предусмотренных систем обнаружения пожара и газа (ПиГ);;
- Система защиты оборудования от повышения давления (HIPPS или ВЗВД);
- Система аварийного и технологического останова (АО);
- Система аварийного сброса давления (ССД);
- Распределенная система управления (PCY);
- Система противоаварийной защиты (ПАЗ)
- Системы охраны и контроля доступа;
- Сигнализации опасной концентрации газа;
- Системы оповещения;
- Изоляции оборудования и трубопроводных коммуникаций;
- Технической характеристики оборудования с использованием максимальной герметизации по принципу закрытой системы добычи нефти и газа;
- Оборудования имеющего соответствующие сертификаты, разрешения на применение опасных технических устройств;
- Дренажей и закрытой системы дренажа;
- 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 суц. 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	

Для обеспечения безопасной остановки процесса ОЗГ на комплексе D предусмотрена **система аварийного останова (АО)** и, связанная с ней, **система аварийного сброса давления (ССД)**. Система АО автоматически, по определенному алгоритму, выполняет заданную последовательность операций, при обнаружении отклонений в технологическом процессе или при ручном запуске. Все модификации предусматриваемые на Модулях RGI выполнены с учетом выше приведенных систем.

Система АО делит установку по принципу равного давления в изолируемых секциях и с одинаковой нагрузкой на фланцы и выдает разрешающий сигнал для осуществления ручного аварийного сброса давления.

Система аварийного останова и сброса давления изолирует запасы углеводородов и оборудование в зоны по степени их расчетного давления, и останавливает работающее оборудование. Кроме этого, указанная система может также эвакуировать газообразный запас из этих зон на факел.

Первоочередной задачей останова компрессорной цепочки ОЗГ является следующее:

- Защита персонала;
- Защита окружающей среды;
- Защита экономических капиталовложений в установку и оборудование;
- Долгосрочная бесперебойная работа и надежность компрессорных цепочек.

В состав системы аварийного останова и сброса давления в компрессорной цепочке ОЗГ входит следующее оборудование:

- Специальные датчики давления со своими собственными технологическими отводами и импульсными линиями (где применимо);
- Факельные коллекторы;

- Блокировочные клапаны;
- Продувочные клапаны, выведенные на факельные коллекторы;
- Предохранительные клапаны давления.

Система аварийного останова должна выполнять своевременную и безопасную изоляцию и останов компрессорной цепочки в результате обнаружения аномальных или небезопасных условий. Данная система в зависимости от сложности условий предусматривает иерархический уровень останова, состоящий из уровней по мере их понижения: АО 0;АО 1;АО 2;АО 3;АО 4.

Для повышения безопасности в системе ОЗГ, кроме обычной защиты от превышения давления с помощью предохранительных клапанов, предусмотрена специальная **высоконадежная система защиты трубопроводов от повышения давления (HIPPS)**.

Система HIPPS является системой, специально разработанной для предотвращения сверхдавления в трубной обвязке и оборудовании, с высоким уровнем готовности к эксплуатации. В чрезвычайных ситуациях HIPPS играет роль последней линии защиты после распределенной системы управления (PCU) и технологической системы аварийного останова (АО).

С целью минимизации выбросов углеводородов и/или токсичных газов технологическое оборудование укомплектовано приводными запорными клапанами, позволяющими дистанционно отсекают различные секции технологического оборудования в случае аварии (например, пожара). Каждая секция укомплектована приводными клапанами разгерметизации, позволяющими дистанционно сбрасывать давление в различных секциях технологического оборудования в случае аварии.

Система аварийного сброса давления (ССД) позволяет разгерметизацию использовать как метод быстрого снижения давления в технологической установке до значений, существенно более низких, чем рабочее давление, и уменьшения количества горючего вещества в очаге пожара или в выбросе.

Система аварийного останова и сброса давления изолирует запасы углеводородов и оборудование в зоны по степени их расчетного давления, и останавливает работающее оборудование. Кроме этого, указанная система может также эвакуировать газообразный запас из этих зон на факел.

1.4.10.3. Основные организационно-технические мероприятия по обеспечению охраны труда и техники безопасности на период осуществления строительно-монтажных работ на Морском комплексе

1.4.10.3.1. Специфика организации строительной площадки на действующих объектах нефтегазодобывающих отрасли промышленности

Характерной особенностью, как и своеобразным «Узким местом» реализации данного проекта модификаций и изменений, является вынужденное осуществление одновременно выполняемых операции – ОВО (Simultaneous Operations – SIMOPS; <http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/vgn-2-22-2015-074-077.pdf>). Это 2 (два) или более формально независимых технологических и других видов деятельности и/или операций, выполняемые на действующем объекте в одно и то же время и в такой близости друг от друга, что события, возникающие при выполнении одной операции, могут оказать воздействие на другую с точки зрения безопасности персонала, охраны окружающей среды, безопасной работы оборудования.

Как правило, большая часть одновременных операций выполняется после начала добычи углеводородов в виде дополнительных морских операций как по дальнейшей разработке месторождения, так и в виде операций, связанных с последующими различными реконструкциями, модернизациями и оптимизациями действующих объектов обустройства с последующими работами по СМР., что мы и наблюдаем для данного проекта на этапе задействования существующих объектов ОПР на дальнейшем периоде освоения м/р Кашаган, ПОМ.

Вопросы организации и безопасного ведения одновременно выполняемых операций (ОВО) важны как на морских, так и на сухопутных месторождениях нефти и газа, но, как показывает мировой опыт, в наибольшей степени они актуальны для морских объектов обустройства, где по понятным причинам всегда существуют территориальные ограничения.

Работы при освоении морских месторождений характеризуются повышенной трудностью по сравнению с аналогичными работами на суше, сопровождаются значительно более высокими рисками и имеют

существенно более тяжелые последствия при возникновении аварийных ситуаций вследствие принятия неверных управленческих решений.

К ОВО относят следующие виды работ:

- строительно-монтажные работы с учетом вида работ и места проведения;
- прострелочно-взрывные работы в скважинах;
- соляно-кислотную обработку скважин;
- внутрискважинные работы с применением канатной техники или колтюбинга;
- капитальный ремонт скважин; •
- работу крановой баржи в зоне безопасности платформы;
- работы по пескоструйной очистке;
- крановые операции с тяжелыми грузами в зоне расположения скважин и технологического оборудования, содержащего углеводороды;
- пусконаладочные работы на технологическом оборудовании;
- опрессовку трубопроводов;
- огневые работы, связанные с ППР и СМР;
- все работы, требующие входа судна в зону безопасности морской платформы;
- вертолетные операции при совмещении с перечисленными выше работами;
- переключение между основными источниками энергообеспечения

Особое место при осуществлении строительно-монтажных работ отводится к поглотительному периоду, где оцениваются риски одновременно осуществляемых операций SIMOPS, операций СМР и операций действующих производств.

На этом этапе при организации строительной площадки, размещении участков работ, опасных производственных рабочих мест, проездов строительных машин и транспортных средств, проходов для людей устанавливаются опасные для людей зоны, в пределах которых постоянно действуют или потенциально могут действовать опасные производственных факторы функционирующего производства.

Опасные зоны должны быть обозначены знаками безопасности и надписями установленной формы.

К зонам постоянно действующих опасных производственных факторов следует относить зоны:

- вблизи от неизолированных токоведущих установок;
- вблизи от не огражденных перепадов по высоте на 1,3 м и более;
- в местах, где обращаются вредные вещества в концентрациях выше предельно допустимых или воздействует шум и электромагнитное поле интенсивностью выше предельно допустимой.

К зонам потенциально действующих опасных производственных факторов также относят:

- участки территории вблизи строящегося здания (сооружения);
- этажи (ярусы) зданий и сооружений в одной захватке, над которыми происходит монтаж (демонтаж) конструкций или оборудования;
- зоны перемещения машин, оборудования или их частей, рабочих органов;
- места, над которыми происходит перемещение грузов грузоподъемными кранами.

При производстве работ в указанных зонах следует осуществлять целый ряд организационно-технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работающих. Детально данный комплекс мер представлен в специальном отдельном разделе проекта, «Организационные и инженерно-технические мероприятия по обеспечению охраны труда и техники безопасности»

1.4.10.3.2. Обеспечение строительной площадки санитарно-гигиеническими условиями

На этапе подготовительных работ по организации строительства важнейшим сектором работ является создание благоприятных санитарно-гигиенических условий для персонала, осуществляющих строительство.

На период строительства, персонал, занятый на строительной площадке обеспечивается:

- Санитарно-бытовыми помещениями, в соответствии с требованиями действующих норм и СП РК 3.02-108-2013;
- Питьевой водой, качество которой, соответствует санитарным требованиям;
- Помещениями для размещения аптек с медикаментами и других средств для оказания первой медицинской помощи.

Для устранения неблагоприятного воздействия природных факторов применяется:

- На рабочих местах солнцезащитные и пылезащитные устройства, система кондиционирования воздуха;
- В санитарно-бытовых помещениях приточно-вытяжная вентиляция, отопление, канализация и система холодного и горячего водоснабжения;
- Для предохранения от перегрева работающих в жаркие летние дни на открытом воздухе, в соответствии с Трудовым кодексом Республики Казахстан, перенос начала работы на наиболее ранние утренние часы с максимальным перерывом работ в жаркие часы дня.

Организация временных сооружений, временных зданий санитарно-бытового назначения, расположение строительного городка на объекте, подключение к системам энергоснабжения определяется непосредственно подрядной организацией при разработке Проекта Производства работ (ППР), в соответствии с требованиями СН РК 1.03-00-2022 «Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений» с согласованием указанного документа Заказчиком.

Детальные комплексные мероприятия по организации строительства представлены в разделе проекта, Проекта Организации Строительства (ПОС).

1.4.10.4. Общие организационно -технические мероприятия по обеспечению охраны труда и техники безопасности при эксплуатации на Морском комплексе

При эксплуатации и техническом обслуживании защита персонала обеспечивается организационными мерами, коллективными и индивидуальными средствами защиты.

На период эксплуатации Морского комплекса для работников предусмотрены административно-бытовые помещения (раздевалки, душевые, санузлы и т.д.), а также помещения для проживания работников. Питание сотрудников предусматривается в общих столовых. Проживание и питание работников предусмотрено в помещениях Модулей 11 и 12, а также в пришвартованных плавучих жилых комплексах, которые имеют все необходимые условия для комфортного проживания. Помещения оснащены системами отопления, вентиляции и кондиционирования, канализации/

Для оказания медицинской помощи персоналу предусмотрены медицинские пункты расположенные на борту жилых Модулей, оснащенных всем необходимым оборудованием и медикаментами, необходимыми для оказания первой медицинской помощи. Для экстренной эвакуации больных будет использоваться вертолет/

Работы, связанные с эксплуатацией, обслуживанием и ремонтом объектов Блока А и Комплекса D, имеют различную вероятность рисков возникновения опасностей и тяжести последствий для персонала.

На Комплексе D ведется ежедневный учет людей, всех прибывших и убывающих лиц, независимо от сроков их пребывания.

Для объектов Морского комплекса разработано расписание по тревогам, например: «Пожар», «Человек за бортом», «Аврал - борьба с затоплением», «Всем покинуть объект». В расписании указываются сигналы соответствующих тревог и места сбора персонала. Расписания по тревогам вывешиваются на видных местах, общедоступных персоналу.

В опасных зонах предусмотрены пункты подзарядки дыхательных аппаратов (ДА) от системы обеспечения воздухом для дыхания. Эта возможность обеспечивается каскадной системой подачи воздуха для дыхания в рабочую зону (СПВДРЗ, Установка 750).

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.

1.4.10.5. Принципиальные организационно-технические меры по системе покидания, эвакуации и спасению персонала, предусмотренные на Морском комплексе

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.

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.

Предусмотрен следующий порядок эвакуации персонала, покидающего Комплекс D или другие добывающие центры:

- Как только персонал окажется в ВУ, или точке сбора, начальник (менеджер) морского комплекса (НМК) объявит выбранный порядок эвакуации.

На Комплексе D предусмотрены два временных убежища (ВУ). Главное ВУ находится в жилом модуле. Ввиду больших расстояний и времени, которое требуется для перемещения персонала с

южной части острова в это ВУ в аварийных условиях, на острове устьев скважин предусмотрено дополнительное ВУ.

Главное ВУ способно разместить до 240 человек. Дополнительное ВУ, расположенное на острове устьев скважин, рассчитано на прием до 70 человек.

Главная задача ВУ заключается в обеспечении убежища, способного поддерживать жизнедеятельность в течение определенного промежутка времени с учетом всех выявленных вероятных опасных факторов. Время работы ВУ является достаточным для того, чтобы персонал мог, при необходимости, организовать и осуществить последовательную эвакуацию.

- НМК принимает решение о частичной или полной эвакуации персонала при аварии. В любом случае первым будет эвакуироваться персонал, не задействованный в ликвидации аварии;
- Начальник пункта сбора организывает перемещение персонала из пункта сбора;
- Процесс эвакуации начинается, когда весь персонал собрался в ВУ за установленный промежуток времени и заканчивается, когда во ВУ не останется ни одного человека.

Основные этапы процесса эвакуации следующие:

- Подготовка средств эвакуации одновременно с переключкой, надеванием спасательных жилетов и заключительным инструктажем;
- Посадка на средства эвакуации.

Предусмотрены три способа эвакуации: первичный, вторичный и третичный, где:

- **Первичным способом эвакуации**, подходящим для использования при любых погодных условиях, является: эвакуация на аварийно-спасательном судне ледокольного типа (АССЛК). При этом каждое АССЛК имеет собственную систему обеспечения сжатым воздухом и воздух для дыхания внутри судна.

АССЛК считаются достаточно надежными для эвакуации персонала в безопасное место. В отсутствие АССЛК, в качестве спасательного транспорта будет использоваться резервное судно;

- К **вторичным средствам эвакуации** относятся: судно на воздушной подушке, резервное ледокольное судно, вертолет.
- **Третичные средства эвакуации** включают веревочные/стальные лестницы, индивидуальные спускные устройства, спасательные круги, гидрокостюмы, спасательные жилеты и другие средства, требуемые международными стандартами. Эти средства будут расположенные на всей территории блока в стратегических точках

Основное правило эвакуации заключается в том, чтобы персонал оставался в безопасном месте комплекса до тех пор, пока это возможно и организовано эвакуировался первичным способом

Для эвакуации людей предусматривается привлекать следующие специализированные морские суда на основании договоров фрахтования, представленные в таблице 1.3.10-2

Таблице 1.3.10-2. Специализированные морские суда, использующиеся на операциях эвакуации

№№ п/п	Наименование морского судна	Судовладелец	Примечания
1	2	3	4
1	Антарктикаборг	Вагенборг Казахстан Б.В.	
2	Тулпар	БИЮИ Казахстан Лимитед	
3	Мангистау-1 Мангистау-2 Мангистау-3 Мангистау-4 Мангистау-5	ТОО «Caspian Offshore Construction»	

1.4.10.6. Основные проектные решения в области охраны труда и технике безопасности на объектах модификаций и изменений этапа наращиваний добычи до уровня 450 тыс. т нефти в сутки.

Состав объектов устранения узких мест (debottlenecking) и модификаций на МК, обеспечивающие расширение мощности до 450 тыс. барр. нефти/сут., а также дополнительных оптимизаций и модернизаций (PCN's и MoC's) с краткой информацией проектных задач с учетом задействованных технологических сооружений на МК, технологических установок и задействованных линий представлен выше, в Таблице 1.1.5.3-1

Основной состав проектных решений по устранению узких мест (debottlenecking) и модификаций на МК был выполнен по существующему оборудованию отдельными узлами комплексных установок, в связи с чем дополненных мер и проектных решений касательно ОТ и ТБ для них не потребовалось, так как были модификации выполнены в рамках выше отмеченных общих основных направлениях проектных решений, принятых для обеспечения охраны труда и повышение уровня техники безопасности по существующему оборудованию и установкам.

В месте с тем по следующим объектам модификаций и изменений был приняты такие дополнительные объемно-планировочные решения, которые потребовали дополнительные решения по ОТиТБ касательно корректировки маршрутов эвакуации:

- PCN17050. Установка испытаний на герметичность азотом;
- PR19103. Стравливание давления МКП (Межколонное пространство) скважин Острова А в удаленном режиме.

1.4.10.6.1. PCN17050. Установка испытаний на герметичность азотом;

Установка для испытания на герметичность азотом ATLAS COPCO состоит из комплекса модульных технологических блоков:

- Блоки компрессоров (3 модуля);
- Блок генератора азота;
- Блок подпорного компрессора.

Дизельные компрессоры азотной установки производительностью 37,3 м³/мин (каждый) создают поток воздуха под рабочим давлением 25 бар направленный в генератор азота. В генераторе азота воздух преобразуется посредством технологического процесса в азот, для испытания на герметичность технологических узлов и инженерного обеспечения острова D. В случае необходимости увеличения испытательного давления в нагнетательных линиях имеется усиливающий компрессор производительностью 51 м³/мин (I ступень) и 37 м³/мин (II ступень), с максимальным рабочим давлением на выходном коллекторе 150 бар.

В связи с установкой модульных технологических блоков в стесанных условиях производственной площадки ,Участка инженерного обеспечения Острова D, то проектом были откорректированы маршруты и пути эвакуации (см. чертежи №КЕ01-В4-000-KD-Н-DL-4001-001-PR1705 и КЕ01-В4-600-CP-Н-DL-0002-001-PR17050).

1.4.10.6.2. PR19103. Стравливание давления МКП (Межколонное пространство) скважин Острова А в удаленном режиме

Целью проекта, является установка системы дистанционной продувки МКП скважин Острова А в объем которого входит следующее:

- Демонтаж существующей системы ручной продувки МКП скважин Острова А с целью переоборудования в систему дистанционной продувки.
- Установка дистанционно управляемых шиберных задвижек на МКП А/В/С, всего 24 шт.;
- Установка дистанционно управляемых штуцерных задвижек на МКП А/В/С, всего 24 шт.;
- Установка двойных запорно-спускных клапанов между электромагнитным клапаном и шиберной задвижкой, а также двойных запорно-спускных клапанов между шиберной задвижкой и штуцерной задвижкой, всего 48 клапанов;

- Замена существующих НКТ МКП А наружный диаметр $\frac{3}{4}$ " на трубу с наружным диаметром 2" выше по потоку от штуцерной задвижки и на трубу наружным диаметром 3" ниже по потоку от штуцерной задвижки;
- Замена существующих НКТ нар. диам 12 мм, общих для МКП В/С, на трубу нар. диам. 2" выше по потоку от штуцерных задвижек и на трубу нар. диам. 3" ниже по потоку от штуцерных задвижек;
- Замена существующих НКТ общего коллектора нар. диам. 12 мм на трубу 3"
- Монтаж линий продувки азотом с клапанами для коллектора МКП А;
- Монтаж линий продувки азотом с клапанами для общего коллектора МКП В/С;
- Подсоединение коллектора продувки МКП А к факельному / дренажному коллектору, проходящему в обход существующей панели отбора проб;
- Подсоединение общего коллектора продувки МКП В/С к факельному / дренажному коллектору, проходящему в обход существующей панели отбора проб.

Корректировки были приняты по маршрута эвакуации. Маршруты эвакуации, знаки безопасности и средства спасения показаны на чертежах: KE01-B1-000-KD-H-DL-0006-002_C01, KE01-B1-000-KD-H-DL-0006-001-PR19103, KE01-B1-100-JG-H-DL-0001-000-PR19103, KE01-B1-000-KD-H-DL-0014-001-PR19103.

1.4.10.7. Дополненные организационно-технические мероприятия по охране труда и технике безопасности, необходимые для Этапа I

В связи с наращиванием производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Морском 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 предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

1.4.11.1. Инженерно-технические мероприятия Гражданской обороны

Морской комплекс технологически и организационно связан с Наземным комплексом (УКПНиГ) и представляет собой единое производственное нефтегазодобывающее предприятие. В связи с этим все мероприятия по ГО предусмотрены на Наземном комплексе УКПНиГ. Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне для комплекса УКПНиГ, ранее выполнены отдельным проектом ТОО «ЭкспертПромСервис» U157972 (Agir KCO 2013-0268)-TPD-000-ПЗ-ИТМ ГОиЧС и в данном проекте не разрабатываются.

Объекты модификаций и изменений этапа наращивания добычи до 450 млн. барр нефти/сут. осуществляются по существующим Установкам и объектам, расположенным на территории действующего Морского комплекса. В связи с этим дополнительных инженерно-технических мероприятия по Гражданской обороне для этих объектов не предусматривается.

1.4.11.2. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного характера

Основные характерные опасные производственные факторы техногенной природы возникновения на МК представлены выше в подразделе 1.4.10.1.

Постольку поскольку объекты модификаций и изменений этапа наращивания добычи до 450 млн. барр нефти/сут., как выше отмечено, являются элементами существующих установок, повышающие их пропускные способность или эффективность, то ранее предусмотренные мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций на этапе ОПР по ранее утвержденным проектам, по предотвращению их развития и по смягчению последствий, являются достаточными и для объектов модификаций на Морском комплексе.

К таким мероприятиям по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного характера относятся мероприятия, представленные выше в подразделе 1.4.10.2.

Важнейшим структурообразующим элементом в области ИТМ по предупреждению ЧС, обеспечивающим промышленную безопасность, условия безопасной эксплуатации и функционирования предприятия являются:

- Организационная-техническая структура управления производством с включением в ее структуру Центра ликвидации аварийных ситуаций;
- Комплексная интегрированная система управления и безопасности (ИСУБ) и ее структурные составляющие, см. раздел 4.4.1.

В состав организационно-технической структуры управления производством входят:

- Здание Главной операторной PF/CB/01, от куда осуществляется управление производством;
- Центр ликвидации аварий, где предусмотрены все необходимые средства связи: телефоны, портативные рации, средства для организации видеоконференций, а также архив документации.

1.4.11.3. Инженерно-технические мероприятия по обеспечению промышленной безопасности для установок и объектов модернизации

Как отмечено выше, Морской комплекс в целом относится к опасным производственным объектам согласно Статьи 70 ЗРК «О гражданской защите». В технологическом производственном процессе обращаются, хранятся и транспортируются вещества с токсичными свойствами, а также способные при определенных условиях образовывать взрывопожароопасную среду.

В принципе предусмотренные модификации и изменения на объектах МК с целью наращивания производительности установок и оборудования за счет внутренних свободных и в целях повышения мощностей, условно можно разделить на следующие группы:

- Установки и оборудования с изменением режимных технологических параметров без конструктивных изменений;
- Демонтаж полностью отдельного оборудования и коммуникаций (узлов трубной обвязки) с заменой на более производительное и эффективное;
- Внесение конструктивных изменений во внутренние устройства аппаратуры (сепараторов, колонн) с заменой на новые внутренние устройства, позволяющие увеличить производительность и повысить эффективность;
- Дополнительная установка вновь запроектированного оборудования

1.4.11.3.1. Инженерно-технические мероприятия вне зависимости от принятых изменений и модификаций

Вне зависимости от принятых изменений и модификаций, учитывая требования промышленной безопасности, следует выполнить ряд инженерно-технических мероприятий:

- Обновление Технологического регламента;
- Обновление Декларации промышленной безопасности;
- Обновление Плана ликвидации аварий.

К таким объектам относятся следующие модификации:

- Замена дроссельных клапанов на скважинах добывающего блока EPC3 (PCN22004);
- Замена дроссельных клапанов на устье нагнетательных скважин DW-010, DW-009, DW-024, DW-026 (PCN19055). Остров D. Остров устьев скважин. Установка 110. Устья скважин нагнетания;
- Модернизация регулирующих клапанов коллектора ВД установки сепарации нефти eMoC18191;
- Модернизация анализаторов влажности Морского комплекса. Остров D (PR23004);
- Модернизация регулирующих клапанов Установки 360 (eMoC17767 и PCN18060). Установка 360. Установка компримирования газа мгновенного испарения. Модули 3 и 16;
- Остров D. Модернизация клапанов и приводов EDV/ESV с целью повышения их надежности и доступности. Установка 130 Манифольд. Установка 190 Камера пуска и приема скребка. Установка 200 Сепарация нефти (Модули 5 и 18). Установка 310 Система дегидратации газа (Модули 6 и 20). Установка 360 Компримирование газа мгновенного испарения (Модули 3, 4 и 16) (PCN23005).

1.4.11.3.2. Инженерно-технические мероприятия для объектов модификаций, по которым изменены режимных технологических параметров или внесены конструктивные изменения

Для объектов модификаций, по которым изменены режимных технологических параметров (рабочее давление) или внесены конструктивные изменения во внутренние устройства аппаратуры, учитывая требования промышленной безопасности, следует выполнить следующий ряд инженерно-технических мероприятий:

- Проведение Технического обследования сосуда работающего под давлением (объем работ регламентирован требованиями Приказа 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») с оформлением результатов обследования;
- Перед вводом в эксплуатацию проведение Технического освидетельствования сосуда работающего под давлением (объем работ регламентирован требованиями Приказа МЧС РК от 16.08.2021 года №398 «Инструкция по проведению технического освидетельствования сосудов, цистерн, бочек и баллонов, работающих под давлением»);
- Внесение изменений в «Паспорт сосуда» и последующая постановка его на учет;
- Обновление Технологического регламента;
- Обновление Декларации промышленной безопасности;
- Обновление Плана ликвидации аварий.

К объектам данного состава работ относятся следующие объекты модификации:

- Модернизация каплеотбойных сепараторов 200-VN-101/201 системы сепарации нефти (PCN20032). Установка 200. Установка сепарации нефти. Модули 5 и 18;
- Оптимизация давления в сепараторе ВД установки сепарации нефти eMoC24292
- Модернизация оборудования ТЭГ Установки 310 (PCN18092, eMoC17767, PCN22301). Установка 310. Система дегидратации газа. Модули 6 и 20;
- Модернизация компрессоров обратной закачки газа (ОЗГ) (PCN20100). Установка 365. Установка обратной закачки газа RGI. Модули 1 и 2.

1.4.11.3.3. Инженерно-технических мероприятий для объектов модификаций с заменой трубопроводных коммуникаций (узлов трубной обвязки) и с заменой арматуры на более производительную и эффективную

Для объектов модификаций с заменой трубопроводных коммуникаций (узлов трубной обвязки) и с заменой арматуры трубной обвязки на более производительную и эффективную необходима разработка обновленной документации и следующие виды работ:

- Проведение гидравлических испытаний на прочность и герметичность (объем работ регламентирован требованиями Приказа МЧС РК от 27.07.2021 года №359 «Инструкция по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов»);
- Внесение изменений в Паспорта трубопроводов.
- Обновление Технологического регламента;
- Обновление Декларации промышленной безопасности;
- Обновление Плана ликвидации аварий.

К объектам данного состава работ относятся следующие объекты модификации:

- Установка испытаний на герметичность азотом PCN17050;
- Остров D. Модернизация клапанов и приводов EDV/ESV с целью повышения их надежности и доступности. Установка 130 Манифольд. Установка 190 Камера пуска и приема скребка. Установка 200 Сепарация нефти (Модули 5 и 18). Установка 310 Система дегидратации газа (Модули 6 и 20). Установка 360 Компримирование газа мгновенного испарения (Модули 3, 4 и 16) (PCN23005);
- Стравливание давления МКП (Межколонное пространство) скважин. Остров А в удаленном режиме. Добывающий Блок А (RP19103);
- Замена входных линий предохранительных клапанов PSV сепараторов СД и НД (PCN20002). Установка 200. Установка сепарации нефти. Модули 5 и 18
- Модернизация трубопроводов жидкостных линий сепараторов ВД и СД (PCN20102, PCN20110, eMoC23603, eMoC23606, eMoC23607, eMoC23609). Установка 200. Установка сепарации нефти. Модули 5 и 18.

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	-

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

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
	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, которое располагается на вспомогательном острове Комплекса D. Аналогичный подход был выполнен касательно инженерных систем НК.

Схематическое расположение объектов пусковых комплексов на МК, 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 Морском 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.

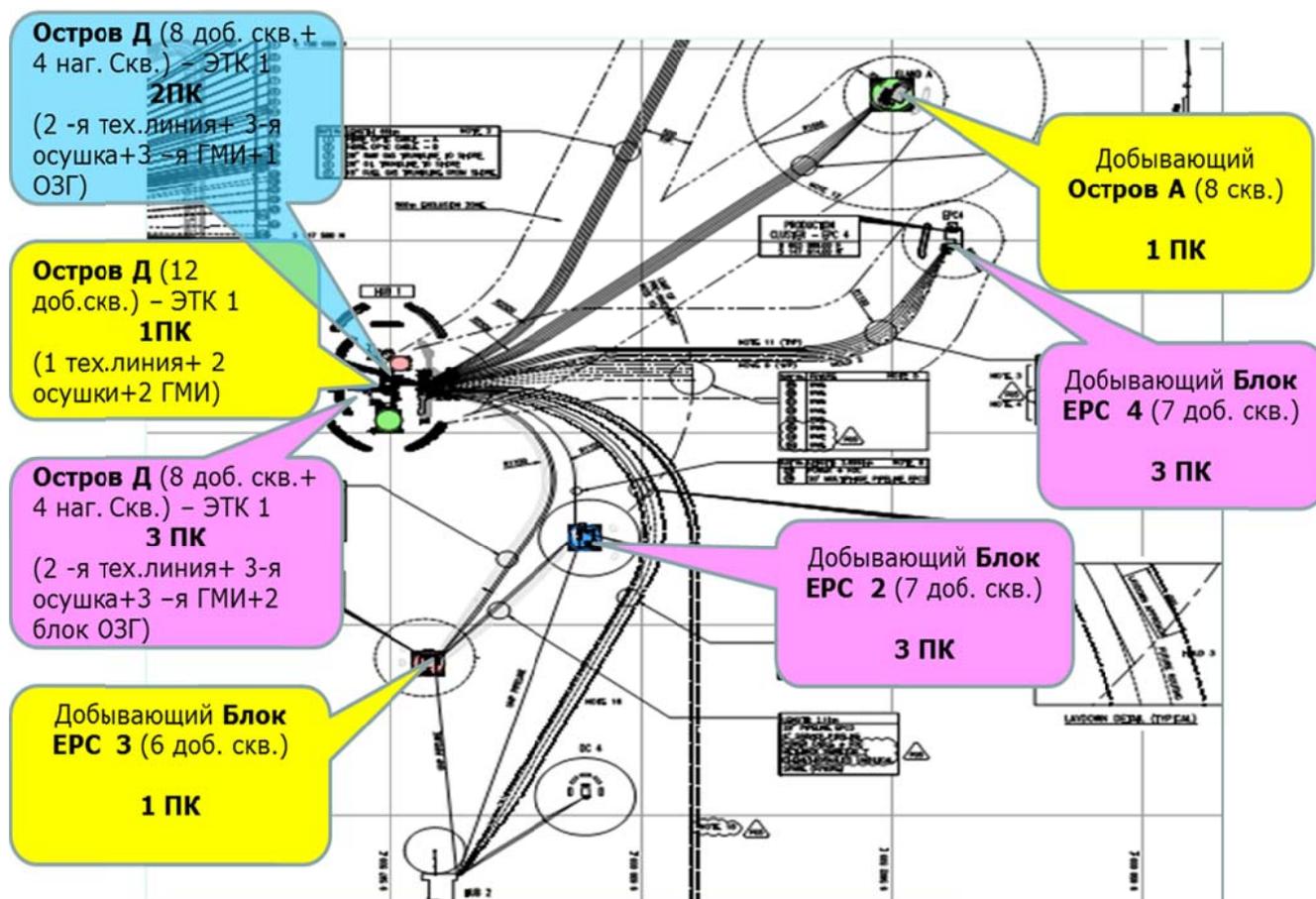


Рис. 1.5.1-1 . Пусковые комплексы морских объектов обустройства месторождения Кашаган

1.6 МЕРЫ ПО СНИЖЕНИЮ УРОВНЯ РИСКОВ

Основным риском на сооружениях Морского комплекса является угроза безопасности при случайном выбросе содержащих H_2S флюидов из добывающего и перерабатывающего оборудования ввиду высокой концентрации H_2S в сочетании с высокими рабочим давлениями.

В связи с высоким уровнем риска выброса H_2S и экологической чувствительность района строительства принят ряд мер по устранению и снижению уровня данных рисков в процессе проектирования.

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, 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*)

Применение существующей системы воздуха для дыхания, а также объектов для проведения аварийно-спасательных мероприятий на большой территории обеспечивает защиту персонала в случае возникновения аварийной ситуации, в т.ч. при осуществлении СМР.

В составе проекта помимо ранее принятых мер в составе ранее утверждённых проектов принят ряд дополнительных технических изменений с целью снижения уровня рисков, основными из которых являются:

- исключение одновременности работ по строительству и добыче;
- применение проверенных и допустимых КИПиА для нового установленного оборудования и трубопроводов с использованием токсичных веществ;
- Автоматизированная Система мониторинга эмиссий на Стационарных источниках выбросов (AEMS);
- управление на Острове А системой продувки затрубного пространства МКП (Межколонного пространства/затрубного пространства) добывающих скважин в автоматическом, дистанционном режиме при минимальном оснащении для снижения количества их осмотров операторами;
- 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;

- обеспечение системой видеонаблюдения на комплексах Острова D, ЕРС 3 и ЕПС 4 за персоналом и производственными площадками с передачей и отображением информации в центральную диспетчерскую в режиме реального времени;
- размещение Комплекта для испытания на утечку азота. (Фаза 2) как оптимизация по внедрению лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности, обеспечивающих повышение уровня безопасных условий эксплуатации.

1.7 УПРАВЛЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВОМ (ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ И ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЭКСПЛУАТАЦИИ И УСТОЙЧИВОМУ ФУНКЦИОНИРОВАНИЮ ОБЪЕКТА)

В настоящее время в состав консорциума входят семь крупнейших в мире и наиболее опытных энергетических компаний:

	16,88%	«КазМунайГаз»
	16,81%	«Эни»
	16,81%	«Шелл»
	16,81%	«ЭксонМобил»
	16,81%	«ТотальЭнерджис»
	8,33%	КННК
	7,56%	«Инпекс»

Каждый акционер самостоятельно несет ответственность за транспортировку и сбыт собственной доли продукции, а также за предоставление отчетности и раздел этой продукции с Правительством в соответствии с СРПСК.

Управление проектом осуществляется Оператором, действующим от имени акционеров. До 2015 года в рамках Северо-Каспийского проекта действовала операционная модель, согласно которой Оператор делегировал определенные работы по освоению и добыче четырем компаниям-агентам.

В конце 2014 года акционеры приняли решение о последующей интеграции и консолидации управления посредством назначения единого Оператора – «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.» (НКОК). Первым руководителем НКОК является Управляющий директор

1.7.1. Система технического управления предприятием

Для обеспечения безопасной и эффективной работы объектов обустройства месторождения Кашаган и уменьшения воздействия на окружающую среду до минимума используется Комплексная интегрированная система управления и обеспечения безопасности (ИСУБ), состоящая из распределительной системы управления (PCY), системы Аварийного останова (CAO) и системы обнаружения Пожара и Газа (ПиГ). Принципы совместного функционирования этих систем по обеспечению устойчивого управления процессами представлены в ранее утвержденных проектах..

На МК в дополнение к выше отмеченным системам управления предусмотрена Высоконадежная, работающая под давлением, защитная система, предназначена для защиты оборудования от превышения давления. В чрезвычайных ситуациях эта система играет роль последней линии защиты

после распределенной системы РСУ и технологической системы аварийного останова. ВНЗС функционирует независимо от других систем на каждом уровне защиты.

Устройства, установленные на площадках технологических установок МК соединены кабельными линиями с ближайшими местными спутниковыми станциями, а те в свою очередь с Главной операторной Острова D.

Технологические установки и установки инженерных систем управляются и контролируются из Главной операторной, расположенной в административном модуле, посредством распределительной системы управления (РСУ), которая осуществляет управление основным технологическим процессом, контроль, регистрацию данных и составление отчетов.

На мониторах управляющих панелей отображаются 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 будет смонтирована специальная панель для включения дренажной системы и подачи огнетушащего газа, а также аварийного останова вручную.

Для организации системы управления и контроля все технологическим процессом на территории Морского комплекса предусмотрены следующие сооружения:

- Гласная операторная;
- Центр ликвидации аварий;
- Аппаратная КИПиА;
- Блок-боксы анализаторов;

В целях эффективного оперативного управления на МК предусмотрены следующие виды связи:

- волоконно – оптические линии связи;
- спутниковая система ИНМАРСАТ;
- учрежденческая телефонная система с внутренней АТС;
- «горячая линия» и система внутренней связи;
- сеть передачи данных;
- система громкоговорящей связи и общего оповещения (ГС/ОО);
- видеоконференции;
- замкнутая телевизионная система;
- система контроля доступа и проверки сбора персонала;
- магистральная мобильная система УВЧ радиосвязи;
- система морской и авиационной ОВЧ радиосвязи;
- ненаправленный радиомаяк;
- система морской СЧ/ВЧ радиосвязи;
- радиостанции на кранах;
- радиооборудование для спасательного судна;
- метеорологическая система;
- система развлекательного теле/радиовещания;
- система управления телекоммуникационной сетью.

Для обеспечения постоянного мониторинга и контроля за промышленной и экологической безопасностью на объектах Морского комплекса предусмотрена соответствующая Система контроля безопасности, см. Табл. 1.71-1

Таблица 1.7.1-1. Система контроля безопасности на объектах

№№ п/п	Наименование служб	Количество	Численность, человек
1	2	3	4
1.	Служба безопасности и охраны труда	1	4 (по 2 человека на смене)
2.	Служба пожарной безопасности	1	28 (по 14 человека на смене)
3.	Экологическая служба	1	2 (по 1 человеку на смене)
4.	Служба по чрезвычайным ситуациям	1	28 (по 14 человека на смене)
5.	Аварийно-спасательные отряды	1	28 (по 14 человека на смене)
6.	Служба по инспекциям оборудования, работающем под давлением	1	6 (по 3 человека на смене)
7.	Служба Технического контроля по проведению мероприятий, направленных на соблюдения норм промышленной безопасности, а также проведение технических освидетельствований сосудов, кранов, трубопроводов	1	4 человека
8.	Служба Технического контроля по соблюдению требований промышленной безопасности с участием в проведении технических освидетельствований сосудов, грузоподъемных кранов и механизмов, трубопроводов и комплексных обследований базы поддержки морских операций Баутино и Очистных сооружений бурового шлама и нефтесодержащей воды на полигоне Кошаган	1	2 (по 1 человеку на смене)

1.7.2. Автоматизация, механизация труда персонала

Для обслуживания оборудования морских сооружений 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 МК заложена круглосуточная сменная работа при вахтовой организации обслуживания производства. Продолжительность смены – 12 часов. Количество смен в сутки – 2. Всего количество смен – 4.

Штаты приняты на основании типовых нормативов численности рабочих и норм обслуживания оборудования нефтегазодобывающих управлений с использованием практических данных родственных предприятий. Внедрение объектов изменений и модификаций не предполагает увеличение штата.

Всего количество работающих 431 человек;

в том числе:

инженерно-технический состав и обслуживающий персонал человек;

основной производственный персонал человек.

Категории специалистов, обслуживающие объекты Морского комплекса, представлены ниже в Табл. 1.7.1-1.

Таблица 1.7.1-1. Категории специалистов Морского комплекса

№№ / пп	Категория работников	Примечания
1	2	3
1.	<i>Производственный персонал</i>	
1.1.	Супервайзер смены	
1.2.	Супервайзер ЦД	
1.3.	Главные операторы ЦД	
1.4.	Операторы ЦД	
1.5.	Супервайзеры установки подготовки нефти	
1.6.	Главные операторы установки подготовки нефти	
1.7.	Операторы установки подготовки нефти	
1.8.	Супервайзеры установки подготовки газа	
1.9.	Главные операторы установки подготовки газа	
1.10.	Операторы установки подготовки газа	
1.11.	Супервайзеры по энергетике	
1.12.	Главные операторы по энергетике	
1.13.	Операторы по энергетике	
1.14.	Супервайзеры инженерной установки	
1.15.	Главные операторы инженерной установки	
1.16.	Операторы инженерной установки	
1.17.	Супервайзер вспомогательного острова	
1.18.	Главный оператор вспомогательного острова	
1.19.	Оператор вспомогательного острова	
1.20.	Супервайзер поддержки вспомогательного острова	
1.21.	Оператор поддержки вспомогательного острова	
1.22.	Супервайзер лабораторный аналитиков	
1.23.	Техник-лаборант	
1.24.	Суперинтендант технического надзора	
1.25.	Инженер-технологи	

Сотрудники НСОС, в том числе:	2957	100 %
Местный персонал	2761	93 %
Иностраннный персонал	196	7 %
Мужчины	2051	70 %
Женщины	906	30 %
Местный персонал на руководящих должностях	634	85 %
Иностраннный 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.

Планировалось 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 НСОС 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 НСОС 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 НСОС 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 контроль опасных факторов, связанных с COVID, в условиях глобальной пандемии.

1.7.4.2. Защита водных ресурсов

Каспийское море представляет собой уникальную экосистему с редкими и эндемичными видами, которые не встречаются нигде в мире. На сегодняшний день его состояние подвергается глобальным

изменениям под влиянием природных и антропогенных факторов. Защита и сохранение этого уникального региона является первостепенной задачей в деятельности NCOC.

Благодаря различным исследованиям, которые проводятся с 1993 года, компания NCOC обладает обширной базой экологических данных, которая позволит выработать и принять меры, необходимые для решения важных задач – создания особо охраняемых природных территорий и сохранения на них биоразнообразия в условиях меняющегося климата и роста хозяйственной деятельности на Каспии.

В 2021 году Казахстан принял закон «О ратификации Протокола по сохранению биологического разнообразия к Рамочной конвенции по защите морской среды Каспийского моря».

Согласно этому закону каждая страна каспийского региона с согласия других стран может выделять охраняемые районы в морской среде и на прибрежной территории с целью защиты:

- мест обитания, жизненно важных для выживания, размножения и восстановления находящихся под угрозой исчезновения или эндемичных видов флоры и фауны;
- объектов особой важности ввиду их научной, эстетической, культурной или образовательной значимости.

С момента подписания закона компания NCOC принимает активное участие в инициативах министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан по разработке и созданию в Северном Каспии особо охраняемых природных территорий (ООПТ) и государственного природного резервата «Тюлень».

В ходе недавних исследований в 2012-м, 2020-м и 2021 году выполнялся анализ численности популяции тюленей и ежегодного приплода. Эти исследования продолжатся в 2022–2023 годах.

Среднее значение ежегодного приплода за последнее десятилетие составляет 59,07 тыс. особей; средняя общая численность популяции – 286,2 тыс. особей. Рост прослеживается как по численности приплода (от 56,7 тыс. особей в 2012 г. до 62,26 тыс. особей в 2021 г.), так и по общей численности популяции (с 274,7 тыс. особей в 2012 г. до 302,0 тыс. особей в 2021 г.) В среднем за последние 10 лет ежегодный рост численности популяции каспийского тюленя составляет около 1%, см. ниже таблицу

Таблица 1.7.4.-3. Оценка рождаемости и общей численности популяции каспийского тюленя в 2012–2021 годах

Период наблюдений	Расчетная численность приплода, тыс. особей	Расчетная общая численность популяции, тыс. особей
2012	56.70	274.7
2020	58.24	282.0
2021	62.26	302.0
СРЕДНЕЕ ЗНАЧЕНИЕ:	59.07	286.2

Таким образом, общая численность популяции каспийского тюленя остается достаточно стабильной на протяжении последнего десятилетия. При этом наблюдается незначительная, но устойчивая тенденция к росту, несмотря на существенные метеорологические изменения в зимний период этих лет. Такая тенденция демонстрирует высокую адаптивность каспийского тюленя, способствующую его успешному воспроизводству в разных условиях экологических изменений.

Для NCOC освоение месторождения на море – это не только добыча углеводородов, но и возможность внести свой вклад в работы в области охраны окружающей среды на Северном Каспии в рамках масштабной программы компании по защите экосистемы моря, которая включает:

- проведение исследований (мониторинга) состояния растительного и животного мира;
- изучение биологического разнообразия на море и суше с целью его сохранения;
- использование передового опыта;
- поддержку природоохранных программ и информирование населения о биоразнообразии региона.

Проводимые NCOС работы по изучению и сохранению биологического разнообразия включают в себя:

- ежегодные наблюдения за параметрами окружающей среды на суше и море в рамках производственного мониторинга;
- исследования популяции каспийского тюленя;
- орнитологические наблюдения;
- создание геоинформационной системы по биоразнообразию;
- проведение озеленительных работ;
- создание карты чувствительности северо-восточной части Каспийского моря;
- исследования колонизации искусственных островов донными организмами;
- выпуск молоди искусственно выращенных осетровых рыб в Жайык-Каспийский бассейн.

NCOС активно использует для исследования и сохранения биоразнообразия такие передовые инновационные технологии, как беспилотные летательные аппараты в изучении животного мира, мультиспектральная съемка популяции каспийского тюленя, современное оборудование на атырауских осетровых рыбоводных заводах, и другие.

В 2021 году Комитет рыбного хозяйства Министерства экологии, геологии и природных ресурсов совместно с компанией NCOС принял решение проводить компенсационные мероприятия, включающие строительство инфраструктуры воспроизводственного комплекса и реконструкцию действующих комплексов по воспроизводству рыбных ресурсов и других водных животных на Жайык-Атырауском рыборазводном осетровом заводе.

Список компенсационных мер также включает выпуск искусственно выращенной молоди осетровых в рыбные водоемы.

Для увеличения популяции исчезающих видов в 2017–2021 годах компания NCOС оказала финансовую поддержку в выращивании и выпуске примерно 800 000 мальков осетровых рыб Жайык-Каспийскому рыборазводному осетровому заводу (в 2021 году – 27 000 мальков). NCOС планирует продолжать мероприятия по зарыблению реки Жайык жизнестойкой молодью осетровых и в последующие годы. Так, на 2022–2026 годы запланировано финансирование процесса выращивания и выпуска в естественный водоем 2 миллионов мальков.

В рамках программы повышения осведомленности населения в вопросах сохранения биоразнообразия экологи компании предоставляют данные по биоразнообразию, публикуют научно-популярную информацию, выпускают видеофильмы, поддерживают мероприятия, посвященные охране окружающей среды, оказывают консультационную помощь школьникам и студентам региона.

1.7.4.3. Развитие местного содержания

В статье XXVII СРПСК указаны общие цели по уровню комплектования казахстанскими кадрами, задействованными в нефтяных операциях.

В 2021 году в рамках Этапа I проекта освоения месторождения Кашаган эти показатели стали значительно выше плановых:

- 87% руководящих должностей занимает местный персонал;
- 97% инженерно-технических и административных должностей, а также должностей квалифицированных специалистов занимает местный персонал;
- 97% инженерно-технических и административных должностей, а также должностей квалифицированных специалистов занимает местный персонал;
- 100% рабочих и вспомогательных должностей занимает местный персонал.

Компания NCOС 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.

В 2021 году в рамках Северо-Каспийского проекта были закуплены местные товары, работы и услуги на сумму 562,8 млн долларов США, что составило 58,4% от общих затрат. В общей сложности в период с

2004-го до конца 2021 года сумма, направленная на закуп местных товаров, работ и услуг, составила более 15,9 млрд долларов США. Динамика выплат представлена на рисунке 1.7.4 -1. Эти и другие факты говорят о серьезности намерения NCOС развивать местное содержание.

Компания NCOС достигла наивысшей процентной доли местного содержания за последние семнадцать лет и продолжает работать над ее дальнейшим увеличением. Кроме того, компания предоставляет возможности для повышения квалификации и развития производственных мощностей на рынке труда и в производственном секторе Казахстана. Таким образом, стратегия в области местного содержания способствует одновременному укреплению экономики страны и повышению конкурентоспособности NCOС.

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.

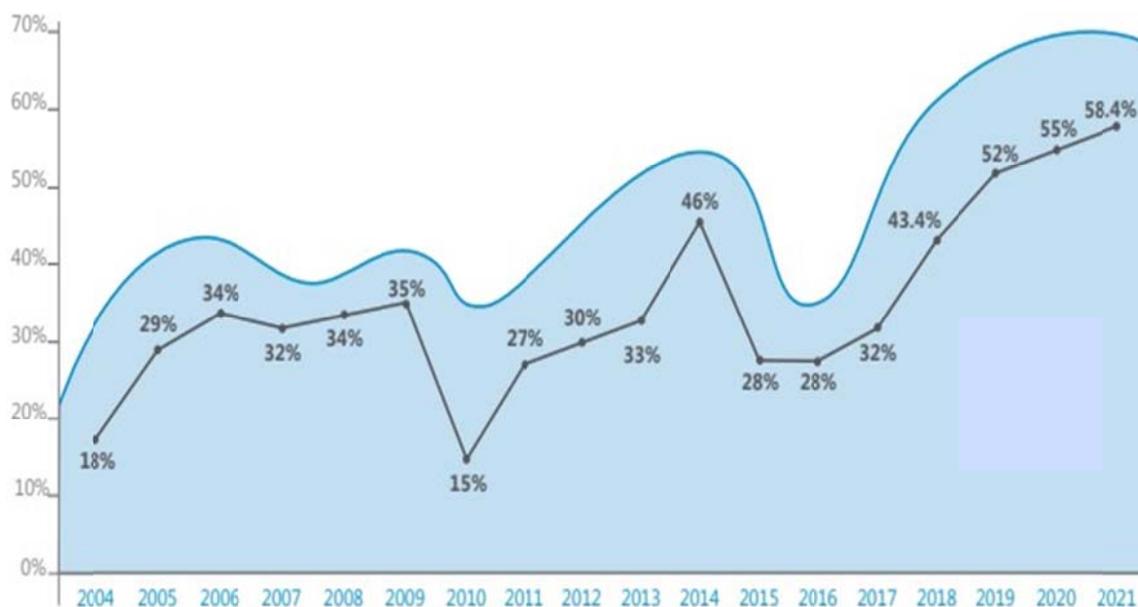


Рисунок 1.7.4.-1. Динамика выплат по местному содержанию в % за период с 2004-го по 2021 год

Развитие местных поставщиков является приоритетной задачей NCOС. 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 NCOС 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 NCOС;
- 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.

NCOС оказала поддержку 8 компаниям в обучении и сертификации по неразрушающему контролю. Также был проведен анализ технических пробелов в 36 местных компаниях по 2 категориям:

- электрооборудование;
- услуги по организации питания и размещению персонала на морском комплексе.

В 2021 году компания продолжила поддерживать развитие машиностроительной отрасли. 32 производителя электрооборудования прошли анализ технических пробелов на предмет технических и потенциальных производственных мощностей для участия в проектах NCOС. Были проведены 2

экологических и 3 энергетических аудита, 2 консультации по технологическим вопросам, а также выполнены работы по усовершенствованию для местных машиностроителей посредством:

- профессионально-технического и общего обучения;
- обучения методам неразрушающего контроля;
- обучения и сертификации по стандартам ISO;
- внедрения стандартов ASME и API и сертификации по этим стандартам.

NCOC принимает активное участие в инициативе РК по созданию Международного центра машиностроения (МЦМ) с целью развития машиностроения для нефтегазовой отрасли. Совместно с компаниями «Тенгизшевройл» и «Карачаганак Петролеум Оперейтинг» было разработано Соглашение о намерениях, подписанное Министерством индустрии и инфраструктурного развития РК, Министерством энергетики РК, ТОО «PSA» и Союзом машиностроителей Казахстана. Ожидается, что Международный центр будет оказывать поддержку казахстанским производителям в модернизации их мощностей путем потенциальной локализации производства в РК и адаптации технических стандартов. МЦМ был создан в 2021 году и уже приступил к своей работе.

В соответствии с программой локализации товаров посредством ранних тендеров компания NCOC активно заключает контракты с местными производителями и поставщиками.

NCOC активно поддерживает местные производства и подписала контракт на поставку трубных пучков ребойлеров с ТОО "АтырауНефтеМаш" и договор на оказание услуг по очистке прудов-испарителей ОБТК от питательных веществ с ТОО "Центр биоэнергетических исследований". Предлагаемый для обработки питательный материал iREX является запатентованным продуктом, разработанным ТОО "Центр биоэнергетических исследований".

NCOC и PetroValves Kazakhstan завершают работу над рамочным соглашением о сотрудничестве, предусматривающим возможность приобретения продукции, произведенной в Казахстане, для использования в производственной деятельности Северо-Каспийского проекта.

По итогам 2022 года НКОК продолжил положительную тенденцию увеличения местного содержания в закупках местных товаров, работ и услуг, которое составило \$748 млн или 59,4% от общих затрат, см. ниже рисунок 1.7.4.-2. При этом отмечается значительный прогресс участия местного содержания на протяжении процесса реализации периода ОПР.

Итоги 2023 года показывают тенденцию дальнейшего наращивания местного содержания в процессе освоения м/р Кашаган

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 рамках Программы развития местного содержания НКОК провела 3 энергетических и 3 экологических аудита для местных компаний. 7 местных компаний получили сертификат ISO. Кроме того, сертификация API двух компаний находится в процессе.

Департамент местного содержания НКОК совместно с отделами квалификации поставщиков и рыночной разведки НКОК и ОЗОТОБОС провели 2 онлайн-семинара "Предквалификационный процесс" и 1 онлайн-семинар "ОЗОТОБОС" для более чем 60 местных компаний.



NCOC
Национальный центр
нефтегазовой компании

**ДЛЯ БУДУЩЕГО
КАЗАХСТАНА**

\$17.3 млрд

НАПРАВЛЕНО НА МЕСТНЫЕ
ТОВАРЫ, РАБОТЫ И УСЛУГИ
В 2004–2023

Рисунок 1.7.4.-2. Рост местного содержания на протяжении процесса реализации периода ОПР и начала ПОМ

Источники информации, представленной в разделе см. ниже в таблице:

№ № п/п	Название /Описание	Источник
[1]	Интернет ресурс	Некоторые аспекты социальных рисков инвестиционных проектов и способы их снижения https://cyberleninka.ru/article/n/nekotorye-aspekty-sotsialnyh-riskov-investitsionnyh-proektov-i-sposoby-ih-snizheniya
[2]	Данные официального сайта	NCOC https://www.ncoc.kz/ru/sustainability/2021
[3]	Интернет ресурс	Оценка рисков .http://www.tambov-rosnou.ru/business_planning/Sheets/4.8.html
[4]	Интернет ресурс	Социальный риск https://discovered.com.ua/risk/socialnyj-risk/
[5]	Интернет ресурс	Понятие социального риска. виды социальных рисков https://studme.org/85947/sotsiologiya/ponyatie_sotsialnogo_riska_vidy_sotsialnyh_riskov
[6]	Интернет ресурс	Данные отчетности компании НКОК Н.В.

№ № п/п	Название /Описание	Источник
		https://www.ncoc.kz/ru/page/local-content за период с 2004 по 2023 гг.

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.

Доставка персонала на объект будет осуществляться на вспомогательном судне.

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 отчёт по охране здоровья, труда, окружающей природной среды.

Эксплуатацию и техническое обслуживание объектов будет осуществлять оптимальный штат персонала.

На существующих объектах МК присутствуют различные 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, 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 детекторам H₂S и комплектам аварийных дыхательных аппаратов.

Будут разработаны методики и процедуры безопасной работы связанной с эксплуатацией и техническим обслуживанием установок с присутствием H₂S.

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 соответствии с требованиями СП РК 3.02-108-2013 «Административные и бытовые здания» для групп производственных процессов «Зб» предусмотрены специальные бытовые помещения и устройства (химчистка/прачечная, искусственная вентиляция мест хранения спецодежды).

С целью обеспечения стирки и сушки специальной одежды и специальной обуви, а также средств индивидуальной защиты в жилом модуле 12 острова Д расположены помещения прачечных, в состав которых входит оборудование, перечисленное ниже в Таблицах.

Площадь и состав оборудования прачечных определен с учетом проведения стирки используемых комплектов спецодежды не реже двух раз в месяц.

Участок прачечной состоит из двух отдельных помещений:

- Грязное белье;
- Чистое белье.

Таблица 1.7.5-1 Список основного оборудования для грязного белья

Наименование оборудования	Местоположение	Количество	Идентификационный номер оборудования
1	2	3	4
Судовая отжимная центрифуга для грязного белья вместимостью 25 кг	Грязное белье	1	B4-670-XL-102
Судовая отжимная центрифуга для грязного белья вместимостью 25 кг	Грязное белье	1	B4-670-XL-103
Судовой сушильный барабан для грязного белья вместимостью 18 кг	Грязное белье	3	B4-670-XL-101

Таблица 1.7.5.-2. Список основного оборудования для чистого белья

Наименование оборудования	Местоположение	Количество	Идентификационный номер оборудования
1	2	3	4

Наименование оборудования	Местоположение	Количество	Идентификационный номер оборудования
1	2	3	4
Панель распределения чистого и грязного белья	Чистое белье	1	B4-920-EL-002
Судовой сушильный барабан для чистого белья вместимостью 18 кг	Чистое белье	6	B4-670-XL-104
Судовая отжимная центрифуга для чистого белья вместимостью 25 кг	Чистое белье	7	B4-670-XL-105
Судовая отжимная центрифуга для чистого белья вместимостью 6,5 кг	Чистое белье	9	B4-670-XL-108
Судовая отжимная центрифуга для чистого белья вместимостью 6,5 кг	Чистое белье	9	B4-670-XL-109
Судовой сушильный барабан для чистого белья вместимостью 5,0 кг	Чистое белье	10	B4-670-XL-106
Судовой сушильный барабан для чистого белья вместимостью 5,0 кг	Чистое белье	10	B4-670-XL-107

Более детальное описание положения по обустройству существующих прачечных в жилом комплексе МК представлено Разделе 12 (ОТиТБ, KE01-B0-000-C5-H-AI-0002-000.P02).

При выявлении опасностей для здоровья персонала, 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 будет обеспечен жилыми помещениями и помещениями личной гигиены.
- Уровни шума в основном были оценены как соответствующие стандартам. В зонах повышенным уровнем звукового давления персонал будет применять индивидуальные слуховые средства защиты с ограничением времени нахождения в этих зонах.

Для оказания медицинской помощи техническому персоналу предусмотрен медицинский пункт в жилом комплексе (Модуль 12).

- Для оказания первой медицинской помощи пострадавшим на технологических площадках блоков А и D предусмотрены медицинские аптечки.
- Для экстренной эвакуации больных и пострадавших используется вертолет.

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. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Морском 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 (450/200)	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. Максимальная добыча нефти периода ОПР приходится на 2021г.
		Тыс. т/сут.	47,1	57,1	10,0	
		Тыс. барр./сут	370,0	450,0	80,0	
2.	Максимальная добыча нефтяного газа	Млрд ст. м3/год	9,7	12,312	2,612	
		Млн. ст. м3/сут	30,4	36,9	6,5	
3.	Максимальные сезонные ограничения по обратной закачке газа на МК	Млрд ст. м3/год	4.1	5,41	1.31	Максимальный темп ОЗГ периода 2022-2026г.г. приходится на 2023г.
		млн. ст.м ³ /сут	не более 14,5	18,92	5,0	
4.	Максимальный объем отправки газа на переработку на НК, в т.ч.:	Млрд ст. м3/год	5,6	7,11		При темпе ОЗГ 2024 года - 5,201
		млн. ст.м ³ /сут	17,7	18,0		
4.1.	Максимальный объем отправки газа на УКПНИГ	Млрд ст. м3/год	5,6	5,6	----	
		млн. ст.м ³ /сут	17,7	17,7	----	
4.2.	Максимальный объем отправки газа на переработку третьей стороне	Млрд ст. м3/год	----	1,0-1,51	----	

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

№№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	Показатели			Примечания
			Период ОПР (370/220)	Полное развитие. Этап I (450/200)	Прирост	
1	2	3	4	5	6	7
		млн. ст.м ³ /сут	----	до 4,0	----	
5.	Периоды добычи	год	5	5		В период добычи ОПР наращивание выполнено полками добычи: 180/295/370 тыс. барр./сут
6.	Производительность по газу на собственные нужды (НК+МК), в т.ч.	Млрд. ст. м ³ /год	1,02*	1,24	0,22	По Этапу I подлежит уточнению при эксплуатации
	- на МК	Млрд. ст. м ³ /год	0,43*	0,52	0,09	--- // ----
	- на НК	Млрд. ст. м ³ /год	0,59*	0,72	0,12	--- // ----
7.	Расход энергоресурсов:					
7.1.	Расход топливного газа:					
7.1.1.	Топливный газ ВД для Морского Комплекса:					
	- зима	Тыс. т. год	600,9*	730,8	129,92	По Этапу I подлежит уточнению при эксплуатации
	- лето	Тыс. т. год	600,9*	730,8	129,92	--- // ----
7.2.	Дизельной топливо	Тыс. м ³ / год				--- // ----
7.3.	Расход сухого воздуха	Млн. н.м ³ / год	38,45	46,76	8,31	в т.ч. на генерацию азота
7.3.1.	Расчетный объем воздуха КИПиА и Технического воздуха	Млн. н.м ³ / год	13,40	16,29	2,90	

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

№№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	Показатели			Примечания
			Период ОПР (370/220)	Полное развитие. Этап I (450/200)	Прирост	
1	2	3	4	5	6	7
7.4.	Азот	Млн. н.м ³ /год	14,10	17,15	3,05	
7.5.	Вода:					Показатели представлены максимальные для режима работы МК без остановки объекта на КР (фонд времени 8760 часов/год)
7.5.1.	Потребление морской воды	Тыс. м ³ /год	114,874	114,56	- 0,31	
7.5.2.	Потребление питьевой воды на хозяйственные нужды персонала	Тыс. м ³ /год	22,884	22,822	- 0,062	Подготовленна я из МВ
7.5.3.	Потребление технической воды на производственные нужды	Тыс. м ³ /год	23,068	23,004	- 0,064	Подготовленна я из МВ
7.5.4.	Собственные нужды водозаборных насосов (морская вода)	Тыс. м ³ /год	7,04	7,04	----	
7.5.5.	Сервисное обслуживание скважин/внутрискважинны е работы (морская вода)	Тыс. м ³ /год	22,86	22,86	----	
	Итого расход по морской воде:	Тыс. м ³ /год	144,774	144,46	- 0,314	
8.	Сточные воды и отходы МК					Показатели представлены максимальные для режима работы МК без остановки объекта на КР (фонд времени 8760 часов/год)

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

№№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	Показатели			Примечания
			Период ОПР (370/220)	Полное развитие. Этап I (450/200)	Прирост	
1	2	3	4	5	6	7
8.1.	Сброс бытовых сточных вод	Тыс. м ³ /год	22,884	22,822	- 0,062	Вывоз на объекты утилизации береговой инфраструктуры поддержки
8.2.	Сброс производственных и дождевых нефтесодержащих сточных вод	Тыс. м ³ /год	1,168	1,165	- 0,003	---/---
8.3.	Собственные нужды водозаборных насосов	Тыс. м ³ /год	7,04	7,04	-	Сброс возвратных вод
8.4.	Сервисное обслуживание скважин/внутрискважинные работы	Тыс. м ³ /год	4,268	4,256	- 0,012	Вывоз на объекты утилизации береговой инфраструктуры поддержки
8.5.	Сброс условно чистой воды (Сброс возвратных вод)	Тыс. м ³ /год	75,962	75,774	- 0,188	Сброс возвратных вод производится в водосборные бассейны морской воды
8.6.	Сточные воды с промывочной площадки	Тыс. м ³ /год	7,592	7,592	-	Вывоз на объекты утилизации береговой инфраструктуры поддержки
8.7.	Единовременный запас воды для нужд пожаротушения	м ³	9 000.0	9 000.0	-----	Для нужд пожаротушения используется морская вода. Водозаборный бассейн.

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

№№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	Показатели			Примечания
			Период ОПР (370/220)	Полное развитие. Этап I (450/200)	Прирост	
1	2	3	4	5	6	7
8.8.	Запас пенообразователя для пенного пожаротушения	м ³	18,1	18,1	----	Запас хранится в локальных Блоках клапанов (всего 14 блоков) ПО в 14
9.	Расход основных реагентов:					
9.1.	Потребность МК в триэтиленгликоле (98 % масс.), в т.ч.:	т/год	930,0	1 133,0	203	
10.	Электрические мощности					
10.1.	Установленные мощности	МВт	79,2	79,2	----	Показатели по рабочим ГТГ
10.2.	Генерирующие источники	шт.	4	4	----	ГТГ: 3+1
10.3.	Укрупнённый показатель потребления электроэнергии	тыс.кВт.х час/год	512 978,36	514 106,54	1 128,18	Показатели нагрузки взяты без учёта системы электрообогрева по следующим объектам: PR23004, PR20033. Будут уточнены на стадии детального проектирования.
11.	Показатели генерального плана:					
	Комплекс D					
11.1.	Площадь по дну моря	тыс.м ² (%)	554,5 (100)	554,5 (100)	-	% - от площади по дну моря

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

№№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	Показатели			Примечания
			Период ОПР (370/220)	Полное развитие. Этап I (450/200)	Прирост	
1	2	3	4	5	6	7
11.2.	Площадь застройки, в том числе:	тыс.м ² (%)	56,57 (10,202)	56,60 (10,207)	0,03 0,005	
	▪ Остров бурения	тыс.м ² (%)	13,4 (2,416)	13,4 (2,416)	----	
	▪ Подъемный остров	тыс.м ² (%)	2,0 (0,361)	2,03 (0,366)	0,03 (0,005)	
	▪ Вспомогательный остров	тыс.м ² (%)	12,0 (2,164)	12,0 (2,164)	----	
	▪ Участок обеспечения технологического процесса Линии 1, 2	тыс.м ² (%)	7,6 (1,371)	7,6 (1,371)	----	
	▪ Участок инженерного обеспечения	тыс.м ² (%)	5,27 (0,95)	5,27 (0,95)	----	
	▪ Коффердамы и защитные барьеры	тыс.м ² (%)	16,3 (2,94)	16,3 (2,94)	----	
11.3.	Площадь дорог и твердых покрытий	тыс.м ² (%)	59,5 (10,73)	59,55 (10,741)	0,05 (0,011)	
	Общая площадь задействованной территории	тыс.м ² (%)	---	0,0822 (0,015)	----	
	Острова А, ЕРС 2, ЕРС 3, ЕРС 4					
11.4.	Общая площадь по дну моря	тыс.м ² (%)	163,5 (100)	163,5 (100)	----	
11.5.	Общая площадь застройки	тыс.м ² (%)	8,8 (5,382)	9,13 (5,584)	0,33 (0,202)	
11.6.	Общая площадь дорог и твердых покрытий	тыс.м ² (%)	23,4 (14,312)	23,4 (14,312)	----	
11.7.	Общая площадь задействованной территории	тыс.м ² (%)	-----	----	----	
12.	Срок строительства	м	----	7	----	
13.	Общая списочная численность персонала:	чел	431	431	----	
13.1.	Основные и вспомогательные рабочие	чел	345	345	----	
13.2.	ИТР	чел	86	86	----	
14.	Режим работы:					
14.1.	Метод		Вахтовый	Вахтовый		

№№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	Показатели			Примечания
			Период ОПР (370/220)	Полное развитие. Этап I (450/200)	Прирост	
1	2	3	4	5	6	7
14.2.	Рабочие дни в году	Дней	365	365		
14.3.	Количество вахт в месяц	Шт.	2	2		
14.4.	Общее количество вахт	Шт.	4	4		
14.5.	Длительность вахты	Дней	15	15		
14.6.	Количество смен	Шт.	2	2		
14.7.	Длительность смены	час	12	12		

Примечания:

1. Среднегодовые показатели ТЭП на период ОПР приняты согласно ранее утвержденному проекту «Обустройство объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Морской Комплекс. Модернизация технологических сооружений» достигнутых на полке добычи 370- тыс барр. нефти / сут ПК 3 (Заключение №15-0196/20 от 08.09.2020 РГП «Госэкспертиза»);
2. Технологические показатели разработки месторождения Кашаган приняты согласно:
 - проектному документу, «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) на период ОПР;
 - проектному документу «Проект разработки месторождения Кашаган по состоянию на 01.04.2020г» (ПРМ) на период ПОМ;
3. 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 продукции;
4. *- показатели расхода топливного газа на собственные нужды приняты на период ОПР согласно утвержденной ПРПСГ от 2019г.

1.9 БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Основные используемые в данном проекте материалы и нормативы, действующие на территории РК, приведены ниже в таблице 1.9 -1

Таблица 1.9-1

№№ п/п	Номер документа/ссылка	Название/описание
1	2	3
[1]	Закон Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188-V	О гражданской защите
[2]	Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 358	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением
[3]	Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 16 августа 2021 года № 398	Инструкция по проведению технического освидетельствования сосудов, цистерн, бочек и баллонов, работающих под давлением
[4]	Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 29 сентября 2021 года № 485	Правила постановки на учет и снятия с учета опасных производственных объектов и опасных технических устройств
[5]	Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 29 сентября 2021 года № 480	Инструкция по проведению обследования сосудов, работающих под давлением, с истекшим сроком службы с целью определения возможности их дальнейшей эксплуатации
[6]	СН РК 1.02-03-2022	Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство
[7]	KG00-PB-000-QT-H-RE-1017-000	Pre-FEED м/р Кашаган Этап IIB – Отчет об изучении Наилучших доступных технологий (НТД)
[8]		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»)
[9]		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», далее проект «Дополнение»)
[10]		Проект (ТПД) «Проект обустройства объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Морской комплекс. Корректировка проекта с выделением пусковых комплексов» (AgipKCO/2011-0343-TPD. Заключение РГП «Госэкспетиза» №01-0412/13 от 29 июня 2013г.)
[11]	KE01-A1-220-AK-R-RB-0001-000-PR20037_A01	PCN20037- Основа для повышения эффективности колонны стабилизатора сырой нефти

№№ п/п	Номер документа/ссылка	Название/описание
1	2	3
[12]	KE01-A1-PW9R01A-G01-0001-000-PR20037_002	Расчеты механической прочности (все теги) PCN20037- Повышение эффективности колонны стабилизатора сырой нефти. PO-4512571123- Поставка стабилизатора сырой нефти. TA22
[13]		Проект (ТПД) «Проект обустройства объектов опытно – промышленной разработки м/р Кашаган. Наземный комплекс. Модернизация УКПНиГ» (Заключение ГЭ № 01-0007-21 от 12.01.2021г. РГП «Госэкспертиза»)
[14]		Проект разработки месторождения Кашаган по состоянию на 01.04.2020. (ПРМ)
[15]	KE01-A1-PW9R01A-N99-0001-000-PR20037_001_EN	Руководство по установке (все теги) PCN20037- Повышение эффективности колонны стабилизатора сырой нефти. PO- 4512571123- Поставка стабилизатора сырой нефти. TA22
[16]	KG00-PB-000-QT-A-YS-1001-000_F01_EN	Кашаган. Фаза IIB. База предварительных исследований FEED (KTG Offaker)
[17]	KG00-PB-000-AK-G-RE-0002-000	Кашаган Фаза IIB - Отчет Pre-FEED по изучению пласта
[18]	KE01-00-000-AK-A-PR-0001-000	Процедура нумерации документов. Аджип ККО. Ред.D01. Февраль 2010г.
[19]	СТ РК 1.12-2015	Документы текстовые. Требования к оформлению
[20]	ГОСТ 7.32-2017	Межгосударственный стандарт. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления. М. Стандартиформ. 2018
[21]		Закон Республики Казахстан от 16 июля 2001 года № 242. Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан (с <u>изменениями и дополнениями</u> по состоянию на 27.12.2021 г.)
[22]	ГОСТ 34347-2017	Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия
[23]	ГОСТ Р 52630-2012	«Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия»
[24]	ГОСТ 34233.10 – 2017.	Межгосударственный стандарт. «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Сосуды и аппараты, работающие с сероводородными средами»;
[25]	ГОСТ 34233.1 – 2017	Межгосударственный стандарт. «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Общие требования»

№№ п/п	Номер документа/ссылка	Название/описание
1	2	3
[26]	Кодекс Республики Казахстан	«О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2023 г.)
[27]	ЕПР	«Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр»
[28]	ГОСТ Р 51273-99.	«Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Определение расчетных усилий для аппаратов колонного типа от ветровых нагрузок сейсмических воздействий»
[29]	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»
[30]	СНИП РК 1.01-32-2005	Строительная терминология
[31]	СП РК 1.01-102-2014	Строительная терминология. Технология и организация строительства
[32]	СП РК 1.01-101-2014	Строительная терминология.
[33]	СТ РК ИСО 23251-2010	«Промышленность нефтяная, нефтехимическая и газовая. Системы сброса и снижения давления»
[34]	ГОСТ Р МЭК 61511-1-2018	«Безопасность функциональная. Системы безопасности приборные для промышленных процессов. Часть 1. Термины, определения и технические требования»
[35]	ГОСТ 12.2.085-2017	Межгосударственный стандарт. «Арматура трубопроводная. Клапаны предохранительные. Выбор и расчет пропускной способности»
[36]	API 520-1	«Выбор размеров, подбор и установка устройств сброса давления. Часть 1. Выбор размеров и подбор устройств»
[37]	СТ РК 1.9-2019	«Общие требования к применению международных, региональных стандартов и стандартов иностранных государств на территории Республики Казахстан»
[38]	ВНТП 3-85	«Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»
[39]	ГОСТ 31838—2012	Межгосударственный стандарт. Аппараты колонные. Технические требования
[40]	NACE MR0175	«Стандартные технические требования к материалам. Устойчивые к растрескиванию под действием напряжений в сульфидосодержащей

№№ п/п	Номер документа/ссылка	Название/описание
1	2	3
		среде металлические материалы, предназначенные для нефтепромыслового оборудования»
[41]	ОСТ 26-805-73	Тарелки ситчатые колонных аппаратов. Типы и параметры. Конструкция и размеры.
[42]	ГОСТ Р 53684-2009	Аппараты колонные. Технические требования
[43]	ГОСТ 16332-70	Аппаратура колонная. Термины и определения
[44]	Сайт Министерства энергетики РК от 26.04.23г. https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/activities/179?lang=ru	Нефтяная промышленность
[45]	ГОСТ 21944-76*	Аппараты колонные стальные. Ряд диаметров. Расстояния между тарелками
[45a]	ГОСТ Р 51274-99*	Сосуды и аппараты. Аппараты колонного типа. Нормы и методы расчета на прочность
[46]	ГОСТ 16452-79	Тарелки клапанные прямоточные однопоточные для аппаратов колонного типа. Основные параметры и размеры
[47]	Интернет ресурс https://inteknogroup.kz/p104357959-koch-glitsch-tumanouloviteli.html	Koch Glitsch - Туманоуловители
[48]	ГОСТ 2.601-2013	Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы
[49]	https://koch-glitsch.com/products/trays/superfrac-tray?productcategory=Trays&categoryname=High-Performance-Trays&product=true&level=3	Высокоэффективные тарелки SUPERFRAC®. Koch Glitsch
[50]	https://studylib.net/doc/18380265/flexitray%C2%AE-valve-trays	Клапанные тарелки FLEXITRAY®. Koch Glitsch
[51]	https://inteknogroup.kz/p104357959-koch-glitsch-tumanouloviteli.html	Koch Glitsch - Туманоуловители
[52]	ГОСТ 31824—2012	Туманоуловители волокнистые. Типы и основные параметры. Требования безопасности. Методы испытаний
[53]		Основы теории и расчета перегонки и ректификации. С.А. Богатуров. М. Издательство Химия. 1974г.
[54]		В.В. Кафаров. Основы массопередачи. М. Высшая школа. 1979г.

№№ п/п	Номер документа/ссылка	Название/описание
1	2	3
[55]	Методическое пособие	Оборудование нефтегазоперерабатывающих заводов. Ректификационные колонны: контактные устройства и основные технологические узлы. 2012г. Бюджетное образовательное учреждение Омской области среднего профессионального образования «Омский промышленно – экономический колледж»
[56]	Интернет ресурс https://studopedia.ru/10_156797_massoobmennih-kolonn.html	Конструкции и режимы работы массообменных колонн
[57]	KE01-A1-PPFM001-L27-0010-000	Паспорт сосуда, работающего под давлением. Стабилизатор нефти. А1-210-VE-101. Поставщик: KNM PROCESS SYSTEM SDN BHD (Малайзия)
[58]	Интернет ресурс https://pronpz.ru/kolonny/tarelchatye-kontaktnye-ustrojstva.html	Типы тарелок для тарельчатой ректификационной колонны. Виды тарелок
[59]		Процессы и аппараты химической технологии. Часть 3. Массообменные процессы и аппараты. Ю.А.Гужель. Амурский государственный университет. Инженерно-физический факультет. Благовещенск. 2020г.
[60]		Расчет контактных устройств тарельчатых колонных аппаратов. А.В.Кириллов. Комсомольск-на –Амуре. ФГБОУ ВПО КнАГТУ.2014
[61]	Интернет ресурс https://ru.wikipedia.org/wiki/%	Вычислительная гидродинамика. Материал из Википедии — свободной энциклопедии
[62]	Интернет ресурс https://neftegaz.ru/tech-library/gidrotekhnika/141978-cfd-modelirovanie/	Деловой журнал «Neftegaz.RU». Последние новости. CFD-моделирование.
[63]	ООО «ТИ-СИСТЕМС» ИНЖИНИРИНГ И ПОСТАВКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ Интернет: www.tisys.ru www.tisys.kz www.tisys.by www.tesec.ru www.ти-системс.рф Телефоны: +7 (495) 7774788, 7489626, 5007155, 54 Эл. почта: info@tisys.ru info@tisys.kz info@tisys.by	Современные тарельчатые устройства. Sulzer Chemtech.
[64]	https://ru.sputnik.kz/20190604/kashagan-dobycha-neft-remont-mestorojdenie-10382579.html ,	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 NCOС. Консорциум North Caspian Operating Company - оператор Кашагана

1.10 ПРИЛОЖЕНИЯ

1.10.1. Задание на проектирование



ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

«Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Морском комплексе»

Акватория северо-каспийского шельфа. Атырауская область

(включая и исторически сложившиеся предприятия, объекты здания, сооружения)

№ № в.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
1.	Основание для проектирования.	1.1. Наряд-заказ №04 от 01.11.2023г. контракта NOC N.V. U1182981 от 10.10.2023 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 (компания-члены Консорциума); 1.4. Гослицензия серии ГКИ №1016 (нефть) от 18.11.1997 на право пользования недрами на контрактной территории для разведки и добычи углеводородного сырья; 1.5. Разрешение на создание и размещение морских объектов уполномоченного органа в области углеводородов; 1.6. «Проект разработки месторождения Кашаган по состоянию на 01.04.2020г (Протокол ЦКРР № 04-0/5542-вн от 16.06.2021., г. Астана); 1.7. Ранее разработанный и утвержденный НКОК Н.В. проект обустройства «Проект обустройства объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Морской комплекс. Модернизация технологических сооружений» (Заключение №15-0196/20 от 08 сентября 2020г. РГП «Госэкспертиза»); 1.8. Отчеты по комплексным инженерным изысканиям, выполненным по своему составу и содержанию в

№ № п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		<p>соответствии с требованиями СП РК 3.05-105-2014 «Проектирование, строительство и монтаж стационарных сооружений при проведении нефтяных операций на море и внутренних водоемах»;</p> <p>1.9. Утвержденные НКОК Н.В. Отчеты:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ «Анализ на соответствие требованиям норм РК сценариев повышения избыточного давления по условиям функционирования предохранительных клапанов существующей технологической схемы подготовки нефти и газа при увеличении производительности объектов обустройства ОПР м/р Кашаган до 500 тыс. барр. нефти/сут»; УП165076/43-00-A1/B4-000-000-1-A; 2021г.; ▪ «Требования нормативов РК к отдельным темам и объектам НКОК. Анализ возможной гармонизации расхождений между требованиями международных норм и норм РК. Часть 1..» ▪ «МК. Проведение анализа существующей документации по произведенным изменениям (PCN's и MoC's) для наращивания производительности с: <ol style="list-style-type: none"> 1. с 370 до 400 тыс. бар/сутки; 2. с 400 до 450 тыс. бар/сутки, для последующего внесения результата анализа в ПСД»
2.	Вид строительства.	Расширение
3.	Стадийность проектирования	Проект
4.	Требования по вариантной и конкурсной разработке.	Не требуется
5.	Особые условия строительства.	<p>5.1. Строительно-монтажные работы по расширению производительности существующих объектов верхнего строения МСНС и размещение дополнительных планируется вести в стесненных условиях действующего производства при наличии рисков SIMOPS, введенного в эксплуатацию в период ОПР;</p> <p>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 изготовления блочно-</p>

№ № п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		<p>комплектных устройств в заводских условиях поставщика и подрядчика;</p> <p>5.3. Особые природные условия:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Мелководье; ▪ Кратковременные штормы, вызывающие сгонно-нагонные явления; ▪ Установление ледового покрова в зимний период, подвижки и торошение льда; ▪ Резкие колебания температуры; ▪ Экологическая уязвимость региона, где обитают разнообразные охраняемые виды флоры и фауны; <p>5.4. Сейсмичность района менее 6 баллов.</p>
6.	<p>Основные технико-экономические показатели объекта, в том числе мощность, производительность, производственная программа.</p>	<p>Основные технико-экономические показатели проекта приняты 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.</p> <p>Этапом I ПОМ (Полномасштабное освоение месторождения) предусматривается увеличение добычи нефти до показателя 450 тыс. баррелей нефти в сутки (57,0 тыс. т. в сутки), при котором достигаются следующие показатели по добычи попутного нефтяного газа:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ максимальный сезонный общий объем добычи газа 36,9 млн. м³/сут.; ▪ максимальные сезонные ограничения по обратной закачке газа на МК 18,92 млн.м³/сут.; ▪ максимальный суточный объем отправки газа на УКПНГ 18,0 млн. м³/сут.. <p>Объектами расширения на Морском комплексе являются модификации и изменения отдельных блок-модулей верхних строений и узлов существующих технологических установок, а также объектов вспомогательно-производственного назначения, располагаемых на производственных площадях ЭТК-1 и на искусственных островах добывающих центров, введенных в эксплуатацию в период ОПР.</p> <p>Перечень принятых объектов debottlenecking (объектов устранения узких мест) и модификаций на сооружениях МК, обеспечивающих расширение мощности до 450 тыс.</p>

№ № п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		<p>барр. нефти/сут представлен в Приложение 22.1.</p> <p>На объектах Морского комплекса наращивание добычи нефти обеспечивается за счет:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ существующих резервных мощностей действующего оборудования технологической установки по подготовке нефти, двух технологических линий Установки сепарации нефти (Установка 200) с проектной производительностью 225 тыс. барр. нефти /сут. на каждой при суммарной производительности двух линий, обеспечивающих частичную стабилизацию нефти объемом 450 тыс. барр. нефти /сут.; ▪ существующих резервных мощностей действующего оборудования технологической установки по подготовке газа, трех технологических линий Установки осушки газа (Установка 310) с проектной производительностью по 150 тыс. экв. барр. нефти /сут. на каждой; ▪ а также за счет 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 МК, на период ОПР были задействованы проектные мощности не с полной их загрузкой, с 17% резервом (см. выше п.1.8); ▪ 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 IBCMA 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. <p>Модернизация RGI и одновременная реализация Проекта IBCMA обеспечивают на существующих мощностях объектов ОПР наращивание добычи с 370</p>

№ № п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		<p>тыс. баррелей нефти в сутки до 450 тыс. баррелей нефти в сутки.</p> <p>Модернизация RGI заключается в перекомпоновке двух существующих компрессоров для закачки сырого газа (увеличение расхода и снижение давления), которое включает замену корпусов ЗСТ, рабочих колес, форсунок, обновление системы управления ЗСТ, тестирование ЗСТ и повторный ввод в эксплуатацию. Результатом будет увеличение пропускной способности двух технологических линий ЗСТ с 440 млн станд. куб. футов/сут. (12,5 млн. ст. м³/сут.) до 668 млн станд. куб. футов/сут. (18,9 млн. ст. м³/сут.);</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ осуществления дополнительно необходимых изменений и модификаций (PCN's и MoC's) отдельных функциональных узлов и оборудования технологических установок МК для наращивания их производительности до проектного показателя за счет debottlenecking (устранения узких мест); ▪ осуществления дополнительных оптимизаций и модернизаций Морского комплекса по внедрению лучших практик нефтегазовой отрасли промышленности, обеспечивающих в условиях наращивания мощностей повышение уровня безопасных условий его эксплуатации и функционирования.
7.	Основные требования к инженерному оборудованию:	<p>По дополнительным объектам debottlenecking (объектам устранения узких мест) и модификаций проектные решения в целях их унифицирования и типизации на объектах технологических сооружений МК принять аналогичными ранее принятым в утвержденных проектах.</p> <p>При этом проектные решения по инженерному оборудованию должны отвечать следующему:</p> <p>7.1. Проектные решения по инженерным системам должны выполняться в соответствии с нормативами РК, межгосударственными стандартами и зарубежными стандартами, действующими на территории РК;</p> <p>7.2. Оборудование и блоки должны удовлетворять требованиям норм проектирования РК или норм иностранных государств, в случаях их наиболее</p>

№ № п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		<p>строгих требований и распространенности на территории РК;</p> <p>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, ВНИП, 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;</p> <p>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);</p> <p>7.5. Все применяемые в проекте оборудование, должны иметь сертификат соответствия к применению в Республике Казахстан;</p> <p>7.6. Конструкции блоков должны обеспечивать надежную и безопасную эксплуатацию, транспортировку и монтаж блоков на открытом воздухе, до - 50°C;</p> <p>7.7. Оборудование и блоки, разрабатываемые в составе установок, должны удовлетворять требованиям норм технологического проектирования;</p> <p>7.8. Запорная и запорно-регулирующая арматура должна иметь герметичность не ниже класса А по ГОСТ 9544-93;</p> <p>7.9. Вид обслуживания дополнительных установок и объектов - дистанционный контроль из операторной и периодическое посещение операторами для визуального контроля состояния оборудования;</p> <p>7.10. Расчетный срок службы технологического оборудования не менее 20 лет.</p>
8.	Требования к качеству, конкурентоспособности и экологическим параметрам продукции.	<p>8.1. Компонентный состав частично стабилизированной нефти, передаваемой с МК на комплексную подготовку на УКПНГ Наземного комплекса, в соответствии с утвержденным проектом разработки месторождения Кашаган;</p> <p>8.2. Параметры и компонентный состав осушенного сернистого попутного нефтяного газа, передаваемого с МК на подготовку и комплексную его переработку</p>

№ № п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		на УКПНиГ Наземного комплекса, в соответствии с утвержденным проектом разработки месторождения Кашаган
9.	Требования к технологии, режиму предприятия.	<p>9.1. Организация работы персонала – вахтовый метод;</p> <p>9.2. Режим работы предприятия - непрерывный, автоматизированный с дежурным персоналом по двухсменному графику работы;</p> <p>9.3. Режим допуска и охраны в соответствии с Правилами промышленной безопасности при разработке нефтяных и газовых месторождений в Республике Казахстан;</p> <p>9.4. Технологии, применяемые на проектируемых объектах должны:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ промышленно-освоенными и адаптированными к промышленным условиям работы; ▪ обеспечивать низкое водо- и энергопотребление, и минимальную эмиссию загрязняющих веществ в окружающую среду; ▪ 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 утвержденном Правительством РК Справочнике Наилучших доступных техник (НДТ) «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 нормативной документации РК по проектированию объектов нефтегазодобывающей отрасли промышленности

№ № п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		(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	<p>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;</p> <p>10.2. Фундаменты под оборудование с динамическими нагрузками должны соответствовать требованиям норм проектирования;</p> <p>10.3. Конструкции и материалы зданий и сооружений должны быть выполнены, согласно требований по взрыво-пожарной безопасности и быть, соответственно, идентичными конструкциям и материалам существующих зданий и сооружений, обеспечивающими унификацию по всем объектам морских технологических сооружений;</p> <p>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;</p> <p>10.5. Решения по созданию доступной среды для маломобильных групп населения не требуется в связи со сложными условиями труда и удаленностью производственных площадок, что делает невозможным использование труда этой категории работников</p>
11.	Требования и объем разработки организации строительства	<p>Разработать проект организации строительства (ПОС). ППР будет разрабатываться строительным Подрядчиком.</p>
12.	Выделение очередей, в том числе пусковых комплексов и этапов, требования по перспективному расширению предприятия.	<p>Не требуется. Объекты debottlenecking (объекты устранения узких мест) и модификаций вводятся в эксплуатацию в составе Этапа I в рамках периода ПОМ.</p>

№ № п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
13.	Требования и условия в разработке природоохранных мер и мероприятий.	<p>13.1. Показатели ЗоНД и ОВОС привести в соответствие с:</p> <ul style="list-style-type: none"> • утвержденными показателями ТНС ПРПСГ, разработанной в соответствие с утвержденным проектным документом по разработке. • 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; <p>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;</p> <p>13.3. При необходимости обеспечить необходимое сопровождение и принять участие в организации и проведении общественных слушаний по проекту;</p> <p>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.</p>
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.

№ № п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
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, 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	Не применимы. Инвестирование строительства производится за счет привлечения иностранного капитала, являющегося собственными средствами предприятия.
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

№ № п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		<p>иностранных государств, принять и привести в соответствие с требованиями нормативов РК, СН РК 1.02-03-2022 и стандартов СПДС;</p> <p>20.2. Из состава проекта исключить следующие разделы и решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ «Автоматизированная система мониторинга зданий и сооружений в соответствии с Приложением 1 СНиП РК 3.02-05»; ▪ «Система антитеррористической защищенности объектов, уязвимых в террористическом отношении.»; ▪ «Сводная информация потребности основных строительных материалов, изделий, конструкций и оборудования» <p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 НИЦС РК 8.01-08-2022 «Порядок 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

№ № п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		<p>призвечения сотрудников поставщика к проведению ПНР и (или) ПНР;</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 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 сметы Р&ID и внутренней компоновки БКУ; ▪ поставляемое оборудование должно быть вновь

№ № п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		<p>изготовленным, ремонтпригодным (не бывшим в употреблении и не снятым с хранения) и должно соответствовать условиям эксплуатации;</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 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

№ № п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		<p>года эксплуатации;</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ перечень ЗИП согласовать с Заказчиком; ▪ требования к составу документации поставщиков в соответствие с требованиями межгосударственного стандарта, ГОСТ 2.601-95 «ЕСКД. Эксплуатационные документы»: <ul style="list-style-type: none"> – 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 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); <p>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.</p>

№ № п.п.	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
		<p>комплексной вневедомственной экспертизы проекта.</p> <p>20.5. Отчетность по выполнению разработки ПСД подрядчик выполняет в формате, принятом Заказчиком с периодичностью формирования регулярной отчетности 1 раз каждые две недели.</p>
21.	Состав демонстрационных материалов.	<p>На бумажном носителе 2 экземпляров:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 1 экземпляр заказчику. ▪ 1 экземпляр разработчику. <p>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.):</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ «Word», «EXCEL», «AutoCAD»; ▪ PDF.
22.	Приложения:	22.1. Перечень принятых объектов debottlenecking (объектов устранения узких мест) и модификаций на сооружениях МК, обеспечивающих расширение мощности до 450 тыс. барр. нефти/сут.

Приложение к Заданию на проектирование № 22.1

Перечень дополнительных объектов debottlenecking (объектов устранения узких мест) и модификаций на Технологических сооружениях Морского комплекса, обеспечивающих наращивание добычи до 450 тыс. барр. нефти/сут

№№ п/п	№№ Установок/Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
Объекты debottlenecking (объекты устранения узких мест) и модификаций на МК, обеспечивающие расширение мощности до 450 тыс. барр. нефти/сут			
	В4	Комплекс D (ЭТК 1)	
1.	1	Установка подготовки нефти и газа (частичная стабилизация нефти) Технологическая Линия 1:	Перед технологическим линиями системы сепарации нефти рассчитана на эквивалентную производительность суммарного дебита скважин Блока А и Комплекса D
1.1.	Модуль 5	Установка 200. Установка сепарации нефти.	
1.2.	200-VN-101	Модернизация каплеотбойных сепараторов	PCN20032 «Повышение производительности морского газового сепаратора HP» Изменение параметров процесса и замена внутренних устройств. Материалы поставки LLC Sulzer Chemtech в рамках проектных работ PR20032.
1.3.	B4-2001-LCV-024A	Модернизация регулирующих клапанов между сепараторами ВД и сепараторами СД.	PR20110 «Морская сепараторная жидкостная линия» Изменение параметров процесса. В рамках работ по внесению изменений «МОС23607 и «МОС23609». Замена LCV-024B как потенциально проектные работы планируются в рамках проекта Стадия ПА «МОС 23603» Замена регулирующего клапана 2001-LCV-024A на большую пропускную способность Cv с Ду 10" на Ду 12"
1.4.		Замена входных линий СД и НД сепараторов.	Изменение параметров процесса. Изменение реализованы в рамках работ по внесению изменений и проекта PR20002

Страница 16 из 40

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
	B4-200-VS-102	<p>Замена входных линий СД сепаратора:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Восстановить запорный предохранительный клапан, т.е. вернуть конфигурацию PSV на N+1 (с 3+0 на 4+1). - Увеличить размер входной линии сепаратора СД с 6" до 10". - Замена двойного блока впускной линии PSV и выпускного устройства на односторонний модульный клапан DB&B. 	<p>Замена входной линии сепаратора СД</p> <p>Двойной запорно-спусковой клапан (DBB)</p>
	B4-200-VS-103	<p>Замена входных линий НД сепаратора:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Восстановить запорный предохранительный клапан, т.е. вернуть конфигурацию PSV на N+1 (с 4+0 на 3+1). - Увеличить размер входной линии сепаратора НД с 6" до 10". - Замена двойного блока впускной линии PSV и выпускного устройства на односторонний модульный клапан DB&B. 	<p>Замена входной линии сепаратора НД</p> <p>Двойной запорно-спусковой клапан (DBB)</p>
1.5.		Замена коленного патрубка жидкостной линии сепараторов ВД и СД:	<p>PR20110 «Морской сепараторам жидкостная линия»</p> <p>Изменения реализованы в рамках работ по внесению изменений в проект PR20104</p>
	B4-200-VS-101	Замена коленного патрубка жидкостной линии сепаратора ВД	
	B4-200-VS-102	Замена коленного патрубка жидкостной линии сепаратора СД	

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок/ объектов	Примечания
1	2	3	4
1.6.		Замена жидкостных линий сепараторов ВД и СД, регуляторов LCV:	PR20110 «Морской сепараторная жидкостная линия» Изменения реализованы в рамках работ по внесению изменений к проекту PR20104, PR20102 «МОС 23606» Замена регулирующего клапана потока нефти с сепаратора СД Замена регулирующего клапана потока нефти с сепаратора ВД, 2001-LCV-024А см. «МОС 23603, выше п.1.1.2
	B4-200-VS-101	Замена жидкостных линий сепаратора ВД: <ul style="list-style-type: none"> - Замена отводов трубопровода LTCS непосредственно после LCV-024A/B (спецификация D17/B17) на эквивалентную трубу спецификации D31/B28. - Замена трубопровода LTCS до и после 2001-LCV-024A/B (спецификация D17/B17) на эквивалентную трубу спецификации D31/B28. - Замена запорной арматуры на металлопластик на КСС; - Компонент DB&B перед 2001-LCV-024A заменен на модульную DB&B. 	

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
	B4-200-VS-102	<p>Замена жикельных линий сепаратора СД и регулятора LCV:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Замена отводов трубопроводов LTCS непосредственно после LCV-044A/B (спецификации B17/A17) на эквивалентную трубу спецификации B28/A28. - Замена трубопровода LTCS до и после 2001-LCV-044A/B (спецификации B17/A17) на эквивалентную трубу спецификации B28/A28. - Замена запорной арматуры на аналогичные из КСС. - Замена регулирующего клапана 2001-LCV-044A на большую пропускную способность Cv 	
1.7.		Замена клапана-регулятора и запорной арматуры на коллекторе конденсата ВД к Сепаратору СД	«МОС 18191
	2001-PCV-016A/B	Замена клапана-регулятора с большей пропускной способностью, на Ду 3" и успокоителем перед регулирующим клапаном	
		Модификация трубной обвязки (на входе и выходе устанавливаются новые запорные арматуры) для замены 4-х запорных арматур с Ду 3" с установкой двойной запорной арматуры для технического обслуживания PCV-016B.	<ul style="list-style-type: none"> • Новая запорная часть будет иметь размер входного отверстия для потока 3x4 мм, что увеличит площадь пути потока в 12 раз, чтобы уменьшить потенциальное засорение; • Новая запорная часть обеспечит на 74% большую пропускную способность, что не подойдет в существующий корпус и, следовательно, потребует нового корпуса большего размера
1.8.	B4-200-VS-101	Сепараторов ВД	<p>«МОС 24292</p> <p>Рабочее давление в сепараторе НР было увеличено с ~94 барр. до ~97 барр. для снижения содержания H2S на берегу.</p> <p>Кроме того, новое давление позволяет снять гидравлические ограничения для будущих проектов (1 ВСМА и Фаза 2).</p>

Страница 19 из 40

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			Выгода составляет 1,4 КВОРД в летний период,
1.9.	2001-PCV-046A	Сепараторов СД, В4-200-VS-102	еМОС 24184 Замена регулирующего клапана на линии сброса продуктивного газа. Увеличение Cv
1.10.	2001-PCV-057A	Сепараторов НД, В4-200-VS-103	еМОС 24185 Замена регулирующего клапана на линии сброса продуктивного газа. Увеличение Cv
1.11.	Модуль 3	Установка 360. Установка компримирования газа мгновенного испарения Технологическая линия 1. Модернизация регулирующих клапанов (В4-3601-LCV-064) на линиях сброса конденсата на конечных газосепараторах В4-360-VN-103 в коллектор сбора конденсата НР	Изменение параметров процесса и замена в рамках работ по внесению изменений еМОС17767 и проекта PR18060 Увеличение пропускной способности клапана (замена клапана с Ду 1" на клапан с Ду2")
1.12.	Модуль 4	Установка 360. Установка компримирования газа мгновенного испарения Технологическая линия 2. Модернизация регулирующих клапанов (В4-3602-LCV-064) на линиях сброса конденсата на конечных газосепараторах В4-360-VN-203 в коллектор сбора конденсата НР	Изменение параметров процесса и замена в рамках работ по внесению изменений еМОС17767 (Увеличение Cv и предотвращение гидравлической пробки, с заменой клапана с Ду 1" на клапан с Ду2") и проекта PR18060
1.13.	Модуль 6	Установка 310. Система дегидратации газа. Линия 2. Модернизация оборудования (В4-310-VJ-201; В4-310-VN-201).	PCN 18092. «Проект повышения производительности и увеличения мощности морской установки обезвоживания» Изменение параметров процесса и замена внутренних устройств. Материалы поставщика LLC Sulzer Chemtech в рамках проектных работ

Страница 20 из 40

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			PR18092
1.14.	B4-310-VN-201	Блок-модуль Газового сепаратора	Замена внутренних устройств: <ul style="list-style-type: none"> Входное распределительное устройство, (Schroederstoer) Sulzer – серия S25; Турбиноуловитель с штифтовой сеткой Sulzer – серия S25
1.15.	B4-3101-LCV-024	Модификация регулирующего клапана B4-3101-LCV-024 на линии сброса конденсата ВД с газового сепаратора B4-310-VN-101 в коллектор сбора конденсата HP 1-ой технологической линии подготовки нефти	«МОС 17767 «Замена и модификация LCV-024 и LCV-064 - Увеличение Cv и предотвращение закупорки» Увеличение пропускной способности в связи с увеличением уровня добычи и предотвращением забивки клапана мусором
1.16.	B4-310-VJ-201	Блок-модуль Колонны осушки газа / Контактёр	Замена внутренних устройств: <ul style="list-style-type: none"> Структурная вставка, Mellapak plus – HC 316L. Mellapak Plus – серия S25; <ul style="list-style-type: none"> Входной трубопровод обессоленного ГЭГ и распределитель жидкости; Входное распределительное устройство «Шель»; <ul style="list-style-type: none"> Турбиноуловитель Sulzer MKS – HC 316L
1.17.	B4-310-NA-201	Блок-модуль Охлаждателя газа.	Изменение уклов блок-модулей трубопроводной обвязки ПИК и арматуры регулирования
1.18.	Модуль 6 B4-310-VJ-101	Установка 310. Система дегидратации газа. Линия 1. Модернизация оборудования (B4-310-VJ-101) Блок-модуль Колонны осушки газа / Контактёр	PCN 18092 «Проект повышения производительности и увеличения мощности морской установки обессоливания» Замена внутренних устройств: <ul style="list-style-type: none"> Структурная вставка, Mellapak plus – HC 316L

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			<p>Mellarack Plus – серия S25;</p> <ul style="list-style-type: none"> Входной трубопровод обедженного ГЭГ и распределитель жидкости; Входное распределительное устройство «Шалл»; Турбомолотильная Sulzer MKS – HC 316L
1.19.	Модуль 6 B4-3101-LCV-024	Модификация регулирующего клапана B4-3101-LCV-024 на линии сброса конденсата ВД с газового сепаратора B4-310-VN-101 в коллектор сбора конденсата HP 1-ой технологической линии подготовки нефти	<p>«МОС 17767 «Замена и модификация LCV-024 и LCV-064 - Увеличение Cv и предотвращение закупорки»</p> <p>Увеличение пропускной способности в связи с увеличенным уровнем добычи и предотвращением забивки клапана мусором</p>
2.	2	Установка подготовки нефти и газа (частичная стабилизация нефти) Технологическая линия 2:	Вторая технологическая линия системы сепарации нефти рассчитана на эквивалентную производительность суммарного дебита скважин Блоков EPC2, EPC3 и EPC4.
2.1.	Модуль 18	Установка 200. Установка сепарации нефти	
2.2.	200-VN-201	Модернизация каплеотбойных сепараторов	<p>PCN 20032 «Повышение производительности морского газового сепаратора HP»</p> <p>Изменение параметров процесса и замена внутренних устройств.</p> <p>Материалы поставки LLC Sulzer Chemicals в рамках проектных работ PR20032.</p>
2.3.	B4-2002-LCV-024A	Модернизация регулирующих клапанов между сепараторами ВД и сепараторами СД.	<p>PR20110 «Морская сепараторная жидкостная линия»</p> <p>Изменение параметров процесса.</p> <p>В рамках работ по внесению изменений «МОС23607 и «МОС23609.</p> <p>Замена LCV-024B или потенциальные проектные работы планируются в рамках проекта Стадии IIA</p> <p>«МОС 23603</p>

Страница 22 из 40

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечание
1	2	3	4
			Замена регулирующего клапана 2002-LCV-024A на большую пропускную способность Cv с Ду 10" на Ду 12"
2.4.		Замена входных линий СД и НД сепараторов:	Изменения параметров процесса. Изменения реализованы в рамках работ по внесению изменений и проекта PR20002
	B4-200-VS-202	Замена входных линий СД сепаратора: <ul style="list-style-type: none"> - Восстановить запорный предохранительный клапан, т.е. вернуть конфигурацию PSV на N+1 (с 3+0 на 4+1). - Увеличить размер входной линии сепаратора СД с 6" до 10". - Замена двойного блока впускной линии PSV и выпускного устройства на односторонний модульный клапан DB&B. 	Замена входной линии сепаратора СД Двойной запорно-спусковой клапан (DBB)
	B4-200-VS-203	Замена входных линий НД сепаратора: <ul style="list-style-type: none"> - Восстановить запорный предохранительный клапан, т.е. вернуть конфигурацию PSV на N+1 (с 4+0 на 3+1). - Увеличить размер входной линии сепаратора НД с 6" до 10". - Замена двойного блока впускной линии PSV и выпускного устройства на односторонний модульный клапан DB&B. 	Замена входной линии сепаратора НД Двойной запорно-спусковой клапан (DBB)
2.5.		Замена коленчатого патрубка жидкостной линии сепараторов ВД и СД:	PR20110 «Морская сепараторная жидкостная линия» Изменения реализованы в рамках работ по внесению изменений и проекта PR20104
	B4-200-VS-201	Замена коленчатого патрубка жидкостной линии сепаратора ВД	
	B4-200-VS-202	Замена коленчатого патрубка жидкостной линии сепаратора СД	
2.6.		Замена жидкостных линий сепараторов ВД, СД и регулятора LCV:	PR 20110 «Морская сепараторная жидкостная линия» Изменения реализованы в рамках работ по внесению изменений и проекта PR20104, PR20102

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			<p>«МОС 23606</p> <p>Замена регулирующего клапана потока нефти с сепаратора СД</p> <p>Замена регулирующего клапана потока нефти с сепаратора ВД, 2001-LCV-024А см. «МОС 23603, выше п.2.1.2</p>
	В4-200-VS-201	<p>Замена жидкостных линий сепаратора ВД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Замена отводов трубопровода LTCS непосредственно после LCV-024А/В (спецификации D17/B17) на эквивалентную трубу спецификации D31/B28. - Замена трубопровода LTCS до и после 2002-LCV-024А/В (спецификации D17/B17) на эквивалентную трубу спецификации D31/B28. - Замена запорной арматуры на аналогичные из КСС; - Компоновка DB&B перед 2002-LCV-024А заменена на модульную DB&B. 	
	В4-200-VS-202	<p>Замена жидкостных линий сепаратора СД и регулятора LCV:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Замена отводов трубопроводов LTCS непосредственно после LCV-044А/В (спецификации В17/А17) на эквивалентную трубу спецификации В28/А28. - Замена трубопровода LTCS до и после 2002-LCV-044А/В (спецификации В17/А17) на эквивалентную трубу спецификации В28/А28. - Замена запорной арматуры на аналогичные из КСС. - Замена регулирующего клапана 2002-LCV-044А на большую пропускную способность Cv - 	
2.7.		Замена клапана-регулятора и запорной арматуры на коллекторе конденсата ВД к Сепаратору СД	«МОС 18191

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
	2002-PCV-058A/B	Замена клапан-регулятора с большей пропускной способностью, на Ду 3" и успокоителя перед регулирующим клапаном	
		Модификация грубой обвязки (на входе и выходе устанавливаются новые запорные арматуры) для замены 4-х запорных арматур с Ду 3" с установкой двойной запорной арматуры для технического обслуживания PCV-058B.	<ul style="list-style-type: none"> Новая запорная часть будет иметь размер входного отверстия для потока 3х4 мм, что увеличит площадь пути потока в 12 раз, чтобы уменьшить потенциальное засорение; Новая запорная часть обеспечит на 74% большую пропускную способность, что не подойдет в существующий корпус и, следовательно, потребует нового корпуса большего размера
2.8.	B4-200-VS-201	Сепараторы ВД	<p>еМОС 24292</p> <p>Рабочее давление в сепараторе НР было увеличено с ~94 барр. до ~97 барр. для снижения содержания H2S на берегу.</p> <p>Кроме того, новое давление позволит снизить гидравлические ограничения для будущих проектов (1 ВСМА и Фаза 2).</p> <p>Выгода составляет 1,4 KBOPD в летний период</p>
2.9.	2002-PCV-046A	Сепараторы СД, B4-200-VS-202	<p>еМОС 24184</p> <p>Замена регулирующего клапана на линии сброса продувочного газа. Увеличение Cv</p>
2.10.	2002-PCV-057A	Сепараторы НД, B4-200-VS-203	<p>еМОС 24185</p> <p>Замена регулирующего клапана на линии сброса продувочного газа. Увеличение Cv</p>

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
2.11.	Модуль 16	Установка 360. Установка компримирования газа мгнового испарения. Технологическая линия 3. Модернизация регулирующих клапанов (В4-3603-LCV-064) на линии сброса конденсата из коллектора газосепараторов В4-360-VN-203 в коллектор сбора конденсата НР	Изменение параметров процесса и замена в рамках работ по внесению изменений «МОС17767 (Увеличение Cv и предотвращение гидравлической пробки с заменой клапана с Ду 1" на клапан с Ду2")» и проекта PR18060
2.12.	Модуль 20	Установка 310. Система дегидратации газа. Линия 3.	
2.13.	В4-310-VJ-301	Модернизация оборудования В4-310-VJ-301 Блок-модуль Колоны осушки газа / Контактёр	PCN 18092 «Проект повышения производительности и увеличения мощности морской установки обезвоживания» Замена внутренних устройств: <ul style="list-style-type: none"> ○ Структурная колонна, Mellapak plus - HC 316L Mellapak Plus – серия S25; <ul style="list-style-type: none"> ○ Внешний трубопровод обессмоленного ТЭГ и распределитель жидкости; ○ Внешнее распределительное устройство «Шелл»; ○ Турбокомпрессор Sulzer MKS - HC 316L
2.14.	В4-3103-LCV-024	Модификация регулирующего клапана В4-3103-LCV-024 на линии сброса конденсата ВД с газового сепаратора В4-310-VN-301 в коллектор сбора конденсата НР 2-ой технологической линии подготовки нефти	«МОС 17767 «Замена и модификация LCV-024 и LCV-064 - Увеличение Cv и предотвращение закупорки» Увеличение пропускной способности в связи с увеличением уровня добычи и предотвращением забивки клапана мусором
3.	310	Установка 310. Система дегидратации газа. Соединительные трубопроводы – коллектор осушенного газа системы сепарации ВД	PR22301 Для увеличения производительности коллектора осушенного газа на НК замена существующий клапан 3100-PCV-014В 12" на клапан 3100-PCV-

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			014В 18"
3.1.	PR 2.2	Эстакада PR 2.2. Коллектор осушенного газа к клапану пуска скребка В4-190-VL-002. Замена регулирующего клапана, 3100-PCV-014В	Применена двухнапольная система регулирования подачи осушенного газа на НК: Ведущий клапан 3100-PCV-014В регулирует расход в диапазоне 0-50% (рассчитан на расход 1 050 000 ст. м ³ /ч), Резервный клапан 3100-PCV-014А регулирует расход в диапазоне 50-100% (рассчитан на расход 690 000 ст. м ³ /ч)
4.	365	Установка 365. Установки обратной закачки газа RGI. Модернизация БКУ компрессоров ЗСТ (Проект RGI Upgrade) по расширению мощности для закачки газа на острове Д (Max расширение мощности с 14,1 млн. м ³ /сут. до 18,9 млн. м ³ /сут.). Переоформление оборудования для ЗСТ путем оптимизации мощностей компрессоров на основе следующих видов работ: <ul style="list-style-type: none"> замена в компрессорах 1-й, 2-й и 3-й ступеней на новые классы модернизированных крыльчаток и конструкции пучка труб; замена сопряженной технологической трубой обалки, форсунок, противопомпажных клапанов и т.д.; обновление программного обеспечения для управления центром компримирования 	PR20100/PR20033. Оптимизация морских объектов. Группа проектов I Этап I ПРМ. Проект модернизации ЗСТ. Модернизация КС ЗСТ обеспечивает подачу газа при более высоком забойном давлении скважины. Установленное клапанное отключеустойчивой системы от избыточного давления на скважинном трубопроводе ЗСТ будет изменено с 725 бар (аб.) на 750 бар (аб.). eMOC 24802; eMOC 22283 Предотражение выбранных трубопроводов 22283 (установка дополнительной комутовой опоры на Модуль 1) eMOC 21498 Безопасное повышение ЗСТ и установка защиты HIPS на скважинных скважинах PCN 23005 Целью PCN 23005 является: Модернизация EDWESV приводов и клапанов
4.1.	Модуль 1	Технологическая линия компримирования 1.	
4.2.		Замена корпусов ЗСТ, рабочих колес, форсунок, обновление системы управления ЗСТ, модернизация и переустановка обалки	PR20100

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок/ объектов	Примечания
1	2	3	4
4.3.		<p>Модификация системы уплотнительного газа на СТДУ КС (В4-365-КС-101/ В4-365-КС-102/ В4-365-КС-103). Замена панели управления DGS.</p> <p>Модификация системы сызожного масла с корректировкой номинальных показателей производительности и напора насосного оборудования (PL1-3) и модификацией насоса аварийной подачи сызожного масла в систему В4-365-РА-123 (PL 3) с заменой двигателя</p>	PR20033
4.4.		Установка дополнительным опор на линии сброса 2-й ступени компрессорной	<p>eMOC 22283</p> <p>Проблема вибрации на RGI 1, линии сброса 2-й ступени в В4-3651-FCV-422 и линии PT</p> <p>Допустимый диапазон - -6,9 MMSCMD. При более высоких уровнях - в проблемной зоне</p>
4.5.		Безопасное повышение ЗСГ и уставок высоко интегрированной системы защиты от избыточного давления (HIPPS) компрессорных скважин	<p>eMOC 21498</p> <p>Согласно утвержденным проектным документам на разработку м/р повышение добычи на Этапе I предусмотрено за счет увеличения объема ЗСГ и увеличения уставового давления для достижения забойного давления скважинами 821 бар абс.</p>
4.6.	365	Модуль 1. Увеличение уставки высоко интегрированной системы защиты от избыточного давления (HIPPS) ЗСГ с 725 до 735 бар абс. (на 10 бар выше текущего максимального рабочего давления)	
4.7.	100	<p>Остров устья скважины. Установка 100. Устья скважины нагнетания</p> <p>Увеличение уставки высоко интегрированной системы защиты от избыточного давления скважины (HIPPS) с 15 до 20 бар выше нормального устьевоего давления для достижения забойного давления скважинами 821 бар абс</p>	<p>См. ниже также PR19055</p> <p>Замена дроссельных клапанов на устье нагнетательных скважин DW-010, DW-009, DW-024 и DW-026.</p>
4.8.	365	<p>Модернизация клапанов и приводов EDV/ESV с целью повышения их надежности и доступности:</p> <p>В4-3651-EDV-435</p> <p>В4-3651-EDV-455</p> <p>В4-3651-EDV-523</p>	<p>PCN 23005</p> <p>Целью PCN 23005 является модернизация EDV/ESV и приводов клапанов</p>

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		B4-3651-ESV-401 B4-3651-ESV-402 B4-3651-ESV-442	
4.9.	Модуль 2	Технологическая линия компримирования 2.	
4.10.		Замена корпусов ЗСТ, рабочих колес, форсунок, обновление системы управления ЗСТ, модифицирование и переустановка обмотки	PR20100
4.11.		Модификация системы уплотнительного газа на СТДУ КС (B4-365-KC-201/ B4-365-KC-202/ B4-365-KC-203). Замена панели управления DGS. Модификация системы смазочного масла с корректировкой номинальных показателей производительности и напора насосного оборудования (PL1-3) и модификацией насоса аварийной подачи смазочного масла в систему B4-365-PA-123 (PL 3) с заменой двигателя	PR20033
4.12.		Установка дополнительных постоянных опор на линиях подачи топливного газа	«МОС 24802. Задача - устранение вибраций
4.13.		Безопасное повышение ЗСТ и установ высоко интегрированной системы защиты от избыточного давления (HIPPS) компрессорных скважин	«МОС 21498 Согласно утвержденных проектных документов по разработке м/р повышение добычи на Этапе I предусмотрено за счет увеличения объема ЗСТ и увеличения уставного давления для достижения целевого давления магистральной 821 бар абс.
4.14.	365	Увеличение уставки высоко интегрированной системы защиты от избыточного давления (HIPPS) ЗСТ с 725 до 735 бар абс. (на 10 бар выше текущего максимального рабочего давления)	
4.15.	365	Модернизация клапанов и приводов EDV/ESV с целью повышения их надежности и доступности: B4-3652-EDV-435 B4-3652-EDV-446 B4-3652-EDV-455 B4-3652-EDV-523 B4-3652-EDV-429	PCN 23005 Целью PCN 23005 является модернизация EDV/ESV и приводов клапанов

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		B4-3652-ESV-401 B4-3652-ESV-402 B4-3652-ESV-404 B4-3652-ESV-442	
5.	B4; B7	ЭТК1.Остров D. EPC 4. Модификация термокарманов / защитах газов датчиков температуры	Модификация на Острове D: PR 20107; eMOC 23297; eMOC 23278; Модификация на EPC 4: eMOC 24638
5.1.	B4	ЭТК1.Остров D.	PR 20107 «Пакет 1 - Manifold (Drilling Island - Gas Re-injection) Остров бурения - Повторная закачка газа. eMOC 23297. Демонтаж термокарманов на Эксплуатационных коллекторах. eMOC 23278 Замена термокарманов. Устранение возможности вибрации и LOPC на более высокой производительности. Повышение надежности, предотвращение инцидентов уровня Tier-1
5.2.	130	Установка 130. Манифольд. Коллектор обратной закачки газа (Западный манифольд). Демонтаж термокарманов RGI	PR20107
5.3.	130	Установка 130. Манифольд. Подъемный остров. Эксплуатационный коллектор № 1, № 2. Демонтаж термокарманов.	eMOC 23297 Из-за ограничения термокарманов (B4-1300-TW-502 A/B/C) допустимой максимальной скоростью 8 м/с, допустимый предел потока с Острова А составляет 70 тыс. баррелей в сутки. Необходимый поток с Острова А – 136 тыс. баррелей в сутки через Эксплуатационный коллектор №2
5.4.	310	Установка 310. Система десидратации газа. Коллектор осушенного газа от установки осушки 200 к коллектору компрессоров НСТ. Замена термокарманов RGI	PR20107
5.5.	200	Модуль 5. Технологическая линия 1. Установка 200. Установка сепарации нефти. Сепаратор газа ВД. Замена термокарманов на газовом коллекторе подачи газа ВД в B4-200-VN-101	eMOC 23278. Замена термокарманов, устраняется возможность вибрации и LOPC на более высокой производительности. Предельный поток газа 1 479 м ³ /час

Страница 30 из 40

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			для суш. зап. Гитца. Далее из-за высокой скорости потока - вибрации с последующей вероятностью инцидента с утечкой и последующим его развитием
5.6.	200	Модуль 18. Технологическая линия 2. Установка 200. Установка сепарации нефти. Сепаратор газа ВД. Замена термометра на газовом коллекторе подачи газа ВД в В4-200-VN-201	eMOC 23278. Замена термометров, устраняется возможность вибрации и LOPC на более высокой производительности. Предельный поток газа 1 479 м3 /час для суш. зап. Гитца. Далее из-за высокой скорости потока - вибрации с последующей вероятностью инцидента с утечкой и последующим его развитием
5.7.	В7	ERC 4	Модернизации на ERC 4: eMOC 24638.
5.8.		Трубопроводная обвязка добычальных скважин: KB04-04; KB04-05; KB04-07; KB04-01; KB04-02; KB04-03; KB04-06;	Замена термометров и датчиков температур (14 шт). Устраняется возможность вибрации и LOPC на более высоких дебитах
6.	В4	ЭТК1.Остров D. Остров устья скважин. Установка 100. Устье скважин нагнетания. Замена дроссельных клапанов на устье нагнетательных скважин DW-010, DW-009, DW-024 и DW-026.	PCN 19055 «Модернизации действующих дроссельных клапанов на скважинах DW-009, DW-010, DW-024 и DW-026» Материалы подгруппы KCOI LLP в рамках проекта PR19055; eMOC 24932 (проект Bundle-1) Для достижения и поддержания более высоких темпов излития необходимо увеличить настройки скважин. eMOC 21498; eMOC 21469 Стабильная и безопасная эксплуатация систем RGI и релаксационных скважин на предельных уровнях BHP eMOC 21442 Повышение давления нагнетания позволяет впоследствии увеличить скорость нагнетания, что приводит к росту добычи нефти примерно на 1 500,0 баррелей в сутки. eMOC 21498

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
			<p>новой системы подготовки проб и новых шкафов понижения давления (с предварительной фильтрацией жидкости) для более точного и надежного определения влажности;</p> <p>* Возможность: Уменьшение количества анализаторов влажности с 7 до 3.</p>
1.1.	310	<p>Основной входной коллектор ЗСГ.</p> <p>Установка одного нового анализатора влажности Sx2100i-1 с абсорбционной спектрометрией с перестраиваемым диодным лазером производства SPECTRA SENSOR с новой системой подготовки проб и нового шкафа понижения давления в замен существующих анализаторов Ametek на позиции В4-3100-AT-002А</p>	<p>Существующие анализаторы Ametek демонтируются на позициях В4-3100-AT-002А, В4-3100-AT- 002В, В4-3100-AT-002С (функционализируются по мейноритарной логике 2 на 3).</p> <p>Существующие анализаторы кварцевого типа Ametek 3050OLV производства Ametek будут демонтированы на позициях В4-3100-AT- 002В, В4-3100-AT-002С на постоянной основе вместе с шкафом понижения давления и шкафом для подготовки проб. Врежи будут заглушены во время ППР 2024</p>
1.2.	310	<p>Экспортный трубопровод высокосернистого осушенного газа.</p> <p>Установка нового анализатора влажности анализатора Sx2100i-1 с абсорбционной спектрометрией с перестраиваемым диодным лазером производства SPECTRA SENSOR в замен существующего анализатора Ametek на позиции В4-3100-AT-003 с использованием существующего шкафа понижения давления и существующей системы подготовки проб</p>	<p>Демонтаж существующего анализатора Ametek.</p> <p>Существующий шкаф анализатора должен пройти оценку с учетом возможности размещения нового анализатора и необходимых инженерных систем (модернизация шкафа)</p>
1.3.	310	<p>Технологические линии ТЭГ100 и ТЭГ300 Установки осушки газа.</p> <p>Демонтаж существующих анализаторов кварцевого типа Ametek 3050OLV производства Ametek на позициях В4-3101-AT-032 и В4-3103-AT-032.</p> <p>Установка вместо анализаторов соответствующих шкафов для подключения переносных анализаторов (например, от MCM Ltd.) с целью ручного отбора проб для химической лаборатории</p>	<p>Существующие шкафы понижения давления и шкаф анализатора будут использоваться для ручного отбора проб/подтверждения результатов в химической лаборатории.</p>
1.4.	310	<p>Технологическая линия ТЭГ200 Установки осушки газа.</p> <p>Установка нового анализатора влажности Sx2100i-1 с абсорбционной спектрометрией с</p>	<p>Анализатор уже заменен на основе зУИ № 25535</p>

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		перестраиваемый двойным плечом производств Spectra Seilog с новой системой подготовки проб и нового шкафа повышения давления в зоне существующего аквифера Аштек на позиции В4-3102-АТ-032.	
2.	В1	Остров А. Дистанционная продукка МКП (Межконтинентального пространства / затрубного пространства) добывающих скважин Острова А. схема расположения оборудования	PR19103. Из-за низкого уровня воды в Кашаган доступ оперативной группы к Острову А может быть ограничен при необходимости обслуживания скважин, с связанной со сбросом давления с затрубного пространства с помощью местной панели управления. Модернизация обеспечивает с помощью удаленной системы сброса (страничная) давления и продукки для Острова А, и постоянный контроль оперативной группы над всеми аспектами скважин Острова А. «МНОС 24567. Увеличение добычи на Острове А до ~143 тыс. баррелей в сутки в случае компенсационного сброса
2.1.	100	Установка дистанционно управляемых импульсных задвижек на МКП А/В/С (всего 24 шт.) на скважинах: В1-100-DW-001 (KE-A-07); В1-100-DW-002 (KE-A-05); В1-100-DW-003 (KE-A-06); В1-100-DW-004 (KE-A-01); В1-100-DW-005 (KE-A-02); В1-100-DW-006 (KE-A-04); В1-100-DW-007 (KE-A-03); В1-100-DW-008 (KE-A-08);	
2.2.	100	Одноместный металлический модуль длиной 33 м и шириной 7,2 м, полностью оснащенный, с оборудованием, необходимым для обеспечения удаленного доступа для системы продукки МКП на 8 скважинах. Модуль в комплекте со всей грубой обвязкой, установленным электрооборудованием и КИПиА	Классическая платформа: <ul style="list-style-type: none"> • Масса металлоконструкций модуля составляет 42 т. • Масса полностью оборудованного модуля составляет 150 т.

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
2.3.	B1-230 B1-450 B1-540 B1-600	<p>Комплексные блок-модули трубопроводной обвязки:</p> <ul style="list-style-type: none"> линий подачи и обратной подачи гидравлической жидкости (установка B1-450); линий системы продувки азотом для кольцевых пространств «B», «C» (установка B1-600); линий системы продувки азотом для кольцевого пространства «A» (установка B1-600); линий продувочных коллекторов кольцевых пространств «A». Подсоединение коллектора продувки МКП А к факельному (установка B1-230) / закрытому дренажному коллектору (установка B1-550), проходящему в обход существующей линии отбора проб; линий продувочных коллекторов кольцевых пространств «B», «C». Подсоединение общего коллектора продувки МКП В/С к факельному (установка B1-230) / закрытому дренажному коллектору (установка B1-550, проходящему в обход существующей линии отбора проб 	<p>Проект «Дистанционная продувка кольцевого пространства скважин Острова А» представляет собой модификацию существующего комплекса, которая затрагивает следующие установки:</p> <ul style="list-style-type: none"> установка B1-100; установка B1-230; установка B1-450
2.4.		Комплексные блок-модули инженерных сетей электроснабжения, электрообогрева, заземления, ПИГ и автоматизации	
2.5.		Объекты рабочего и аварийного освещения клановой платформы и молниезащиты	
2.6.		Установка двух новых выделенных распределительных щитов 400В для новых потребителей электроэнергии	
3.		Установка 990. Система видеонаблюдения. Установка камер SPYNEL от HGH на Морских объектах. Остров D. EPC 3 и EPC 4	PR 18023
3.1.	B4	Остров D	
3.2.	B3	EPC 3	
3.3.	B7	EPC 4	
4.	B4	МК. Остров D. Подземный остров	PCN 21025.

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		Автоматизированная Система Мониторинга Эмиссий на Сташшаварьских Источниках Выбросов (АЕМС)	<p>Требования Экологического кодекса РК (ст.418, п.16), крушение предпринимать обязаны охватить источниками выбросов автоматизированными системами (АСУ) для непрерывного мониторинга выбросов и дальнейшей онлайн-передачи данных в базу данных государственного мониторинга.</p> <p>Система мониторинга осуществляет измерения содержания загрязняющих веществ в воздухе и факельных параметров выходящих/входящих газов на факелах (H2S, CO, CS2, меркаптаны), расход, плотность, давление, температура.</p> <p>Система мониторинга также осуществляет:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Организацию системы сбора и обработки данных (ССДА), которая охватывает: <ul style="list-style-type: none"> - централизованный сбор и обработка данных; - расчет выбросов; - формирование отчетов; - срок хранения в течение 5 лет. • Организацию системы удаленной связи (СКД) для передачи данных в режиме реального времени на NOOC NV в государственную базу данных
4.1.		Установка 230. Факельная система НД	«Холодные» линии в существующие линии на установке 230 В4-2300-BD-003-36"-A04-WN (TR009/ TR010) на факельных линиях НД подземного острова
4.2.		Коммуникационный блок-модуль трубопроводной обвязки линии подачи и обратного оброса факельных газов НД для компрессорного здания	Линии подачи сжиженных факельных газов от линии факельного коллектора НД до компрессорного здания и обратный оброс
4.3.		Коммуникационные блок-модули измерительных сетей электрообогрева и	

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		автоматизации для компрессорного здания	
4.4.	B4	Установка 230. Факельная система ВД	«Холодные» врезки в существующие линии на установке 230 В4-2300-BD-004-46"-A11-WN (TR007/ TR008) на факельных линиях ВД подъемного острова
4.5.		Космоутилизационный блок-модуль трубопроводной обвязки линий подачи и обратного сброса факельных газов ВД для компрессорного здания	Линии подачи утилизируемых факельных газов от врезки факельного коллектора ВД до компрессорного здания и обратный сброс
4.6.		Космоутилизационные блок-модули инженерных сетей электрообогрева и автоматизации для компрессорного здания	
4.7.	B4	Остров D. Подъемный остров. Установка 230. Факельная система НД и ВД	
4.8.	B4 -230-IA-001	Анализаторное здание (новое)	
5.	B4	МК. Остров D Модернизация клапанов и привода EDV/ESV с целью повышения их надежности и доступности	PCN 23005 Целью PCN 23005 является: 1. Модернизация EDV/ESV и приводов клапанов 2. Установка и настройка ESV PST ESV
5.1.	130	Установка 130. Манifold (Эксплуатационный коллектор №2). Подъемный остров. Линия продувки Модернизация клапанов: B4-1300-EDV-513	Клапан аварийного сброса установлен на линии продувки в коллектор сырого газа фазала ВД
5.2.	310	Установка 310. Система дегидратации газа	
5.3.	Гр. Эстакада, PR 1.2	Соединительный трубопровод сырого газа ВД (перемычка) Модернизация клапана: B4-3100-ESV-004	Перемычка. Соединяет Коллектор компримированного газа НД/СД (от ГМБ линии 100 и линии 200) и Коллектор сырого газа системы сепарации ВД (от Технологических линий по подготовке нефти 1/2)
5.4.	Гр. Эстакада, PR 1.3	Соединительный трубопровод осушенного газа к коллектору компрессора НСГ. Линия сброса в факельный коллектор	

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		осушающего газа ВД Модернизация клапанов: В4-3100-EDV-023	
5.5.	365	Установка 365. Установки обратной закачки газа RGI	Проектные решения по модернизации клапанов Установки 365, планируемые по PCN 23005 с целью системного формирования проектных решений по модернизации установок RGI включены в состав объемов модернизации по PR. 20100/PR.20033 «Модернизация компрессоров ЗСТ (Проект RGI Upgrade) по расширению мощности для закачки газа на острове Д (Мак расширение мощности с 14,1 млн. м3/сут. до 18,9 млн. м3/сут.)», см. выше объект, поз. 3
5.6.	Модуль 1	Технологическая линия 1. Модернизация клапанов: В4-3651-EDV-435 В4-3651-EDV-455 В4-3651-EDV-523 В4-3651-ESV-401 В4-3651-ESV-402 В4-3651-ESV-442	
5.7.	Модуль 2	Технологическая линия 2. Модернизация клапанов: В4-3652-EDV-435 В4-3652-EDV-446 В4-3652-EDV-455 В4-3652-EDV-523 В4-3652-EDV-429 В4-3652-ESV-401 В4-3652-ESV-402 В4-3652-ESV-404 В4-3652-ESV-442	
5.8.	380	Установка 380. Гликоль для обезвоживания газа (Регенерация гликоля)	Технологических линий по регенерации гликоля 3. Глубокая регенерация осуществляется на 1 линии

Страница 38 из 40

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
5.9.	Модуль 20 В4-380-VI-201/ В4-380-HW-201	Технологическая линия 2 (подготовка нефти) Линия сбросного газа регенерации на компрессор Модернизация клингов: В4-3802-ESV-053	
6.	600	Установка 600. Система получения азота. Модификация комплекта Atlas Copco для проверки на утечку азота. Фаза 2 <u>Задача модификации:</u> для обеспечения целостности объекта азота на фазе 2 существующего штатного соединения в комплекте Atlas Copco и распределительного коллектора для проверки утечки N2 на постоянные трубопроводы	PCN 17050 «Комплект для испытания на утечку азота. Фаза 2» В комплекте Atlas Copco (Швеция) входит в виде БКУ контейнерного типа: <ul style="list-style-type: none"> • 3 компрессора инструментального воздуха, • 1 резервуар для хранения дизельного топлива, • 1 блок для генерации N2 ; • 1 дожимной компрессор; • Временное межблочные штатное соединение . <u>Назначение комплекта:</u> Для испытания на герметичность технологических узлов и для инженерного обеспечения
6.1.		Коммуникационный блок-модуль внутрислottedных трубопроводов сжатого воздуха на входе воздушных компрессоров с постоянной на них технологической и ЕНТ, от В4-600-XX-005 ÷ В4-600-XX-007 до манифольда сжатого воздуха 4" и до блока генератора азота, В4-600-XX-008	
6.2.		Коммуникационный блок-модуль внутрислottedного трубопровода 3" азота от блока генератора азота (В4-600-XX-008) до блока бустерных компрессоров, В4-600-XX-004	
6.3.		Коммуникационный блок-модуль внутрислottedного трубопровода 1 1/2" азота от блока бустерных компрессоров, В4-600-XX-004, до точки подключения к коллектору распределения азота	
6.4.		Съемный тест вокруг комплекта Atlas Copco, который будет устанавливаться каждую зиму	

№№ п/п	№№ Установок/ Объектов	Наименование установок / объектов	Примечания
1	2	3	4
		в рамках кластера по подготовке к зиме (верх палатки должен быть герметизирован, боковые стороны - брезентом)	
6.5.		Съемные палатки вокруг контейнеров с воздушными компрессорами (В4-600-XX-005; В4-600-XX-006 В4-600-XX-007), которые будут устанавливаться каждую зиму в рамках кластера по подготовке к зиме (верх палатки будет герметизирован, бока - брезентом)	Комплектуется: <ul style="list-style-type: none"> • системой постоянного освещения внутри палатки; • специальными переносными обогревателями ЕХ мощностью 18 кВт, на зимний период (Основываясь на опыт эксплуатации зимой, рекомендуется использовать всего 3 обогревателя (по одному на каждый контейнер воздушного компрессора)
6.6.		Модификация существующего главного распределительного щита электропитания и подключение всех кабелей (утепление/освещение/шлангами пилать N2).	

1.10.2. Перечень нормативов Аджип, утвержденных РК для применения при проектировании объектов обустройства м/р Кашаган

КАЗАХСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ
ТӨРӨННІҢ МАҚДА БІЛІМ МІНІСТРЛІГІ
ЕНТКІЗ ҚОҢАСЫ
КОМІТЕТІ



МИНИСТЕРСТВО ПО ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ
СИТУАЦИЯМ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КОМИТЕТ
ПРОТИВОПОЖАРНОЙ СЛУЖБЫ

010008, Алматы, ул. Байбосыновская, 22
Тел. факс: 8 (3172) 93-81-17, 93-81-16

010000, г. Алматы, ул. Байбосыновская, 22
Тел. факс: 8 (3172) 93-81-17, 93-81-16

18.09.06, 14-05/140

№ _____ от _____

Аджип КСО.
Отдел производственного контроля
и согласования по Опытно-промышленной
разработке месторождения Кашаган
г. Лондон

Генеральному директору
ТОО «Файкон ЛТД»
господину Бушуеву В.А.
г. Алматы

«О документах Аджип КСО по
проекту ОПР месторождения Кашаган»

Комитет противопожарной службы Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан рассмотрел протоколы заседаний Технического Комитета по стандартизации в области пожарной безопасности (ТК 46) №№ 4, 5, 6, 7, 8 и редакции документов Аджип КСО по проектированию и строительству объектов в рамках проекта «Опытно-промышленная разработка месторождения Кашаган».

Учитывая, что основные положения документов, принципы, критерии и функциональные требования, изложенные в них, разработаны на основании анализов рисков пожаров и взрывов, с учётом, как зарубежных, так и государственных норм, действующих в нефтегазовой промышленности, а также положительные решения заседаний ТК – 46 по рассмотренным документам, Комитет противопожарной службы Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан не возражает против использования этих документов при проектировании и строительстве объектов в рамках проекта «Опытно-промышленная разработка месторождения Кашаган».

Перечень документов, одобренных для обеспечения пожарной безопасности при проектировании и строительстве объектов на месторождении Кашаган, прилагается.

Приложения на 5 листах.

Председатель

С. Аппарбеков.

000232

Приложение
к письму Комитета противопожарной службы
МЧС Республики Казахстан
от 18 сентября 2006 г. № 14-05/140

Перечень документов, одобренных для обеспечения пожарной безопасности при проектировании и строительстве объектов на месторождении
Кашаган

№№ /п.п.	№ документа	Наименование
1.	KE01.B0.000.KD.H.YP.0002.000 Рев. F02 от 01.03.04	ОСБОЗ – Общий подход к безопасности
2.	KE01.B0.000.KD.H.YP.0004.000 Рев. D01 от 12.07.05	Основные принципы обеспечения безопасности морского комплекса
3.	KE01.B0.000.KD.H.YP.0003.000 Рев. F03 от 26.02.04	Принципы противопожарной защиты
4.	KE01.B0.000.KD.H.RE.0024.000 ред. F02 от 24.01.03. г.	Объём работ по анализу взрывоопасности
5.	KE01.B0.000.KD.H.RE.0013.000 Рев. D01 от 05.10.04. г.	Анализ пожаро - и взрывоопасности
6.	KE01.B0.000.KD.H.RE.0006.000 ред. F01 от 19.12.02. г.	Анализ методами вычислительной гидродинамики. Объём работ
7.	KE01.B0.000.KD.H.RT.0006.000 ред. F02 от 14.06.03. г.	Методология количественной оценки рисков
8.	KE01.B0.000.KD.H.RE.5027.000 ред. D02 от 06.05.05. г.	Исходные данные для определения сценариев для количественной оценки рисков/анализа взрыво-пожароопасности
9.	KE01-B0-000-KD-H-RE-0001-000 ред. P02 от 26/11/2004. г	Отчёт по количественной оценке рисков. Комплексы «D» и «A»

1

<i>№№ /п.п.</i>	<i>№ документа</i>	<i>Наименование</i>
10.	KE01.BO.000.KD.H.YS.0004.000 ред. P01 от 12.03.03. г.	Предварительное исследование последствий аварийных выбросов
11.	KE01.BO.000.KD.H.RE.5007.00 0 ред. P01 от 13.05.05. г.	Отчёт по моделированию взрывов
12.	KE01.BO.000.KD.H.YS.0009.00 0 ред. F01 от 23.05.03. г.	Отчёт об исследовании опасных факторов для морских сооружений
13.	KE01.BO.000.KD.H.RE.0017.000 ред. D01 от 25.02.05. г.	Морские сооружения. Аналитический отчёт по разливам нефти
14.	KE01-B0-000-KD-H-SP-5001- 000 Ред. D02 01 августа 2005 г.	Спецификация на знаки безопасности
15.	KE01.00.000.KD.H.SP.0009.000 Ред. F02 18.11.2005 г	Спецификация на знаки безопасности
16.	KE01-B0-000-KD-H-TD-5001- 000	Справочные листки технических данных знаков безопасности
17.	KE01-B4-830-CM-R-TD-1002- 000	Справочные листки технических данных предупредительных табличек
18.	KE01-B0-000-SA-G-QH-0031-000 Ред. C02 от 14.10.2005 г.	Знаки безопасности
19.	KE01.BO.000.KD.H.YP.5001.000 Рев. D02	Принципы пассивной пожарной защиты
20.	KE01.BO.000.KD.H.RE.0012.00 0 ред. D02 от 26.10.05. г.	Отчёт по пассивной пожарной защите
21.	KE01.00.000.KD.V.YP.0002.000 Рев. D06	Основные принципы нанесения защитных покрытий, обеспечения огнестойкости, тепло и звукоизоляции

<i>№№ /п.п.</i>	<i>№ документа</i>	<i>Наименование</i>
22.	KE01-B4-000-AA-H-BR-0001-000 Рев. A01 от 22.08.05. г.	Технические требования к огнестойким материалам
23.	KE01.B0.000.KD.H.SF.5001.000 ред. D01 от 15.04.05. г.	Функциональная спецификация пожарной защиты
24.	KE01.B0.000.KD.H.YP.5003.000 Рев. D01 от 08.08.05	Принципы покидания, эвакуации и спасения
25.	KE01.B0.000.KD.H.RE.0015.000 D01 от 21.04.05	Анализ системы эвакуации, покидания и спасения (EERA)
26.	KE01-B4-830-CM-H-SP-1001-000 Рев. C01 от 13.01.06.	Технические условия на аварийно-спасательное оборудование
27.	KE01-B4-000-AA-H-BR-0002-000 Рев. F01 от 11.10.05. г.	Технические условия на различное оборудование, обеспечивающее безопасность, и средства пожаротушения
28.	KE01.00.700.KD.I.SF.0024.000 ред. T01 от 06.04.04. г.	Функциональные техусловия на систему обнаружения пожарной и газовой опасности (ПиГ)
29.	KE01.00.700.KD.I.YP.0004.000 ред. P00	Обнаружение пожарной и газовой опасности – основные принципы.
30.	KE01.B0.000.KD.H.YP.5007.000 Рев. D01 от 02.08.05 г.	Основные принципы проектирования системы обнаружения пожара и газа объектов морского комплекса
31.	KE01.B0.000.KD.H.YP.5002.000 Рев. D02 от 14.06.05 г.	Основные принципы активной противопожарной защиты
32.	KE01.B1.730.KD.H.YD.0002.000 Рев. B01 от 12.04.02 г.	Морские сооружения. Требования по пожаротушению и пожарной защите

<i>№№ /п.п.</i>	<i>№ документа</i>	<i>Наименование</i>
33.	KE01.B0.000.SA.H.QH.0029.000 Рев. С02 от 14.10.05 г.	Пожарная безопасность и пожаротушение
34.	KE01.B0.000.KD.H.RE.0010.00 0 ред. F02 от 24.10.03. г.	Отчёт по предварительному расчёту потребности в пожарной воде
35.	KE01.B0.730.KD.H.SP.0001.000 Рев. F03 от 26.02.04 г.	Спецификации на водяное и водопенное стационарное оборудование и системы
36.	KE01-B0-000-KD-H-SP-0002- 000 ред. T01	Спецификация на различное оборудование, обеспечивающее безопасность, и средства пожаротушения
37.	KE01.B4.730.KD.H.SP.5002.000 Рев. T02 от 15:09.05	Спецификация на водораспылительную систему
38.	KE01.A1.740.KD.H.SP.0007.000 Рев. F01 от 07.05.03 г.	Технические условия на систему пожаротушения с использованием инертного газа
39.	KE01.00.970.KD.I.YP.0001.000 Рев. F01 от 22.07.02 г.	Системы управления и КиП и А. Основные принципы
40.	KE01.00.980.KD.I.SF.0008.000 F02 20.02.03 г.	Функциональные технические условия на систему аварийного останова
41.	KE01.00.000.KD.I.YP.0009.000 Рев. F02 от 01.04.03 г.	Аварийный останов и сброс давления. Основные принципы
42.	KE01.00.000.KD.R.YP.0001.000 от 27.11.02 г.	Продувка и сброс давления. Основные принципы
43.	KE01.00.000.KD.E.YP.0006.000 Рев. D01 от 28.03.04 г.	Классификация опасных зон. Основные принципы.

<i>№№ /п.п.</i>	<i>№ документа</i>	<i>Наименование</i>
44.	KE01.B0.000.KD.H.YP.5005.000 Рев. D01 от 11.03.05 г.	Основные принципы проектирования временных убежищ
45.	KE01.B0.000.KD.H.YS.0005.000 Рев. D01 от 11.03.05 г.	Сооружения морского комплекса. Требования к комплексу аварийно-спасательных мероприятий
46.	KE01.B0.000.KD.H.YA.0002.000 Рев. D01 от 27.07.04 г.	Период эффективности сборного пункта/временного убежища. Техническая записка