



Утвержден:

Менеджер по охране окружающей среды

«Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.»



**ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАШАГАН.
НАРАЩИВАНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ДО
450 ТЫС. БАРРЕЛЕЙ/СУТКИ НА НАЗЕМНОМ КОМПЛЕКСЕ**

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ
НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ**

Разработчик:

ТОО «SED»

Директор

Носков В.В.



Алматы, 2025



НАЗВАНИЕ ПРОЕКТА: Обустройство месторождения Кашаган. Наращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе. Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду	НОМЕР ДОКУМЕНТА: КТ00-00-000-8D-Н-УЕ-0001-000
НАИМЕНОВАНИЕ ПОДРЯДЧИКА: ТОО «SED»	КЛАССИФИКАЦИЯ ИНФОРМАЦИИ: Для внутреннего пользования
НОМЕР КОНТРАКТА: UI176632	
НАЗВАНИЕ КОНТРАКТА: Услуги по оценке воздействия на окружающую среду, разработке и согласованию экологической разрешительной документации Поправка No.01	

НАЗВАНИЕ ДОКУМЕНТА:

Обустройство месторождения Кашаган. Наращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе. Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду

АННОТАЦИЯ

Краткое изложение цели и содержания документа

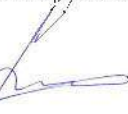
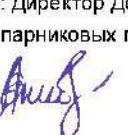
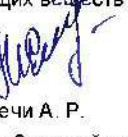
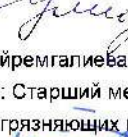
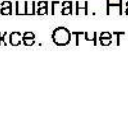
Отчет о возможных воздействиях разработан к проекту «Обустройство месторождения Кашаган. Наращивание производительности до 450 тысяч баррелей/сутки на Наземном комплексе». Реализация проекта является обобщением принятых проектных решений, связанных с задействованием резервных возможностей существующих мощностей объектов.

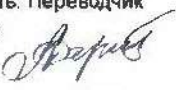
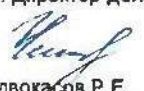
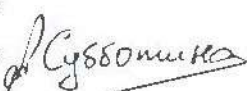
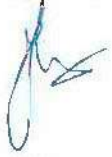
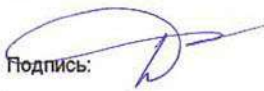
В Отчете приведен анализ изменения качества окружающей среды при реализации проектных решений с учетом мероприятий по снижению и минимизации различных видов воздействий на компоненты окружающей среды и здоровье населения.

Перечень редакции

P01	Март - 2025	Для рассмотрения и выдачи замечаний Заказчиком
Ред.	Дата	Описание редакции

Согласования*Подписи требуются в утвержденных редакциях*

Составитель документа (подрядчик):	Ф.И.О.: Ботвина Е. Г./ Сабдалинова Л. К. Должность: Старший менеджер Департамента экологического проектирования и разработки ОВОС Подпись: 
	Ф.И.О.: Пакулин А. В. Должность: Старший менеджер Департамента экологического проектирования и разработки ОВОС Подпись: 
	Ф.И.О.: Зеленин А. А. Должность: Старший менеджер Департамента экологического проектирования и разработки ОВОС Подпись: 
	Ф.И.О.: Абатов А.А. Должность: Старший менеджер Департамента экологического проектирования и разработки ОВОС Подпись: 
	Ф.И.О.: Екибаева А. Р. Должность: Директор Департамента экологического нормирования выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов Подпись: 
	Ф.И.О.: Паржанов Ч. С. Должность: Старший менеджер Департамента экологического нормирования выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов Подпись: 
	Ф.И.О.: Медведева Е. В. Должность: Старший менеджер Департамента экологического нормирования выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов Подпись: 
	Ф.И.О.: Амечи А. Р. Должность: Старший менеджер Департамента экологического нормирования отходов и сбросов загрязняющих веществ Подпись: 
	Ф.И.О.: Сабирмызы С. Должность: Старший менеджер Департамента экологического нормирования отходов и сбросов загрязняющих веществ Подпись: 
	Ф.И.О.: Мейремгалиева А. С. Должность: Старший менеджер Департамента экологического нормирования отходов и сбросов загрязняющих веществ Подпись: 

	Ф.И.О.: Садомский В. В. Должность: Директор Департамента Экологического мониторинга и фоновых исследований Подпись:  Ф.И.О.: Дараган Л.А. Должность: Переводчик Подпись:  Ф.И.О.: Чижегова С.В. Должность: Директор департамента графического оформления и выпуска проектов Подпись:  Ф.И.О.: Садвокасов Р.Е. Должность: Менеджер по ГИС Подпись:  Ф.И.О.: Субботина А. В. Должность: Менеджер по отчетам Департамента графического оформления и выпуска проектов Подпись:  Ф.И.О.: Стахова В. О. Должность: Менеджер по отчетам Департамента графического оформления и выпуска проектов Подпись:  Дата: Март 2025
Функциональное / техническое согласование (подрядчик):	Ф.И.О.: Носков В.В. Должность: Директор TOO «SED» Подпись:  Дата: Март 2025
Утверждающее (Компания) лицо:	Ф.И.О.: Джантаев Т.С. Должность: Менеджер по охране окружающей среды Подпись:  Дата: Март 2025

Термины Согласований (Подробную информацию смотрите в руководстве №: IMP-C10-PR-0001-000)

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

Обустройство месторождения Кашаган. Наращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе. Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду

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	03.2025	Для рассмотрения и выдачи замечаний Заказчиком

СОДЕРЖАНИЕ

1.	ВВЕДЕНИЕ	11
1.1.	ЦЕЛЬ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ	11
1.2.	РАССЫЛКА ДОКУМЕНТА И ЦЕЛЕВАЯ АУДИТОРИЯ	13
1.3.	ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И АББРЕВИАТУРЫ	13
1.3.1.	Общие определения	13
1.3.2.	Особые термины, определения, сокращения и аббревиатуры	13
2.	ОПИСАНИЕ МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	15
2.1.	АДМИНИСТРАТИВНОЕ И ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ ПОЛОЖЕНИЕ	15
2.2.	ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАШАГАН	17
2.2.1.	Общие сведения о месторождении Кашаган и Наземном комплексе (НК)	17
2.2.2.	Технологические установки УКПНИГ	19
2.2.3.	Обращение с серой на объектах месторождения Кашаган	34
2.2.4.	Объекты инфраструктуры и вспомогательные производства	36
2.3.	ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	37
2.3.1.	Технологические решения	37
2.3.2.	Организация рельефа и прокладка межплощадочных коммуникаций	54
2.3.3.	Транспорт	56
2.3.4.	Организация рабочих мест	56
2.3.5.	Основные виды работ по модернизации	57
2.3.6.	Общая продолжительность работ	58
2.3.7.	Потребность в ресурсах	58
2.1.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	60
3.	ОПИСАНИЕ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	61
3.1.	КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	61
3.2.	АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	65
3.2.1.	Качество атмосферного воздуха	65
3.3.	ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СРЕДА	72
3.3.1.	Характеристика верхней части геологического разреза	72
3.3.2.	Геоморфология	73
3.3.3.	Инженерно-геологические условия и экзогенные процессы	74
3.4.	ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	74
3.4.1.	Качество грунтовых вод	76
3.5.	ПОВЕРХНОСТНЫЕ ВОДЫ	83
3.6.	ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ	84
3.6.1.	Общая характеристика почв	85
3.6.2.	Гранулометрический состав почв	89
3.6.3.	Характеристика современного состояния почв по данным мониторинга	90
3.7.	РАСТИТЕЛЬНОСТЬ	98
3.7.1.	Общая характеристика флоры района	98
3.7.2.	Редкие, эндемичные и реликтовые виды растений	106
3.8.	ЖИВОТНЫЙ МИР	109
3.8.1.	Беспозвоночные (Invertebrata)	109
3.8.2.	Позвоночные (Vertebrata)	113

3.8.3.	Млекопитающие	114
3.8.4.	Птицы	117
3.8.5.	Пути миграций	121
3.9.	СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕГИОНА	123
3.9.1.	Численность населения и демографическая ситуация	123
3.9.2.	Социальная сфера	124
3.9.3.	Производственно-экономическая деятельность	126
3.9.4.	Существующие особо охраняемые природные территории (ООПТ)	128
3.9.5.	Памятники истории и культуры	129
4.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА КОМПОНЕНТЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	131
4.1.	МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ В ШТАТНОЙ СИТУАЦИИ	131
4.2.	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	133
4.2.1.	Проектные решения обустройства месторождения Кашаган при наращивании производительности нефти до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе с точки зрения загрязнения атмосферы	137
4.2.2.	Характеристика источников воздействия на атмосферный воздух	137
4.2.2.1.	<i>Период строительства</i>	137
4.2.2.2.	<i>Эксплуатация Наземного комплекса</i>	138
4.2.3.	Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	153
4.2.4.	Характеристика аварийных и залповых выбросов	153
4.2.5.	Обоснование предельных количественных и качественных показателей выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	176
4.2.5.1.	<i>Период проведения строительных работ</i>	176
4.2.5.2.	<i>Эксплуатация Наземного комплекса</i>	179
4.2.6.	Моделирование уровня загрязнения атмосферного воздуха и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ	183
4.2.6.1.	<i>Условия и методы проведения расчетов рассеивания вредных веществ в атмосфере</i>	183
4.2.6.2.	<i>Моделирование уровня загрязнения атмосферного воздуха при строительных работах</i>	184
4.2.6.3.	<i>Моделирование уровня загрязнения атмосферного воздуха при эксплуатации Наземного комплекса</i>	188
4.2.7.	Перспектива развития предприятия	205
4.2.8.	Уточнение границ области воздействия	207
4.2.9.	Рекомендации по организации экологического контроля	208
4.2.10.	Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ)	211
4.2.11.	Прогнозная оценка воздействия на атмосферный воздух	214
4.2.11.1.	<i>Период проведения строительных работ</i>	214
4.2.11.2.	<i>Эксплуатация Наземного комплекса</i>	215
4.3.	ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ	217
4.4.	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВОДНЫЕ РЕСУРСЫ	220
4.4.1.	Характеристика существующей системы водоснабжения и водоотведения	220
4.4.1.1.	<i>Существующая система водоснабжения</i>	220
4.4.1.2.	<i>Система водоотведения</i>	223
4.4.1.3.	<i>Описание процессов по очистке сточных вод</i>	228
4.4.2.	Водохозяйственная деятельность на Этапе строительных работ	237
4.4.3.	Изменения в системах водоснабжения и водоотведения для наращивания производительности до 450 тыс. баррелей/сутки	238
4.4.4.	Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации	241
4.4.5.	Обоснование предельных количественных и качественных показателей сбросов загрязняющих веществ	241
4.4.6.	Рекомендации по организации экологического контроля	244

4.4.7.	Рациональное использование водных ресурсов	245
4.4.8.	Оценка воздействия на поверхностные и подземные воды	246
4.4.8.1.	<i>Поверхностные воды</i>	246
4.4.8.2.	<i>Подземные воды</i>	247
4.5.	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЫ И РАСТИТЕЛЬНОСТЬ	248
4.6.	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР	252
4.7.	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ОБРАЩЕНИИ С ОТХОДАМИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ	256
4.7.1.	Сведения о классификации отходов	256
4.7.2.	Ориентировочный объем образования отходов	265
4.7.3.	Программа управления отходами	266
4.8.	ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ	271
4.9.	РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА	289
4.10.	КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	291
4.10.1.	Кумулятивное воздействие	293
4.10.2.	Трансграничное воздействие	294
4.10.3.	Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности	294
4.10.4.	Оценка возможных необратимых воздействий на окружающую среду	294
5.	ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ	295
5.1.	МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	295
5.2.	ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНОЮ СРЕДУ	296
5.3.	ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ	302
5.4.	КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ В ШТАТНОЙ СИТУАЦИИ	304
6.	ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ НА ОБЪЕКТАХ НАЗЕМНОГО КОМПЛЕКСА	306
6.1.	ВОЗМОЖНЫЕ ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И РАЗВИТИЯ АВАРИЙ И ИНЦИДЕНТОВ	306
6.2.	ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙ	310
6.2.1.	Вероятность аварийных ситуаций на объектах УКПНиГ	311
6.3.	СЦЕНАРИИ АВАРИЙ И ВОЗМОЖНЫЕ НЕБЛАГОПРИЯТНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ	312
6.3.1.	Сценарии аварии с существенными последствиями	312
6.3.2.	Последствия аварий и их масштабы	313
6.3.3.	Индивидуальный риск для персонала и другие риски	316
6.4.	МЕРЫ ПО СНИЖЕНИЮ РИСКОВ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ АВАРИЙ	317
7.	МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ И СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ	320
7.1.	АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	320
7.2.	ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ	323
7.3.	ОТХОДЫ	324
7.4.	ПОЧВЕННО-РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ	325
7.5.	ЖИВОТНЫЙ МИР	326

7.6.	СОЦИАЛЬНАЯ СРЕДА	327
7.7.	НАИЛУЧШИЕ ДОСТУПНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ	327
7.8.	ЭТАП ПОСТУТИЛИЗАЦИИ	327
7.9.	СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	328
8.	РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЯ	329
8.1.	АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	329
8.1.1.	Мониторинг качества атмосферного воздуха в ближайших населенных пунктах	329
8.1.2.	Мониторинг качества атмосферного воздуха в пределах области воздействия (граница санитарно-защитной зоны)	330
8.1.3.	Предложения по организации подфакельных наблюдений	334
8.1.4.	Автоматизированные системы мониторинга эмиссий	338
8.2.	ВОДНЫЕ РЕСУРСЫ (ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ)	339
8.3.	ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ И РАСТИТЕЛЬНОСТЬ	347
9.	ПРОЦЕДУРА ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА	354
10.	КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ	355
10.1.	ОПИСАНИЕ МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	355
10.2.	ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ	357
10.3.	КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	359
10.4.	КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ОБОСНОВАНИЕ ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА	363
10.5.	КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	363
10.6.	ИНФОРМАЦИЯ О ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ПРЕДЕЛЬНОМ КОЛИЧЕСТВЕ НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ	366
10.7.	ИНФОРМАЦИЯ О ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ	368
10.8.	КОМПЛЕКСНАЯ (ИНТЕГРАЛЬНАЯ) ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	370
10.9.	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ	371
10.10.	РЕКОМЕНДУЕМЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО МИНИМИЗАЦИИ ВОЗДЕЙСТВИЙ	371
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	378

ПЕРЕЧЕНЬ ДОПОЛНЕНИЙ

- ДОПОЛНЕНИЕ А. ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ TOO «SED» НА ВЫПОЛНЕНИЕ РАБОТ И ОКАЗАНИЕ УСЛУГ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**
- ДОПОЛНЕНИЕ Б. ОБЗОР ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЙ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ**
- ДОПОЛНЕНИЕ В. МАТЕРИАЛЫ К РАЗДЕЛУ 4.2 «ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ»**
- ДОПОЛНЕНИЕ Г. ПЕРЕЧЕНЬ ИСТОЧНИКОВ ШУМОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ШУМА ПО РАСЧЕТНОЙ ПЛОЩАДКЕ В ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ НАЗЕМНОГО КОМПЛЕКСА (УКПниГ)**
- ДОПОЛНЕНИЕ Д. ЗАКЛЮЧЕНИЕ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ СФЕРЫ ОХВАТА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И (ИЛИ) СКРИНИНГА ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (№ KZ28VWF00216158 ОТ 17.09.2024 Г.)**
- ДОПОЛНЕНИЕ Е. ТЕКУЩИЙ УРОВЕНЬ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНИК, ВНЕДРЕННЫХ НА ПРЕДПРИЯТИИ, НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА СПРАВОЧНИКОВ ПО НДТ СТРАН ОРГАНИЗАЦИИ ЭКОНОМИЧЕСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА И РАЗВИТИЯ, РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И СПРАВОЧНИКОВ ПО ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ**

1. ВВЕДЕНИЕ

1.1. ЦЕЛЬ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Месторождение Кашаган расположено в шельфовой зоне северо-восточной части Каспийского моря на расстоянии около 80 км к югу от города Атырау.

Работы на месторождении Кашаган ведутся по Соглашению о разделе продукции по Северному Каспию (СРПСК) от 18.11.1997 г. с изменениями и дополнениями.

Деятельность осуществляется в соответствии с условиями Лицензии на право пользования недрами для разведки и добычи углеводородного сырья серии ГКИ №1016 (нефть) от 25.11.1997 г., которая зарегистрирована в министерстве юстиции РК под регистрационным номером №946-1910-Фл (ИУ) от 06.07.1998 г.

Недропользователем согласно СРПСК (с учетом внесенных изменений и дополнений) является консорциум, в который входят следующие компании: «КМГ Кашаган Б.В.», «Аджип Каспиан Си Б.В.», «КННК Казахстан Б.В.», «ЭксонМобил Казахстан Инк.», «ИНПЕКС Норт Каспиан Си, Лтд.», «Шелл Казахстан Девелопмент Б.В.» и «Тоталь ЭИП Казахстан» (совместно именуемые - Подрядчик).

Компания «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.» (NCOC N.V. назначена с 13 июня 2015 года Оператором для ведения нефтяных операций от имени компаний участников соглашения.

В настоящее время на месторождении Кашаган ведется добыча нефти и газа на морских объектах. Сырая нефть и газ от месторождения на море транспортируются с помощью трубопроводных систем до УКПНиГ «Болашак», где нефть и газ перерабатываются и доводятся до кондиции для передачи продукта потребителям.

Добыча на объектах началась согласно положениям СРП как Каспийская коммерческая добыча (ККД) с достижением уровня добычи нефти 75 тыс.бар/сутки в 2016 году. Освоение производственных мощностей Морского (МК) и Наземного (НК) комплексов м/р Кашаган с момента ввода месторождения в эксплуатацию было осуществлено тремя пусковыми комплексами с достижением соответствующих полков добычи, 180 тыс. бар./сут; 295 тыс. бар./сут; 370 тыс. бар./сут.

Наращивание добычи нефти до уровня 450 тыс. баррелей нефти в сутки обеспечивается за счет:

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

Обустройство месторождения Кашаган. Наращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе. Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду

Проектные решения, рассмотренные в данном проекте ТПД 450 НК, условно сгруппированы в силу целевых технических задач, которые ставились для объекта модификации и изменения, на две группы:

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

Весь в целом состав объектов Наземного комплекса в данном проекте проектными решениями не рассматривался, т.к. ранее утвержденными проектами этапа ОПР изначально предусматривалось на объектах обустройства наращивание добычи до 450 тыс.барр. нефти /сут. на последующих этапах освоения м/р Кашаган и соответствующая для этого производительность как технологических установок, так и систем инженерного обеспечения закладывалась с учетом соответствующего резерва их мощностей.

Отчет о возможных воздействиях выполнен проектной компанией TOO «SED», имеющей государственную лицензию № 01804Р от 15.12.2015 г., выданную Комитетом экологического регулирования и контроля МООН РК (Приложение 1). Лицензия выдана на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды.

В настоящем Отчете о возможных воздействиях выявлены возможные существенные воздействия намечаемой деятельности и сделана предварительная оценка существенности воздействий, рассмотрено возможное воздействие на состояние окружающей среды и социально-экономическую сферу при реализации проекта по наращиванию производительности на Наземном комплексе до 450 тыс. баррелей/сутки, приведен анализ изменения качества ОС при реализации данных проектных решений с учетом мероприятий по снижению и минимизации различных видов воздействий на компоненты окружающей среды и здоровье населения.

Отчет о возможных воздействиях в соответствии со ст. 72 Экологического кодекса №400-VI от 2 января 2021 года (по состоянию на 12.12.2024 г.) включает следующую информацию:

- описание состояния окружающей среды, а также условия жизни населения на затрагиваемой намечаемой деятельностью территории;
- сведения о намечаемой деятельности;
- информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях, связанных со строительством новых объектов и эксплуатацией НК, включая воздействия на водные ресурсы, атмосферный воздух, почвы, растительность, животный мир и т.д.;
- обоснование предельного количества накопления отходов по их видам;
- информацию о вероятности возникновения аварий и описание возможных вредных воздействий, связанных с рисками возникновения аварий;
- меры по предотвращению последствий аварий, включая оповещение населения;
- описание природоохранных мер, позволяющих минимизировать воздействие на компоненты окружающей среды, включая рекомендации по созданию мониторинговой системы наблюдений за состоянием окружающей среды.

Документ подготовлен в соответствии с законодательными и нормативными документами Республики Казахстан, обзор которых представлен в Дополнении Б.

В Отчете учтены замечания и предложения, указанные в Заключении об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности (KZ28VWF00216158 от 17.09.2024 г.) – Дополнение Д.

Адрес Заказчика: Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.

Филиал в Республике Казахстан
БИН 000241000874,
060002 г. Атырау, ул. Смагулова, 1
Тел: +7 7122 923300,
Управляющий - Рую Джанкарло

Адрес Исполнителя: Товарищество с ограниченной ответственностью «SED»
(Sustainable Ecology Development)

050043, г. Алматы, ул. Аскарова, 3,
тел.: 8 (727) 247 23 23,
факс: 8 (727) 338 23 74.
Директор – Носков Владимир Васильевич

1.2. РАССЫЛКА ДОКУМЕНТА И ЦЕЛЕВАЯ АУДИТОРИЯ

Если не предусмотрено иных разрешений от компании «NCOC N.V.», настоящий документ предназначен для внутреннего пользования в компании «NCOC N.V.» и уполномоченными Подрядчиками.

1.3. ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И АББРЕВИАТУРЫ

1.3.1. Общие определения

Общие определения, используемые в компании «NCOC N.V.»

РК означает Республику Казахстан.

Соглашение о разделе продукции (СРП) означает Соглашение о разделе продукции по Северному Каспию от 18 ноября 1997 г. с изменениями и дополнениями.

Слово «**должен**» означает, что положение контракта подлежит обязательному исполнению.

Слово «**следует**» означает, что положение контракта не является обязательным, но рекомендуется к исполнению в качестве рациональной практики ведения работ.

1.3.2. Особые термины, определения, сокращения и аббревиатуры

Перечень специальных терминов, определений, сокращений и аббревиатур, использующихся в настоящем документе, в алфавитном порядке.

Термин / сокращение / аббревиатура	Разъяснение/определение
Кашаган	Актив NCOC N.V. Соглашения о разделе продукции по Северному Каспию
БН	Балтийский нуль
ВСН	Ведомственные строительные нормы
ВНГЕ	Бэйкер Хьюс Нуова Пиньоне
Bundle 1	Группа Проектов 1
ГМИ	Газ мгновенного испарения
ГФУ	Газофлотационная установка
ГОСТ	Государственный стандарт
ЗСГ	Закачка Сырого Газа
ИТР	Инженерно-технические работники
КН	Каспийский нуль
Модернизация	Термин «модернизация» предполагает замену узлов, причем эти узлы должны быть исправны. Если заменяется неисправный узел, то такие работы являются не модернизацией, а ремонтом. Если же никакие узлы не заменяются, то такие работы являются дооборудованием.
МК	Морской комплекс
НК	Наземный комплекс
NCOC N.V.	Норт Каспиан Оперейтинг КОМПАНИ Н.В.

Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе. Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду

Термин / сокращение / аббревиатура	Разъяснение/определение
ОВО	Одновременно Выполняемые Операции – ОВО (Simultaneous Operations SIMOPS) это 2 (две) или более формально независимых технологических видов деятельности и/или операций, выполняемых 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 операции с точки зрения безопасности персонала, охраны окружающей среды, безопасной работы оборудования.
ОПР	Опытно-промышленная разработка (Разработка Кашагана Фаза I)
ОПК	Остров EPC
ОЗТОСиБ	Охрана здоровья, труда, окружающей среды и обеспечение безопасности
Остров D / Комплекс D/т ЭТК 1	Эксплуатационно-технологический комплекс (ЭТК1) на острове D
ПИР	Проектно-изыскательские работы
ПОС	Проект организации строительства
ППР	Планово-предупредительные работы
ПРМ	Проект разработки месторождения
ПОМ	Полномасштабное освоение месторождения
РК	Республика Казахстан
С2 категория	Предварительно оцененные (неразведанные) запасы
С1 категория	Разведанные запасы
СРП	Соглашение о разделе продукции
СВД	Сверх-Высокое давление
СИЗ	Средства индивидуальной защиты
СНиП	Строительные нормы и правила
СН РК	Строительные нормы Республики Казахстан
СУГ	Сжиженные углеводороды
CONOPS	Одновременные операции
ТЛ	Технологическая линия
ТОО «CE&R»	Товарищество с ограниченной ответственностью «Caspian Engineering & Research»
УИС	Установка извлечения серы
УКПНИГ	Установка комплексной подготовки нефти и газа
ЖКЗЕ	Железнодорожный комплекс Западного Ескене
УКМ	Уровень Каспийского моря
ACV	Air-cushion vehicle - Судно на воздушной подушке
DEA	диэтаноламин
H2S	Сероводород
MDEA	Метилдиэтаноламин
SIMOPS	Совместные производственные операции
PR – Project	Проект
PCN – Plant Change Notice	Уведомление об изменении установки
e-MoC – electronic Management of Change	Электронное Управление Изменениями

2. ОПИСАНИЕ МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

2.1. АДМИНИСТРАТИВНОЕ И ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ ПОЛОЖЕНИЕ

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. 2.1.1.



Рисунок 2.1.1 Месторасположение объектов месторождения Кашаган

Наземные объекты УКПНИГ «Болашак» месторождения Кашаган располагаются в Атырауской области на территории Макатского района.

Географические координаты размещения Наземных объектов месторождения Кашаган следующие: 47° 14' 56.834" N 52° 26' 28.526" E

Объекты Наземного комплекса располагаются на земельном участке с кадастровым номером: 04-064-008-084 от 2024 года (акт № 0004075). Категория земель: Земли промышленности, транспорта, связи, для нужд космической деятельности, обороны, национальной безопасности и иного несельскохозяйственного назначения. Целевое назначение земельного участка: для строительства и эксплуатации Установки Комплексной Подготовки Нефти и Газа (УКПНИГ), организации санитарно-защитной зоны и объектов инфраструктуры. Участок используется в соответствии с целевым назначением, указанным в акте на право временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного) землепользования (аренды).

Намечаемая деятельность будет осуществляться в пределах действующей санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятия (рис. 2.1.2).

Географические координаты территории воздействия приведены в таблице 2.1-1.

Вблизи УКПНИГ «Болашак» расположен ряд магистральных трубопроводных систем. Трубопроводная система «Узень - Атырау - Самара» и трубопровод Каспийского

трубопроводного консорциума транспортируют товарную нефть с нефтяных промыслов Западного Казахстана в Россию и используются также для экспорта нефти в другие зарубежные страны.

Таблица 2.1-1 Географические координаты существующей СЗЗ УКПНиГ «Болашак»

	С.Ш.	В.Д.
Юг	47°11'05.40"	52°31'13.20"
Запад	47°14'13.94"	52°22'29.23"
Север	47°18'19.14"	52°33'18.98"
Восток	47°13'37.25"	52°35'03.62"

Трубопроводная система «Средняя Азия - Центр» и магистральный газопровод-отвод «Макат - Северный Кавказ» транспортируют природный газ из Туркмении и Узбекистана в центральные и южные районы России и в Украину.

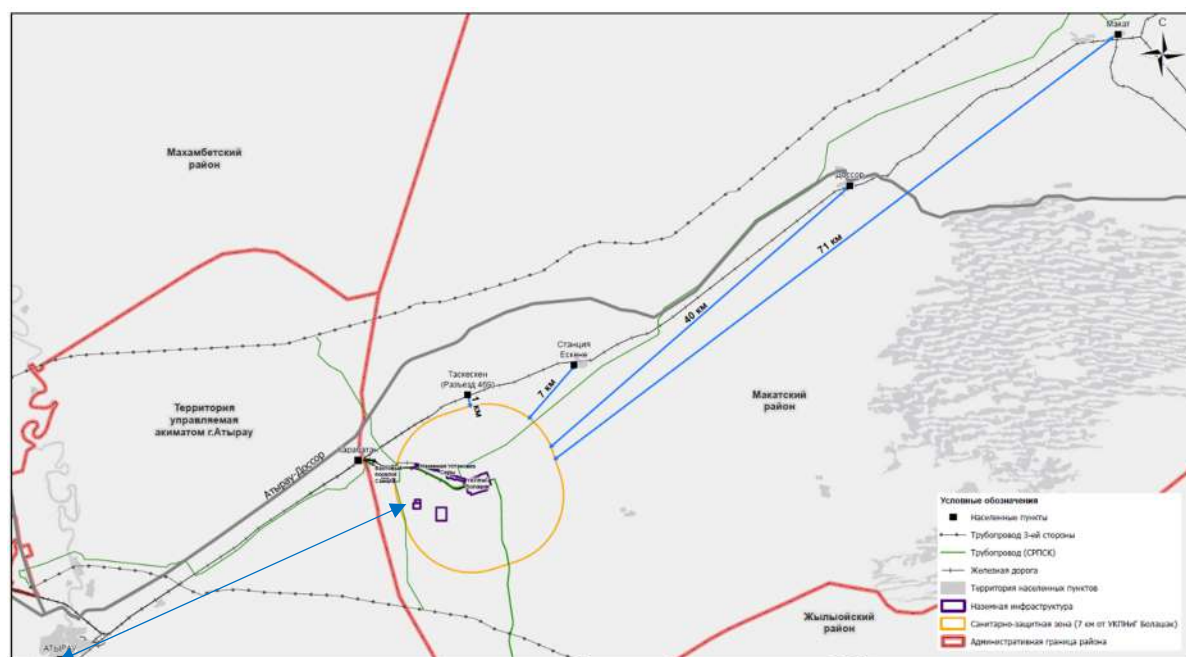


Рисунок 2.1.2 Карта-схема расположения объектов УКПНиГ

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

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

Территория площадки УКПНиГ «Болашак» находится в 17,14 км от существующей дороги Атырау - Актобе (участок Доссор). Ближайшими путями сообщения являются существующая железная дорога Атырау - Макат и существующая автомобильная дорога общего пользования Атырау - Актобе.

Расстояния от крайних источников производственных объектов УКПНиГ «Болашак» (по уточненным планам расположения площадки) до следующих ближайших населенных пунктов: ж/д. ст. Таскескен – 8,4 км; ж/д. ст. Ескене – 15,3 км; пгт. Доссор – 46,1 км; п. Таскала – 48,3 км.

Ближайшая водная артерия – р. Жайык, находится на расстоянии 43 км западнее площадки УКПНиГ.

2.2. ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАШАГАН

2.2.1. Общие сведения о месторождении Кашаган и Наземном комплексе (НК)

Месторождение Кашаган было официально открыто 15.07.2000 года после опробования скважины КЕ-1 на площади Кашаган и получения первого притока нефти. 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 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 (МК) и транспортировки его на Наземный комплекс (НК).

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

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

По состоянию на 05.12.2018 года осуществлена реализация ранее утвержденных проектов обустройства «Корректировка» и «Дополнение» [1-3] с официальным введением в эксплуатацию всего комплекса объектов ОПР м/р Кашаган, технологического, вспомогательно-производственного и инженерного обеспечения, а также объектов административного и складского назначения.

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

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

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

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

Наземный комплекс месторождения размещен в районе Западного Ескене Атырауской области.

Наземный комплекс условно разделен на следующие производственные зоны, которые составляют:

I. Основное производство УКПНиГ «Болашак»:

- Технологические установки: установки подготовки нефти (УПН), газа (УПГ) и извлечения серы (УИС) до получения товарной продукции;
- установки инженерного обеспечения УКПНиГ «Болашак»;
- система промысловых трубопроводов для транспортировки сырой нефти и попутного газа с Морского комплекса (МК) на УКПНиГ и трубопроводов товарной нефти и газа из УКПНиГ на экспорт, а также трубопровода топливного газа для собственных нужд МК, выработки электрической энергии.

II. Железнодорожный комплекс в Западном Ескене:

- погрузочный терминал (ПТ) включает комплекс по грануляции, хранению и погрузке гранулированной серы в железнодорожные вагоны. Составы с гранулированной серой отправляют по Казахстанской железной дороге на станцию «Карабатан» и далее – потребителю;
- установки инженерного обеспечения ЖКЗЕ.

III. Объекты инфраструктуры и вспомогательные производства:

- в/п «Самал» и его инженерное обеспечение;
- железнодорожная станция и автостанция «Болашак»;
- производственная лаборатория;
- площадки, на которых размещено оборудование для реагирования на нефтяные разливы (РНР) в районе ж/д ст. и автостанции «Болашак» и поселка Дамба на Северо-Каспийской Экологической базе реагирования на нефтяные разливы (СКЭБР);
- железнодорожная станция «Карабатан»;
- предзаводская зона, включающая здания административно-бытового назначения;
- оборудование для вспомогательных работ и обучения персонала;
- оборудование для проведения сервисных работ.

УКПНиГ включает:

- три технологические линии нефти (ТЛ), 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 представлено на рисунке 2.2.1.1.

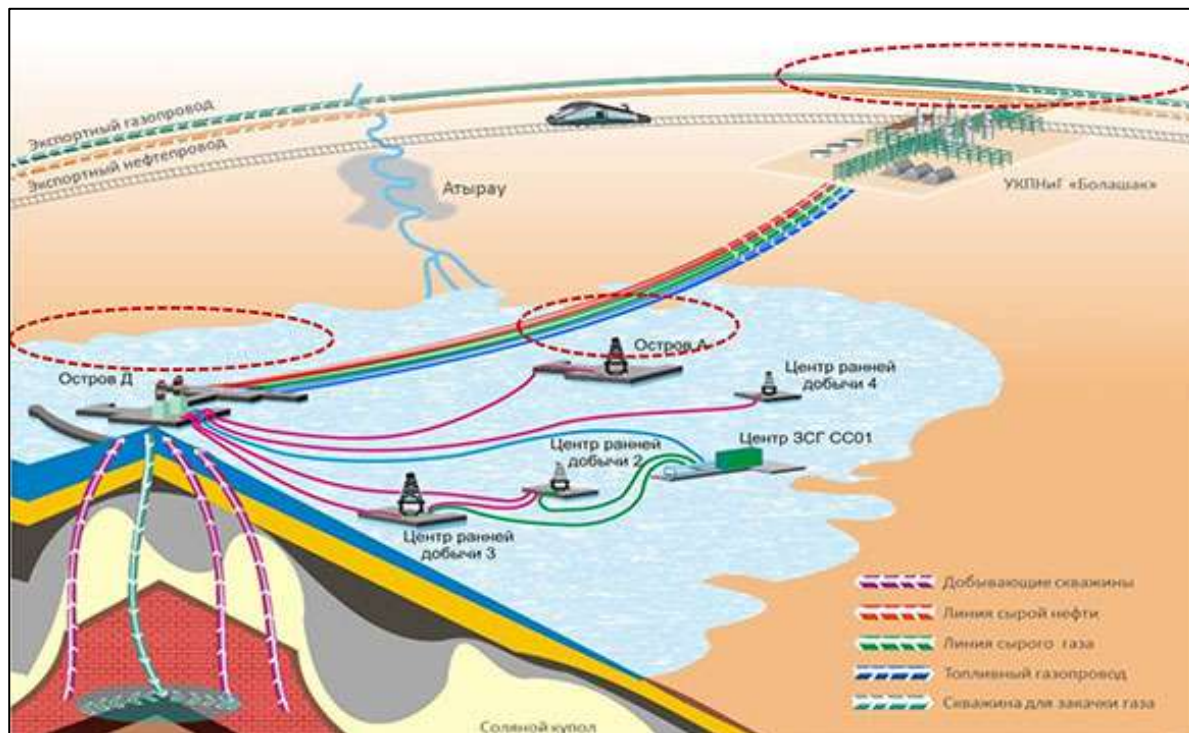


Рисунок 2.2.1.1 Принципиальное размещение объектов обустройства месторождения Кашаган

2.2.2. Технологические установки УКПНИГ

Установка подготовки нефти (УПН)

УПН предназначена для приёма и подготовки сырой нефти до технических условий экспортной нефти. Нефть, поступающая с МК, характеризуется высоким содержанием сероводорода и меркаптанов, а также минеральных солей. В процессе подготовки нефть проходит стадии обессоливания, обезвоживания, стабилизации и демеркаптанзации. УПН включает три идентичные технологические линии по подготовке нефти. УПН производит стабилизированную нефть товарного качества из потока частично стабилизированной нефти. Нефть хранится в резервуарном парке на площадке УКПНИГ до перекачки в существующую экспортную систему КТК или КТО в г. Атырау. Каждая УПН является комплексным производственным объектом. УПН предусматривает в своём составе следующие технологические установки.

ТУ 200 – сепарация нефти

Сырая нефть под давлением поступает в ТУ 200 и нагревается во входных подогревателях нефти, в которых используется горячая нафта из фракционной колонны, и затем поступает в сепаратор нефти. Газ мгновенного испарения (ГМИ) из сепаратора отводится к компрессорам ГМИ, в то время как отделенные потоки нефти и воды передаются в установку 210 на дальнейшую переработку. Для уменьшения солёности нефти, перед смесителем сырья входного сепаратора, в поток сырой нефти вводится рецикловая вода из установки 210 (1-я стадия обессоливания нефти). Обессоливание сырой нефти производится в две стадии, при этом вторая стадия реализуется в установке 210.

ТУ 210 – подготовка сырой нефти

В нефти, полученной из установки сепарации нефти, содержится много воды, сероводорода и меркаптанов (соединения серы). Установка подготовки сырой нефти предназначена для удаления этих элементов из нефти и доведения её до кондиции, для обеспечения соответствия требованиям технических условий на экспортную нефть.

В установке подготовки сырой нефти происходят следующие технологические процессы: обессоливание, дегидратация, стабилизация и демеркаптанзация.

На ТУ 210 реализуется 2-я стадия обессоливания нефти путем введения промывочной воды в поток нефти перед статическим смесителем. Обессоливание представляет собой процесс кондиционирования нефти по солевому составу (обессоливание), при этом нефть интенсивно смешивается с пресной водой, вследствие чего соли из нефти удаляются.

После процесса обессоливания следует процесс обезвоживания – дегидратация, после чего нефть направляется в стабилизационную колонну, а отделившаяся вода в систему установки 210.

Процесс стабилизации нефти предназначен для удаления остаточных концентраций сероводорода, легких фракций углеводорода (метана, этана и пропана) и легких меркаптанов (органические компоненты, содержащие серу) от нефти. Данный процесс происходит в стабилизационной колонне, при температуре 165 °С, где остаточные концентрации газа удаляются через верхнюю часть колонны, затем эти газы компримируются и перерабатываются на установке получения топливного газа. Нефть после процесса стабилизации направляется в процессы фракционирования и демеркаптанизации нефти.

Процесс фракционирования предназначен для выделения нефти – фракции, в которой сконцентрировано основное количество меркаптанов. Для этого нефть, предварительно подогретая до температуры от 55°С до 207°С, разделяется на фракции во фракционной колонне, при этом нефть, как наиболее легкая фракция, переходит в верхнюю часть фракционной колонны, откуда и удаляется. Для создания и поддержания необходимой температуры процесса фракционирования используется ребойлер.

В установке демеркаптанизации происходит процесс обработки легких фракций нефти (нафты) каустической содой, с последующим преобразованием меркаптанов в дисульфиды. После осаждения свободный поток нафты выходит из установки демеркаптанизации соединяется с основным потоком нефти, охлаждается в теплообменнике и транспортируется на узел учета и далее в экспортный нефтепровод.

Для поддержания температуры экспортной нефти на уровне 50 °С при производительности свыше 400 тыс. барр. нефти/сутки на охладителях экспортной нефти установлена система туманообразования высокого давления. При этом выполнена модернизация существующих ранее вентиляторов охладителя экспортной нефти (в рамках PCN 19085) посредством установки высокоэффективных вентиляторов.

В процессе подготовки нефти и воды на ТУ 210 первой и второй ТЛ введено дополнительное оборудование: твёрдо-жидкостный гидроциклон (ТЖГЦ), жидкостно-жидкостные гидроциклоны (ЖЖГЦ), насосы воды, резервуары и насосы перекачки нефти в существующий входной сепаратор нефти. Целью установления данного оборудования стала, дополнительная очистка воды с установки 210, извлеченной во входном сепараторе нефти, путём прохождения через блок гидроциклонов твердой/жидкой и жидкой/жидкой фаз. Из воды извлеченная в ЖЖГЦ нефть отправляется в резервуары с последующей перекачкой насосами во входной сепаратор и далее по существующей схеме очистки.

Вода на установке 210 сначала проходит очистку от взвешенных веществ на ТЖГЦ. После ТЖГЦ вода, отделенная от песка, направляется в жидкостно-жидкостные гидроциклоны (A1-210-VX-101/201), а образующийся нефтешлам направляется в систему очистки/осушки шлама Комплекса по обезвоживанию и нейтрализации нефтешлама.

Общие потоки из двух технологических линий ГФУ будут разделены и направлены в четыре емкости новых фильтров «со скорлупой грецких орехов». Регулировка расхода будет происходить автоматически промежуточным расходомером с помощью клапана – регулятора расхода. Это обеспечит равную нагрузку для всех резервуаров. Во время цикла фильтрации технологическая вода с установки 210 проходит через фильтр «со скорлупой грецких орехов» сверху вниз, при этом свободная нефть и взвешенные вещества удаляются.

Для очистки фильтра в него специальным образом подается топливный газ для создания газлифтного насоса, с помощью которого фильтр промывается обратным потоком неочищенной кислой воды с установки 210.

Очищенная вода из фильтров «со скорлупой грецких орехов» поступает в скруббер 560 VJ-002, а затем в резервуар серосодержащей воды 560-TA-001.

Для обеспечения 100% резервной мощности ребойлеров фракционной и стабилизационной колонн, на трех технологических линиях установки 210, были установлены по 2 дополнительных ребойлера.

ТУ 220 – транспортировка и хранение сырой нефти

Из УПН стабилизированная нефть перекачивается в существующую систему экспортного трубопровода в г. Атырау. В случае возникновения проблемных ситуаций с экспортным нефтепроводом или получаемой некондиционной нефти, нефть будет храниться в резервуарном парке УКПНиГ. Резервуарный парк УКПНиГ состоит из трех резервуаров по 80000 м³, оснащенных двойной плавающей крышей с плотной посадкой.

ТУ 360 – компримирование газа мгновенного испарения

Установка компримирования газа мгновенного испарения предназначена для компримирования газа, поступающего с установки сепарации нефти 200 и установки стабилизации нефти 210, а также небольшого объема газа, поступающего из абсорбера насыщенного амина с целью компримирования газа до давления, позволяющего его подать на установку подготовки газа УПГ.

Для компримирования дополнительного объема газа, поступающего от УПН, проектом предусмотрены четыре линии для сжатия газа мгновенного выделения (3 рабочие, одна резервная).

Установка подготовки газа (УПГ)

УПГ производит товарный газ, включая сжиженный (СУГ), который используется как топливный газ для собственных нужд или на продажу. Товарный газ поступает в экспортный трубопровод. УПГ включает две идентичные технологические линии по подготовке газа. УПГ предназначена для очистки газа от примесей до товарной кондиции, которая соответствует техническим требованиям на товарный газ. В состав УПГ входят следующие технологические установки.

ТУ 300 – входная сепарация газа

Установка сепарации газа предназначена для удаления свободных жидкостей, таких как вода и углеводородный конденсат, из попутного газа, поступающего на установки подготовки газа УКПНиГ. Для чего, поступивший на технологические линии подготовки газа газ, направляется в газовый сепаратор (ловушка для конденсата), где, с использованием инерции, гравитационного осаждения и коалесцирования происходит разделение газа, конденсата и жидкости.

Отделившийся газ, направляется в смеситель газов через теплообменник, где происходит смешивание с газами поступающих от установки компримирования газа мгновенного выделения – ТУ 360.

В образующейся смеси газов содержится много кислых до 13% сероводорода и 20% углекислого газа, которые необходимо удалить из газа с целью получения кондиционного состава топливного газа.

Конденсат после сепарации фильтруется, а затем поступает на установку сепарации нефти. Конденсат, образующийся в смесителе кислых газов, также поступает на УПН.

ТУ 310 – дегидратация газа

Установка дегидратации газа предназначена для удаления жидкой фазы (воды) из очищенного газа, что требуется для предотвращения образования гидратов в последующих процессах подготовки топливного газа на установке 340 (контроль точки росы – турбодетандер).

Процесс дегидратации или обезвоживания газа осуществляется в специализированных колоннах осушки, где содержащаяся в газе водная фракция сорбируется на молекулярных ситах, а затем отделяется от газа фильтрацией. Обезвоженный газ подается на установку контроля точки росы, а отделившаяся влага (конденсат) направляется на УПН.

Процессы дегидратации происходят с использованием десикантов, обладающих физическими характеристиками, способствующими поглощению воды из попутного природного газа. К основным десикантам относятся: гели – оксид алюминия или силикатный гель; ; молекулярный фильтр.

Введена более мощная установка по регенерации для дополнительной осушки газа: компрессор газа регенерации; нагреватель газа регенерации; охладитель газа регенерации; пылевой фильтр газа регенерации.

ТУ 320 – извлечение жидких углеводородов

Установка извлечения СУГ предназначена для извлечения из конденсата, полученного на установке контроля точки росы сжиженного углеводородного газа. Установка извлечения СУГ состоит из двух фракционирующих колонн – деэтанайзера и фракционной колонны СУГ, где происходит отделение лёгких углеводородных соединений (метан – бутан) от жидких углеводородов. Всего две линии производительностью около 0.37 млн. т/год СУГ каждая.

ТУ 321 – очистка СУГ

Демеркаптанизация потока жидких углеводородов осуществляется с применением процесса Мерох. Процесс заключается в промывке углеводородов раствором каустической соды в противоточной контактной колонне, в результате чего меркаптаны абсорбируются раствором каустической соды. Меркаптаны впоследствии удаляются из раствора каустической соды путем их окисления до дисульфидных масел (RSSR). Дисульфидные масла нерастворимы в растворе каустической соды и отделяются от него с помощью сепарации, что позволяет использовать раствор каустической соды многократно. Отделенные дисульфидные масла перекачиваются насосом и добавляются к потоку сырой нефти.

Для удаления воды из СУГ в блоке дегидратации используются два аппарата осушки с молекулярными ситами. Вода, содержащаяся в СУГ, абсорбируется поглотительным материалом на основе молекулярных сит, находящихся внутри колонн осушки. Молекулярные сита периодически проходят регенерацию с использованием небольшого потока осушенного СУГ, который предварительно испаряется и нагревается до 230°C. При прохождении паров СУГ, нагретых до 230°C, через колонну осушки происходит десорбция воды из молекулярных сит. Поток влажного СУГ на выходе из колонны затем возвращается в конденсатор верхнего продукта фракционной колонны СУГ.

Жидкие углеводороды, очищенные от меркаптанов в блоке демеркаптанизации и прошедшие дегидратацию, поступают в резервуары хранения СУГ на ТУ 221.

ТУ 221 – транспортировка и хранение СУГ

Предусмотрено четыре цилиндрических резервуара объемом 1740 м³ каждый, куда закачивается сжиженный газ (пропан, бутан). Из резервуаров хранения СУГ распределяется согласно системе распределения топливного газа.

ТУ 330 – удаление кислых газов

Установка удаления кислых газов предназначена для удаления из газа сероводорода и углекислого газа, органических компонентов, серы, сероокиси углерода, сероуглерода и меркаптанов. Удаление кислых газов производится путем фильтрации общего потока газа, с последующей обработкой кислого газа водным раствором диэтаноламина. Процесс обработки кислого газа происходит в контакторе – реакторе, где сероводород вступает в реакцию для получения сульфида и гидросульфида амина, углекислый газ с образованием карбамина амина и далее углекислоты или двууглекислой соли. Затем удаление образующихся соединений производится в аминовом абсорбере – аппарате колонного типа, где в качестве сорбента используется обедненный амин.

Подготовка газа состоит из следующих технологических стадий:

- фильтрация газа в коалесцирующем фильтре;
- адсорбция кислых газов (сероводорода и углекислого газа) в контакторе амина;
- регенерация амина для очистки кислого газа;
- регенерации обогащенного амина;
- фильтрация обедненного амина для удаления разложившихся продуктов и загрязнений.

После удаления кислых газов обессеренный газ поступает на установку дегидратации газа, а отделившиеся газовые соединения – кислый газ на установку извлечения серы - 331.

ТУ 340 – Регулирование точки росы / турбодетандер

Осушенный газ с установки 310 дегидратации газа под давлением 59 бар изб. и при температуре 36°C охлаждается в теплообменнике верхнего продукта/сырья деэтанизатора и низкотемпературном теплообменнике сырья. Затем потоки газа объединяются и пропускаются через низкотемпературный сепаратор для удаления сконденсировавшихся жидких продуктов перед дросселированием до давления 15 бар изб. и температуры -64°C в турбодетандере. В ходе такого охлаждения газа происходит конденсация содержащихся в нем тяжелых углеводородов. Получившаяся газожидкостная смесь направляется в установку 320 извлечения жидких углеводородов.

Турбодетандер механически связан с компрессором, в котором энергия, выделяющаяся при расширении газа, используется для повторного компримирования товарного газа из деэтанизатора. При этом обеспечивается двойная выгода с точки зрения термодинамики, поскольку, во-первых, детандер вырабатывает полезную мощность, а во-вторых, температура газа на выходе детандера ниже температуры, которая может быть достигнута при дросселировании до того же давления на дроссельном клапане Джоуля-Томпсона. Благодаря этому достигается более высокая степень извлечения пропана и более тяжелых компонентов в установленном далее по потоку деэтанизаторе.

Газ из верхней части деэтанизатора подогревается с -41°C до 26°C в теплообменнике верхнего продукта/сырья деэтанизатора и затем компримируется до давления 19 бар изб. в компрессоре. После этого газ повторно компримируется компрессорами товарного газа до давления в экспортной линии.

ТУ 361 – компримирование товарного газа

Установка компримирования товарного газа предназначена для создания необходимого давления и температурного режима с целью транспортировки газа на установки и технологическое оборудование:

- в экспортный газопровод;
- на морской комплекс Д;
- для обеспечения газом электростанции с газотурбинными генераторами (ТУ 470);
- для котельных, установленных в зданиях предзаводской зоны и установки 690;
- для продувки факельных систем ВД, НД.

Процесс компримирования будет осуществляться в две стадии, на первой стадии с давлением 1.77 МПа при температуре $T = 52^{\circ}\text{C}$, на второй стадии с давлением 3.7 МПа при температуре $T = 52^{\circ}\text{C}$.

Товарный газ, выходящий из УПГ, соответствует спецификации по параметрам содержания сероводорода, меркаптанов, точке росы, воды и углеводородов, теплотворности и числу Воббе. Расход потока измеряется ультразвуковым измерителем потока.

Для компримирования товарного газа, поступающего от УПГ, проектом предусмотрены четыре линии для сжатия товарного газа.

Установки извлечения серы (УИС)

Извлечение серы производится на установке Клауса. Сера извлекается из кислого газа с высокой концентрацией сероводорода и углекислого газа. Эффективность извлечения серы составляет 99.9%. Жидкая сера дегазируется до 10 частей на миллион сероводорода. Затем она перекачивается в башни разлива серы, из которых разливается в блоки на площадке хранения серы. Альтернативным вариантом является подача потока жидкой серы на ЖКЗЕ на грануляцию и в последующем на экспорт. Всего установлено две линии по извлечению серы. Каждая установка Клауса работает при максимальном производстве серы до 2100 т/сутки для

каждой линии или до 4200 т/сутки для двух линий. УИС включает в себя нижеперечисленные технологические установки.

ТУ 331 – извлечение серы

Для доведения нефти и газа до товарных характеристик, на установке 331 УКПНИГ производится извлечение серосодержащих компонентов, вследствие которого получается элементарная сера.

Установка извлечения серы предназначена для обработки кислого газа с высокой концентрацией сероводорода и углекислого газа в блоке удаления кислых газов с целью производства жидкой серы. В установке извлечения серы происходит ряд процессов:

- аминсодержащий газ поступает в каплеотбойный сепаратор для выделения амина/кислой воды, затем кислый газ направляется в два термических реактора, где сероводород превращается в диоксид серы. Вследствие высокой температуры сероводород и диоксид серы вступают в реакцию с образованием серы по типу реакции Клауса;
- горячие продукты сгорания из термического реактора поступают в котлы утилизаторы, в которых охлаждается технологический газ и вырабатывается насыщенный пар ВД;
- затем технологический газ поступает в конденсатор, в котором конденсируется жидкая сера и вырабатывается насыщенный пар НД;
- далее, технологический газ нагревается паром ВД, полученным из котла-утилизатора, в подогревателе технологического газа, а затем поступает в первый реактор системы Клауса, где сероводород и диоксид серы вступают в реакцию в присутствии катализатора с образованием серы. Этот процесс повторяется на трех ступенях с использованием пара ВД и НД.

Извлеченная жидкая сера по трубопроводам стекает в колодец дегазации серы. Здесь происходит процесс дегазации серы по технологии Aquisulf® до содержания в ней остаточного сероводорода не более 10 частей на миллион. На данной стадии происходят следующие процессы:

- дегазированная жидкая сера поступает в резервуары хранения серы;
- выделенный в процессе дегазации сероводород, возвращается в термический реактор;
- хвостовой газ, содержащий остаточные соединения, отходящий с третьей ступени УИС, направляется на установку очистки хвостовых газов;
- продувка и сбросы с предохранительных клапанов оборудования установки направляются в коллекторы факела НД;
- дренаж конденсата пара собирается в коллектор конденсата пара.

ТУ 332 – очистка хвостовых газов

Установка предназначена для уменьшения концентрации сероводорода в хвостовом газе, отходящем с УИС. ТУ 332 состоит из двух технологических линий.

На установке применена технология «Бивон»/Амин (процесс регенерации серы). Эта технология позволяет извлечь из хвостовых газов до 99.9% соединений серы.

Хвостовой газ нагревается и смешивается с продуктами сгорания газа (водородом и оксидом углерода) для преобразования составляющих серы в сероводород. Этот гидрогенизированный газ затем охлаждается перед подачей в контактор амина, где сероводород поглощается циркулирующим МДЭА. Обогащенный амин подается на колонну регенератора амина, где раствор отпаривается паром с выделением кислого газа, состоящего в основном из сероводорода. На данной стадии происходят следующие процессы:

- кислый газ, выделенный в колонне - регенераторе амина подается в УИС;
- чистый амин из колонны регенерации амина поступает в резервуар хранения амина;

- очищенный хвостовой газ из контактора амина поступает в термический окислитель, где окисляются оставшиеся составляющие серы. Продукты сгорания, содержащие воду, углекислый газ, азот, кислород и небольшое количество диоксида серы, сбрасывают в атмосферу через дымовую трубу при нормальном режиме работы УОХГ;
- дренаж из оборудования направляется в коллектор закрытой дренажной системы.

В результате хвостовой газ на установке 332 проходит четыре процесса обработки: процесс гидрогенизации; процесс охлаждения газов; процесс обработки амином; процесс сжигания очищенного газа

На периодической основе дополнительно на каждой линии серы используется мобильная установка восстановления качества МДЭА.

ТУ 333 – сбор кислой воды

ТУ 333 обеспечивает сбор кислой воды и отделение от воды свободной нефти и газа мгновенного испарения. ТУ 333 будет обслуживать объекты, как первой, так и второй технологических линий УИС.

Собранная вода проходит через дегазатор кислой воды. Отделившийся газ направляется на установку 331 извлечения серы. Отсепарированная нефть передается в установку 220 экспорта сырой нефти. Вода направляется в установку 560 отпарки кислой воды. Необходимо отметить, что ТУ 333 не предназначена для подготовки попутной воды из МК. Данная вода отводится из входного сепаратора нефти и подготавливается отдельно.

ТУ А1-334 – формовка и хранение серы

На ТУ А1-334 предусмотрены насосы, перекачивающие серу, резервуары хранения серы и блоки формовки серы при наливке и размещении. Крошение серы производится в блоках с последующей отгрузкой автотранспортом на ж/д станцию «Болашак» и далее потребителю.

ТУ 230 – факельная система ВД и НД

Факельная система предназначена для технологически неизбежного сжигания газа. Имеется две отдельные факельные системы — факельная система ВД для источников образования газа высокого давления и факельная система НД для источников образования газа низкого давления.

Все факельные коллекторы имеют уклон к факельным сепараторам для предотвращения накопления жидких продуктов. Жидкие продукты, скапливающиеся в каплеотбойных сепараторах, возвращаются во входные сепараторы нефти. Применительно к промежуточному факельному сепаратору ВД все жидкие продукты представляют собой легкие конденсаты, которые будут испаряться с помощью нагревателей. Все факельные сепараторы оборудованы нагревателями для предотвращения застывания собранных жидких продуктов зимой.

Газы, сбрасываемые в факельные системы, сжигаются в факельных стволах 230-FC-001/002. Конструкция двух факельных стволов ВД и НД, смонтирована на общей опоре, расположенных рядом друг с другом. Для обеспечения надежной и безопасной работы, факельные трубы оборудованы пилотными горелками, сжигающими многокомпонентную смесь углеводородов и неуглеводородных газов, резервным снабжением пропана из баллонов, главной системой зажигания, резервной системой зажигания и детекторами пламени пилотных горелок. Высота факельных труб составляет 100 метров, которая определена с учетом безопасных уровней теплового излучения, а также из условия, чтобы концентрация загрязняющих веществ, таких как H_2S , SO_2 , NO_x , сажа, CO , CH_4 , на уровне земли не превышала допустимых значений.

Технологические установки инженерного обеспечения УКПНИГ

Технологические установки инженерного обеспечения предназначены для расположения зданий и сооружений по обеспечению водой, воздухом, азотом, теплом, хладагентом, топливом, паром и электроэнергией УКПНИГ. Не все установки инженерного обеспечения имеют источники загрязнения атмосферы, такие как ТУ 460 – система сжатого воздуха, ТУ 500 – система технической воды, ТУ 520 – система хозяйственной воды, ТУ 530 – система пресной воды, ТУ 540 – открытая дренажная система, ТУ 600 – система азота.

Ниже перечислены технологические установки инженерного обеспечения УКПНиГ, имеющие источники загрязнения атмосферы.

ТУ 400 – система хладагента

Хладагент используется для охлаждения смазочного масла для газовых и паровых турбин энергетических установок.

В качестве хладагента и теплоносителя (в ТУ 690) используется 55% раствор моноэтиленгликоля (МЭГ). Данный 55% раствор МЭГ готовится в емкости приготовления раствора с использованием МЭГ из бочек и деминерализованной воды.

Система хладагента выполнена в виде замкнутого контура. Циркулирующий хладагент подогревается в турбинах и охлаждается в воздушном холодильнике. Хладагент может также подаваться в обход воздушного холодильника через клапан регулирования расхода или пусковой нагреватель для обеспечения нормальной работы системы во время пуска и в периоды очень низких температур окружающего воздуха. Для компенсации изменений объема хладагента вследствие теплового расширения предусмотрен расширительный бак хладагента.

ТУ 420 – система топливного газа

Поскольку надежное снабжение топливным газом имеет критическое значение для работы УКПНиГ, для каждой из систем топливного газа в дополнение к обычному основному источнику топливного газа предусмотрен резервный источник с регулируемым давлением на случай сбоев в снабжении от основного источника.

Система топливного газа представлена трубопроводом топливного газа (покупной природный газ), на территории зоны инженерного обеспечения в/п «Самал» и на двух участках территории ЗИО УКПНиГ.

ТУ 430 – система дизельного топлива

ТУ 430 снабжает покупным дизельным топливом дизельные генераторы для первоочередных нагрузок и насосы пожарной воды с дизельным приводом. Покупное дизельное топливо поставляется автоцистернами и разгружается в резервуар хранения дизельного топлива. Режим потребления покупного дизельного топлива – периодический. Для надежной работы оборудования в зимнее время будет поставляться покупное арктическое дизельное топливо с низкой температурой застывания.

ТУ 470 – система производства электроэнергии

Для производства электроэнергии используются газовые турбины компании GE мощностью по 42 МВт в конфигурации 6 x 20% и паровые турбины компании Nuovo Pignone мощностью по 35 МВт в конфигурации 2 x 100%

Распределительные устройства установки будут подключены к национальной энергосистеме Республики Казахстан двумя линиями напряжением 110 кВ, которые позволят экспортировать электроэнергию в энергосистему и импортировать электроэнергию из нее, если возникнет нехватка.

ТУ 480 – система аварийного электроснабжения

Генераторы для первоочередных нагрузок снабжают электроэнергией потребителей 1-й категории в случае сбоев в электроснабжении с ТУ 470 производства электроэнергии, а также при запуске установки из полностью обесточенного состояния. К потребителям 1-й категории относятся системы обнаружения пожара и газа, распределительная система управления (PCY), системы освещения и питания с электроснабжением по 1-й категории, системы ОВКВ и системы электрообогрева с электроснабжением по 1-й категории. В случае перебоев в обычном электроснабжении от ТУ 470 будут автоматически запущены генераторы для первоочередных нагрузок для подачи электроэнергии к данным потребителям 1-й категории.

ТУ 550 – закрытая дренажная система

Закрытая дренажная система обеспечивает условия для дренирования при останове технологического оборудования в целях обеспечения доступа к оборудованию для ТО, осмотра

или реконструкции. В состав данной установки входят горизонтальные сборные емкости закрытого дренажа, установленные под землей в герметичных бетонных колодцах, которые обеспечивают дополнительную защиту. Жидкие продукты из технологического оборудования могут дренироваться в данные сборные емкости.

Из сборников закрытого дренажа стоки, как правило, перекачиваются в промежуточный факельный сепаратор НД, откуда жидкость перекачивается во входные сепараторы нефти для переработки. Сборные емкости вентилируются в факельную систему НД.

ТУ 560 – отпарка кислой воды

Установка 560 по очистке пластовой воды в общей инфраструктуре УКПНиГ принимает стоки от основных технологических процессов и сооружений подготовки нефти и газа. Поступающая из наземного сепаратора пластовая вода (Установка 200) очищается на существующих сооружениях очистки сточных вод (гидроциклоны, газонапорная флотационная установка (ГФУ), фильтры «со скорлупой грецких орехов» (ФСГО)). Далее пластовая вода (ПВ) пропускается через скруббер ПВ А1-560-VJ-002 и направляется в питательный резервуар кислой воды А1-560-TA-001.

На УКПНиГ предусмотрена Отпарная колонна кислой воды (А1-560-VJ-001), которая осуществляет очистку воды с Установки 332 очистки хвостовых газов (УОХГ) для использования в качестве сырой воды.

В качестве отпарной среды используется перегретый пар из паровой котельной высокого давления Установки 620, подаваемый в куб отпарной колонны и увлекающий из пластовой воды растворенные кислые газы и летучие углеводороды.

С целью снижения концентрации остаточного сероводорода в пластовой воде, в 2023 году вводится в эксплуатацию дополнительная отпарная колонна кислой воды (А1-560-VJ-003). В ОКВБ (А1-560-VJ-003) осуществляется очистка питающего потока пластовой воды путем снижения концентрации H_2S в потоке и частичной очистки от CO_2 и метанола с использованием процесса отпарки (очистки).

Очищенная пластовая вода отводится в отстойник (620-TP-001), где она смешивается с другими сточными потоками. Далее, сточные воды общим потоком направляются на очистку на УОВТП – Грин Филд.

Нейтрализация шлама на УКПНиГ «Болашак»

Предусмотрено следующее оборудование: ёмкости сбора и нейтрализации нефтешлама и насосы для откачки и рециркуляции нефтешлама. Емкости сбора нефтешлама с блоком насосов установлены на каждой технологической линии на территории установок 200/210.

Отделение шлама от воды производится на ТУ 210 и ТУ 560 УКПНиГ. Шлам от твердожидкостного гидроциклона (ТЖГЦ), ЖЖГЦ и газонапорной флотационной установки (ГФУ) и промывки фильтров со скорлупой грецких орехов направляется в сборные резервуары шлама. Для нейтрализации сероводорода в них подается щелочь (45% NaOH). В результате реакции образуется растворимая соль сульфид натрия (Na_2S). Нейтрализованный шлам освобождается от газообразного H_2S и вакуумными автоцистернами перевозится на дальнейшую очистку на КОНН.

ТУ 570 – очистка сточных вод

ТУ 570 предназначен для очистки следующих потоков сточных вод:

- поверхностные стоки из технологической зоны ТУ 540;
- хозяйственно-бытовые стоки, например, из столовых, операторных и санузлов на территории объекта;
- шлам из блока предварительной подготовки воды в ТУ 500;
- отработанный каустик из блоков демеркаптанзации установок 210 и 321.

Блоки очистки хозяйственно-бытовых сточных вод и отработанного каустика находятся на консервации.

Установка Очистки Вод Технологического Процесса УОВТП (грин-филд)

Производственные сточные воды на УОВТП проходят процессы фильтрации, стабилизации и осветления. После осветленные стоки собираются в резервуаре чистой воды для многослойной фильтрации. Отфильтрованная вода направляется в резервуар очищенной воды для ее отвода на Установку 590.

ТУ 590 – пруд-испаритель производственных сточных вод

Прошедшие очистку на установке УОВТП (грин филд) сточные воды общим потоком перекачиваются на площадку Установки 590 и сбрасываются в бетонный накопитель-отстойник объемом 113 м³, откуда самотёком по распределительным трубам поступают в накопительные секции для накопления и испарения.

ТУ 620 – система пара и конденсата

Пар используется на площадке в качестве основного источника тепла для обогрева, а также в паровых турбинах для производства электроэнергии. Имеется два уровня давления пара: 41/43 бар изб. — пар высокого давления (ВД) и 4 бар изб. — пар низкого давления (НД).

ТУ 690 – система теплоносителя

Теплоноситель используется в зимнее время следующими потребителями: пусковым нагревателем, системами ОВКВ зданий установки производства электроэнергии, системой ОВКВ здания паровых турбин.

Система теплоносителя выполнена в виде замкнутого контура. Теплоноситель нагревается в блоках двухтопливных теплогенераторов до 90°C и возвращается от потребителей при температуре 70°C. Огневые подогреватели блоков теплогенераторов обычно работают на топливном газе, но могут также использовать дизельное топливо (резервное).

Для обеспечения быстрого переключения с топливного газа на дизельное топливо предусмотрена непрерывная циркуляция дизельного топлива. Для компенсации изменений объема теплоносителя вследствие теплового расширения предусмотрен расширительный бак теплоносителя.

В качестве теплоносителя и хладагента используется 55% раствор моноэтиленгликоля (МЭГ). Данный 55% раствор МЭГ готовится в емкости приготовления раствора ТУ 400 и когда требуется, передается в ТУ 690 насосами подачи раствора.

ТУ 730 – система пожарной воды

На установке 730 пожарная вода хранится в резервуарах сырой/пожарной воды 520-ТА-001/002, каждый из которых обеспечивает 83% от максимальной потребности в пожарной воде. Для поддержания давления в кольцевом магистральном водопроводе периодически включаются дежурные подпорные насосы (в конфигурации 2 × 100%) с подачей 60 м³/ч. Кроме того, в зависимости от давления в кольцевом магистральном водопроводе периодически включаются главные насосы пожарной воды (в конфигурации 3 × 50%) с подачей 868 м³/ч. В штатном режиме работы в первую очередь запускается электрический насос пожарной воды, а затем запускается дежурный дизельный насос пожарной воды. Кольцевой магистральный трубопровод пожарной воды проложен под землей и выполнен из ПЭВП труб диаметром 20 дюймов. Данный трубопровод снабжает кольцевые водопроводы меньшего размера, которые проложены вокруг отдельных технологических установок и зданий.

Комплекс по обезвоживанию и нейтрализации нефтешлама (КОНН)

Установка окисления и обезвоживания шлама преобразует менее стабильный Na₂S, в стабильную соль Na₂SO₄, которая не превращается в H₂S при снижении pH. Нейтрализованный шлам, загруженный из блоков нейтрализации шлама на УКПНИГ, доставляется на комплекс по окислению и обезвоживанию, посредством вакуумных автоцистерн. После окисления, нейтрализованный шлам/вода подается в емкости отделения нефтесодержащих фракций. Собранный нефтепродукт хранится в контейнерах для отходов до передачи компании по утилизации отходов. Чистая вода очищается сначала на песочных фильтрах, а затем на фильтрах с фильтрующим элементом из активированного угля. Отфильтрованная вода хранится в емкости очищенной воды, откуда расходуется на промывку емкостей и

оборудования, подачу охлаждающей воды в емкость. Избыток воды вывозится, при необходимости на дополнительную очистку на УОСВ Установки 570, далее направляется в отстойник (620-TP-001), где она смешивается с другими стоками, в последующем эти сточные воды общим потоком направляются на очистку на УОВТП – Грин Филд.

Проектом предусматривается функционирование системы планово–предупредительных ремонтов (ППР), которая представляет собой комплекс периодически осуществляемых организационно–технических мероприятий, примерно раз в 2-3 года. Кроме того, разработан процесс технического обслуживания с целью обеспечения надежности эксплуатации объектов НК. В ходе эксплуатации НК проводится техническое обслуживание оборудования. Во время проведения профилактических работ возможные остановки как отдельных технологических линий, так и всех наземных сооружений. Так как ППР осуществляется и будет осуществляться в период эксплуатации объектов НК, оценка воздействия от ППР рассмотрена ниже в целом для этапа эксплуатации.

Железнодорожный комплекс в Западном Ескене (ЖКЗЕ)

ЖКЗЕ реализован в целях организации подготовки, хранения и отгрузки гранулированной серы по железной дороге к потребителю.

В состав объектов ЖКЗЕ входят: технологические установки инженерного обеспечения, промышленные площадки погрузочного терминала (ПТ) и сортировочная станция, объединенные системой подъездных путей и общей инфраструктурой.

Технологические установки инженерного обеспечения предназначены для расположения зданий и сооружений по обеспечению водой, воздухом, теплом, хладагентом, топливом и электроэнергией ЖКЗЕ.

Характеристика приёмника сточных вод. Испарительные ёмкости

Для накопления и испарения, очищенных поверхностных вод с участка серы, а также для сброса не использованных повторно после очистки на производственные нужды: производственно-дождевых сточных вод с участка инженерного обеспечения и промывочных вод фильтров воды (при производственной необходимости), на территории Погрузочного терминала построены испарительные ёмкости.

Испарительные ёмкости представляют собой искусственно созданный накопитель, выполненный прямоугольной формы в плане из двух секций, с откосами 1:3, глубиной 1.8 м (рабочая глубина 1.5 м), общей площадью 8450 м². Общий рабочий объем составляет 12060 м³.

Для предотвращения фильтрации сточных вод предусмотрена гидроизоляция дна и откосов испарительных ёмкостей, которая состоит из полиэтиленовой пленки (ПЭВП) толщиной 1.5 мм, укладываемой на уплотненный (утрамбованный) насыпной грунт. Во избежание механических повреждений полиэтиленовая пленка защищена сверху слоем суглинка ИГЭ-2 толщиной 500 мм (дно) и 800 мм (откосы).

Поверх слоя суглинка на дно уложен слой толщиной 170 см известняка или ракушечника с содержанием карбоната кальция (CaCO₃) не менее 80%. Карбонат кальция нейтрализует сточные воды до уровня pH 6.5-8.5.

При эксплуатации объекта сброс сточных вод из трубопровода в испарительные ёмкости предусмотрен по железобетонным лоткам. Испарительные ёмкости эксплуатируются поочередно, в зависимости от их наполнения.

Не все установки инженерного обеспечения имеют источники загрязнения атмосферы, такие как ТУ 460 – система сжатого воздуха, ТУ 500 – система технической воды, ТУ 530 – система хозяйственно-питьевого снабжения, ТУ 590 – система утилизации воды.

Ниже перечислены технологические установки инженерного обеспечения ЖКЗЕ

ТУ M2-410 – система теплоносителя

ТУ M2-410 должна обеспечивать подачу теплоносителя на следующие участки:

- теплоноситель необходим для грануляции серы, погрузки и хранения;

- теплоноситель к большей части зданий (ОВКВ);
- система обогрева «Control Trace» на линии перекачки серы.

Подача теплоносителя обеспечивает постоянный расход при температуре 126°C либо 150°C. подача теплоносителя при 150°C необходима для плавления затвердевшей серы в установке грануляции и линии перекачки серы. Температура теплоносителя 126°C требуется в режиме нормальной работы для поддержания серы в жидком состоянии, как в установке грануляции, так и в линии перекачки.

Теплоносителем является смесь 55% моноэтиленгликоля и 45% деминерализованной воды (по объему).

Источниками загрязнения атмосферы являются две двухтопливные установки подготовки теплоносителя с максимальной производительностью 10 МВт каждый (один рабочий и один резервный). При запуске системы после аварийного останова, должны включаться в работу обе установки подготовки теплоносителя несмотря на то, что система может запуститься с помощью одной установки. В огневых нагревателях топливный газ является основным топливом, а дизельное топливо – резервным. Для обеспечения быстрого переключения с топливного газа на дизельное топливо предусмотрена непрерывная циркуляция дизельного топлива.

ТУ M2-420 – система топливного газа

Потребителями топливного газа на ЖКЗЕ являются только тепловые генераторы ТУ M2-410. Топливный газ подается с 12" газопровода, через 2" линию с максимально допустимым рабочим давлением 74 бар. Нормальное рабочее давление топливного газа на месте врезки составляет 27 бар (для месяцев первоначального запуска), которое поднимается до 60 бар, после полного запуска всех объектов УКПНИГ «Болашак». Давление, подаваемого топливного газа, понижается примерно с 60 бар до 3 бар на газораспределительной установке.

Залповый сброс и продувка топливным газом на участке газовой линии высокого давления, а также сброс паров от предохранительных клапанов, установленных на сосудах и аппаратах блока газораспределительной установки, отправляются на продувочную свечу на основании пункта 3.2 и примечания 1 «Правил устройства и безопасности эксплуатации факельных систем».

При эксплуатации ТУ M2-420 через продувочную свечу будет происходить постоянный сброс в атмосферный воздух. При эксплуатации сбросы продувочного газа на свечу занормированы как максимально-разовые, так и валовые. Высота свечи обеспечивает эффективное рассеивание сбрасываемых газов, исключая образование взрывоопасных концентраций в зоне размещения технологического оборудования.

ТУ M2-430 – система дизельного топлива

Система дизельного топлива предназначена для резервного обеспечения дизельным топливом следующих потребителей на ЖКЗЕ:

- теплогенераторы ТУ M2-410. Для обеспечения бесперебойной работы теплогенераторов (отсутствие подачи ТГ или СУГ), предусмотрено дизельное топливо в качестве резервного;
- дизельные генераторы ТУ M2-480. В случае отключения электроэнергии и для обеспечения бесперебойной работы основного оборудования ЖКЗЕ, предусмотрено хранение 15 дневного запаса дизельного топлива для ТУ M2-480;
- пожарный насос с дизельным приводом ТУ M2-730. В случае возникновения пожара, запас дизельного топлива предусмотрен и для работы дизельного насоса системы пожаротушения ТУ M2-730.

Резервуары хранения обеспечивают резервный запас дизельного топлива для производственных нужд ЖКЗЕ.

ТУ M2-480 – система аварийного электроснабжения

Для электроснабжения критических и первоочередных нагрузок в случае сбоя предусмотрены независимые источники питания. Это дизельные генераторы первоочередных нагрузок и дизельные генераторы для временных убежищ.

Дизельные генераторы для первоочередных нагрузок обеспечивают подачу электроэнергии критически важным / основным потребителям, которые требуются для безопасного останова при сбое в электроснабжении, а также обеспечивают резервное питание до восстановления основной системы электроснабжения. Чтобы обеспечить питание подключенных нагрузок, оба генератора должны работать одновременно. Генераторы расположены в обогреваемом здании генераторов первоочередных нагрузок.

Дизельные генераторы, обеспечивающие питание только временных убежищ, применяются контейнерного типа с обогревателями внутри контейнера.

ТУ M2-730 – система пожарной воды

В обычном режиме работы в первую очередь запускается электрический насос пожарной воды и затем запускается дежурный дизельный насос пожарной воды.

Погрузочный терминал

ПТ представляет собой комплекс промышленных объектов на специально обустроенных площадках и сеть железнодорожных путей, объединенных между собой единым технологическим циклом с подводимыми к ним дорогами и сетью коммуникаций. ПТ используется для комплекса по грануляции, хранению и погрузки гранулированной серы в железнодорожные вагоны, представленным технологической установкой M2-334. Составы с серой будут отправляться по Казахстанской железной дороге на станцию Карабатан и далее – потребителю.

ТУ M2-334 – система грануляции, хранения и отгрузки серы

На УКПНиГ дегазированная сера после установки Клауса хранится в жидком виде в двух резервуарах. Далее насосом по наземному трубопроводу Ду 250 мм может подаваться на блоки формовки серы или сразу на погрузочный терминал для грануляции с последующей погрузкой в железнодорожные вагоны. В случае прекращения загрузки, гранулированная сера хранится на площадке открытого хранения.

Процесс грануляции серы основан по технологии «Ротоформ» компании «Сандвик».

В состав ТУ M2-334 входит комплекс по грануляции жидкой серы с колодцем жидкой серы для промежуточного хранения/накопления серы, зданием грануляции серы, где расположены 2 технологические линии грануляции (каждая технологическая линия состоит из 9 установок грануляции серы, оснащенных вытяжными вентиляторами производительностью 12000 м³/час – по одному на каждые 3 УГС), конвейерами насыпки, возврата и отгрузки гранулированной серы и открытым хранилищем бестарной серы, которое используется в качестве буферной емкости перед отправкой потребителю и является частью технологического процесса.

ТУ M2-334 – система грануляции, хранения и отгрузки серы включает следующие технологические процессы:

- производство гранулированной серы – 4500 тонн/сутки;
- отгрузка бестарной серы через открытое хранилище бестарной серы – 4500 тонн/сутки.

Газоанализатор на H₂S установлен на вытяжной трубе и при достижении концентрации 7 ppm и выше срабатывает сигнал тревоги и закрывается клапан подачи жидкой серы в установки грануляции серы.

По производственной необходимости для выполнения текущей хозяйственной деятельности на объектах Наземного комплекса будет использована передвижная установка системы восстановления и рециркуляции хладагента, которая удаляет масло и влагу из хладагента из системы охлаждения воды, в цилиндрах регенерации. Собранные масло и конденсат сливают в небольшую ёмкость и по мере её заполнения передают сторонним организациям.

Пруды-испарители серных карт

Пруды-испарители представляют собой искусственно созданные сооружения для сбора ливневых сточных вод и стоков после пожаротушения. Пруды-испарители серных карт являются конечным приемником сточных вод замкнутого типа.

Для сбора ливневых сточных вод и стоков после пожаротушения, по периметру площадок (фундаментов) блоков серы запроектированы монолитные железобетонные лотки шириной 0,5 м, глубиной от 0,4 м до 1,4 м. Расстояние между блоками серы принято 24,0 м, что обеспечивает возможность размещения водоотводных лотков.

Пруды-испарители представляют собой земляную емкость с размерами 240×33×1,6 м (1 шт.); 234×33×1,6 (2 шт.). Заложение откосов прудов-испарителей принято 1:3. Для предотвращения попадания дождевых вод и стоков после пожара, имевшими контакт с серой, в грунтовые воды проектом предусмотрена экранизация дна и откосов прудов-испарителей. Экранизация принята на основании СНиП 2.01.28-85, приложение 2, и состоит из полиэтиленовой пленки GCE HD, толщиной 1,5 мм и защитного слоя из песка крупностью не более 3-х мм толщиной 0,5 м.

С целью устранения возможной кислотности сточных вод вводится дополнительный слой из известнякового материала, который распределяется по всей площади пруда-испарителя. Техническим проектом предложено в качестве пригрузки гидроизолирующей пленки в прудах-испарителях частично применить карбонатные породы (известняк, ракушечник).

Общий объем пруда-испарителя составляет 30818,4 м³.

ТУ М1-334 – установка переплавки серы (УПС)

Участок установки по переплавке серы состоит из:

- системы переплавки серы (СПС);
- системы подачи пара и отвода конденсата;
- трубной обвязки для транспортировки жидкой серы и трубной обвязки инженерных сетей.

В емкость устанавливается погружной насос М1-334-РН-010А/В, который перекачивает жидкую серу в гибкий шланг с паровой рубашкой, направляющий ее во вспомогательный манифольд и далее в резервуар серы М1-334-ТС-003.

СПС представляет собой передвижную систему, устанавливаемую на железобетонной плите, которая будет располагаться в северной части прохода между блоками.

Основные пункты СПС:

плавление некондиционной гранулированной серы с ЖКЗЕ (слипшиеся и неровные гранулы).

Твердая сера подается в промежуточный резервуар переплавки серы М1-334-Т-С-006 через установку дробления и транспортировки серы М1-334-ХХ-003.

Комовая сера, собранная с серной карты, подается в загрузочный бункер дробилки серы для дробления серы на более мелкие частицы. Далее загрузочное устройство дробилки подает доведенную до требуемой фракции дробленую серу при контролируемом расходе на ленту конвейера М1-334-УУ-012, который затем доставляет дробленую серу в промежуточный резервуар переплавки. Основания бункера и конвейера располагаются на северной стороне резервуара переплавки, соединенного с конвейерной системой.

Конвейерная система будет оборудована ветрозащитным покрытием и встроенной системой подачи воды для подавления пыли на загрузочном устройстве.

Дробленая сера подается на горячую панель для плавления. Крышка панели оборудуется подъемными проушинами. Рециркулирующая жидкая сера подается на горячую панель для плавления твердой серы. Горячая панель собирается из съемных экранов толщиной 15 мм (сверху) и 6 мм (снизу), предназначенных для защиты греющих змеевиков в промежуточном резервуаре переплавки М1-334-ТС-006.

Для удаления любых загрязнений из переплавленной серы перед окончательным хранением предусматриваются две фильтрующие установки М1-334-ZY-004A/B (один фильтр – рабочий, а второй – резервный), которые будут монтироваться на единой раме.

Вся остаточная сера должна дренироваться в резервуар переплавки М1-334-TC-003.

Система трубопроводов

ТУ 160 – Экспортный нефтепровод

Экспортный нефтепровод предназначен для транспортировки сырой нефти из УКПНиГ к терминалам КТК и КТО вблизи г. Атырау. Трубопровод имеет расчетное давление 78 бар изб., протяженность 51.5 км, диаметр 24 дюйма, изготовлен из углеродистой стали, проложен в грунте, имеет трехслойное полипропиленовое покрытие и систему катодной защиты с внешним током. Трубопровод рассчитан на пропускную способность 525 тысяч ст. баррелей нефти в сутки. Входное рабочее давление в принимающих терминалах варьируется в диапазоне от 3 до 4 бар изб. Трасса трубопровода пересекает одну крупную реку Урал и одну автомагистраль (Атырау — Уральск). Для очистки внутренней поверхности трубопровода предусмотрены камера пуска скребков А1-190-VL-002 в УКПНиГ и камера приема скребков С3-160-VR-001 в ОЕ5. Приемные терминалы КТК и КТО оснащены блоками регулирования расхода и давления и блоками учета расхода. До и после пересечений установлены запорные клапаны с электроприводом, которые автоматически переводятся в закрытое положение при обнаружении НД. Кроме того, у камер пуска и приема скребков, а также у терминалов КТК и КТО установлены клапаны аварийного останова.

ТУ 170 – Экспортный газопровод

Экспортный газопровод предназначен для транспортировки товарного газа из УКПНиГ к трем трубопроводам диаметром 48 дюймов, входящим в состав трубопроводной системы САЦ.

Экспортный газопровод имеет расчетное давление 78 бар изб., протяженность 90 км, диаметр 24 дюйма, изготовлен из углеродистой стали, проложен в грунте, имеет трехслойное полипропиленовое покрытие и систему катодной защиты с внешним током.

Товарный газ из установки 361 компримирования товарного газа поступает в экспортный газопровод под давлением 74 бар изб. Для очистки внутренней поверхности трубопровода предусмотрены камера пуска скребков А1-190-VL-001 в УКПНиГ и камера приема скребков С3-170-VR-001. Поток газа из экспортного газопровода в трубопроводы САЦ контролируется блоком регулирования расхода и давления С3-170-JZ-001.

Для коммерческого учета объемов передаваемого газа служит блок учета расхода С3-170-JM-001. Следует отметить, что имеется дополнительный альтернативный маршрут экспорта товарного газа из УКПНиГ в трубопровод Макат.

Трубопровод сырого газа для передачи сырого газа третьей стороне

Новый трубопровод сырого газа предназначен для транспортировки осушенного неочищенного газа от УКПНиГ до установки комплексной подготовки газа третьей стороны. Трасса имеет протяженность 13,880 км диаметром Ду400 (DN16"). Трубопровод выполнен в подземном исполнении.

ТУ 190 – Камеры пуска и приема скребков

Установка пуска и приёма скребка предназначена для производственного обслуживания и контроля технического состояния трубопроводов, а также очистки внутренней поверхности от различных отложений. Для этого используется скребок, представляющий собой цилиндрическое устройство, которое перемещается по всей длине трубопровода. Камера пуска/приема скребка устанавливается непосредственно на УКПНиГ.

2.2.3. Обращение с серой на объектах месторождения Кашаган

Технология производства серы

Сера является попутным продуктом, образующимся в процессе доведения нефти и газа до товарных характеристик на Установке комплексной подготовки нефти и газа (УКПНиГ) «Болашак».

Извлечение серы производится в реакторе системы Клауса Установки 331 производительностью до 2100 т/сут. для каждой линии или до 4200 т/сут. для 2-х линий (1 533 000 т/год). Сера извлекается из кислого газа с высокой концентрацией сероводорода и углекислого газа. Эффективность извлечения серы составляет 99,9%. Жидкая сера дегазируется в колодце дегазации серы. Затем она перекачивается в резервуары хранения жидкой серы с последующей перекачкой насосами по сети надземных подогреваемых разделительных трубопроводов к башням разлива серы

Сера перекачивается в резервуары хранения жидкой серы, из которых обычно подается насосами напрямую на ЖКЗЕ для грануляции и отгрузки в ж/д вагоны. В случае прекращения загрузки, гранулированная (пастилированная) сера может храниться на площадке открытого хранения. Временное (буферное) хранение бестарной серы осуществляется на асфальтированной площадке с бетонным ограждением по периметру и внутренними размерами в плане 59,5×288 м вместимостью 100 000 тонн. При невозможности использования ЖКЗЕ (временный останов грануляторов по причине ремонтных/инспекционных работ), при перебои в логистических цепочках, производственная необходимость, отсутствие рынков сбыта и пр. сера перекачивается в блоки формовки серы на площадке складирования серы. Ежегодное количество размещаемой серы на серных картах составит не более 630 000 тонн.

Площадка хранения серы

Наиболее рациональным и оправданным с точки зрения экономики, экологии и техники безопасности, а также мирового опыта, является способ хранения серы в монолитных серных блоках. Продолжительность хранения серы таким способом практически не ограничена.

В Канаде, которая обладает наибольшим в мире опытом хранения серы в блоках, в одном из таких блоков сера простояла 20 лет без потерь качества и без какого-либо вредного влияния на окружающую среду.

35-летний опыт работы Роздольского серного комбината (Львовская область Украины), который в 70-е годы хранил в блоках и отгружал потребителям 1,2 млн. тонн серы в год показал надежность и безопасность открытого хранения серы.

Сооружения для хранения блочной серы УКПНиГ предназначены для размещения и хранения товарной серы и последующего сбыта товарной серы.

В рамках производственного цикла УКПНиГ сера временно хранится на участке серных карт УКПНиГ, расположенных к северу от границы участка. Сформированные серные блоки могут покрываться геомембраной (мера контроля) для минимизации / смягчения последствий причинения любого потенциального вреда для окружающей среды. Серные карты спроектированы с учетом многократного использования

Площадка хранения блочной серы состоит из 6 карт. Вместимость каждой серной карты составляет 676 000 тонн, а общий объемом хранения – 4 056 000 тонн. Проект строительства «Обустройство ОНР месторождения Кашаган. Наземный комплекс УКПНиГ. Склад Серы» (Заключение ГЭЭ от 10.09.2009 г за №06-03-01-18/1910).

Сбор поверхностных вод осуществляется в кольцевые лотки из монолитного бетона (класса В30, W8, F150), перекрытые щитами из просечно-вытяжной стали с оцинкованием.

Водоотводящие лотки (вдоль блоков серы) и (в торцах блоков серы) приняты шириной 0,5 м, глубиной от 0,4 м до 1,4 м. Уклон лотков создается за счет уклона днищ лотков $i=0,003$ в сторону пруда-испарителя. Кольцевые лотки установлены вокруг каждого серного блока.

Заливка серы для образования блока осуществляется в деревянную (или металлическую, как более долговечную) опалубку, выполненную в виде сборных деревянных щитов из обрезных

досок. Крепление щитов к монолиту серы осуществляется с помощью специальных закладных частей типа металлического стержня с винтовой накладкой. Наращивание опалубки в процессе заливки позволяет изолировать боковые стенки блока от внешней среды на всех этапах формирования блока.

Жидкая сера перекачивается в блоки формовки серы на серные карты с помощью башен разлива серы фирмы DEVCO. В любой момент времени в работе находятся две разливочные башни. Жидкая сера перетекает по разливочному рукаву в блок формовки серы. Жидкая сера в блоке формовки удерживается до её отверждения с помощью стационарной опалубки. Заливка блока продолжается до высоты 11,5 м. Затем разливочное оборудование перемещается к следующему блоку. При разливе жидкой серы в блок и хранении ее в блоках вода не используется.

После отверждения серы опалубка наращивается в высоту серного блока.

Технология разработки серных блоков

Застывшая сера по физико-химическим показателям соответствует ГОСТ 127.1-93 сорт 9998 и содержит не более 0,01% органических веществ.

Разработка серных блоков предполагается крошением с помощью спецтехники с получением товарной комовой серы. Товарная комовая сера транспортом доставляется до ж/д станции «Болашак-1» и далее Потребителям посредством железнодорожного транспорта.

Разработка серного блока производится согласно «Проекта обустройства объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Наземный комплекс. Модернизация УКПНиГ» (Заключение ГЭЭ от 24.12.2020 г. за № E011-0120/18).

Для цикла производства дробленой серы геомембрана должна быть удалена до начала выполнения работ по дроблению серы по соображениям безопасности.

В составе контрольных ограждений для минимизации причинения потенциального вреда окружающей среде разработка блока осуществляется с максимальным сохранением стенок серного блока для предотвращения пыления. При погрузке дробленой серы из самосвалов в вагоны с помощью грейферных погрузчиков также установлено геотекстильное полотно для закрытия грунта вдоль обочины железной дороги на станции «Болашак-1» (зона погрузки на железной дороге). Площадь покрытия геотекстилем оценивается примерно в 3 180 м², и она должна поддерживаться на протяжении всей операции по погрузке дробленой серы. Поврежденный геотекстиль в результате износа должен быть своевременно заменен.

Затвердевшая сера, извлеченная из серной карты, вынимается с помощью экскаватора. Крошение серного блока производится в разрезе технической возможности техники удаления серы до основания серной карты. Выемка твердой серы выполняется в форме большого комка, далее требуется разбить большой кусок серы на уровне земли путем механического дробления с помощью бульдозера. Укрытие серы, оставшегося в основании серных карт после крошения серного блока, не рассматривается ввиду возможного налива серы. При долгосрочном неиспользовании серных карт с неизвлекаемым остатком серы в их основании рассматривается укрытие таких карт геотекстилем или другими материалами для удержания частиц элементарной серы в пределах серных карт.

Для предотвращения распространения серной пыли при разработке серного блока, при транспортировке и погрузке серы используется пылеподавление водой. Для этого используются 2 установки мобильной системы пылеподавления (1 установка размещена на участке серных карт, а другая установка размещена на станции Болашак) и стационарная система пылеподавления.

До отгрузки серы в железнодорожные вагоны они очищаются и в каждом вагоне устанавливается защитный вкладыш. Вагон перемещается под крытый навес для разравнивания и накрывается привязной защитной крышкой, препятствующей распространению пыли в процессе транспортировки.

Во время основных работ и не менее 30 минут после их завершения на участке предусмотрено присутствие пожарного наблюдателя с пожарным шлангом, готовым к использованию для предотвращения возможного возгорания.

2.2.4. Объекты инфраструктуры и вспомогательные производства

Вахтовый посёлок «Самал» и его инженерное обеспечение

Вахтовый посёлок «Самал» предназначен для проживания вахтовым методом людей, занятых на различных работах, проводимых на наземных объектах месторождения Кашаган. В в/п «Самал» есть котельные для обогрева и горячего водоснабжения административных и жилых помещений в/п, в качестве основного топлива используется ТГ, полученный на установках УКПНИГ, альтернативного – СУГ, резервного – дизельное топливо, теплопушки для обогрева здания котельной, резервуары для приёма и хранения дизельного топлива, насосы для перекачки дизельного топлива, топливозаправщик, пополняющий резервуары горюче-смазочными материалами (ГСМ), не функционирующая авто-заправочная станция (АЗС), механическая мастерская со станками по обработке металла и дерева, оборудованию для выполнения электросварочных работ, автомойка и дизельные генераторы резервного электроснабжения.

Решения по водоотведению. Установка очистки сточных вод (УОСВ) вахтовых поселков «Самал» (D1-570-XX-001) была введена в эксплуатацию в 2006 году, основное назначение которой заключается в очистке хозяйственно-бытовых сточных вод, проектная производительность составляла 65 м³/ч (1560 м³/сут).

Производственная лаборатория

Производственная лаборатория предназначена для проведения специализированных анализов и экологических исследований воды, нефти, газа, серы и др.

Железнодорожная станция и автостанция «Болашак»

Ж/д ст. и автостанция «Болашак» предназначена для приема строительных материалов, прибывших железнодорожным путем для производственной необходимости на объектах Наземного комплекса месторождения Кашаган, а также для загрузки в вагоны комовой серы. На ж/д ст. и автостанции «Болашак» есть котельная, дизельные генераторы резервного электроснабжения, резервуары для приёма и хранения дизельного топлива и насосное оборудование, топливозаправщик, пополняющий резервуары с дизельным топливом, площадки пересыпки и хранения сыпучих строительных материалов.

Железнодорожная станция «Карабатан»

На ж/д ст. «Карабатан» есть котельная, резервный дизельный генератор, резервуары для приёма и хранения дизельного топлива, насосы перекачки дизельного топлива и топливозаправщик, пополняющий резервуары дизельным топливом.

Оборудование для реагирования на нефтяные разливы (РНР)

NCOC N.V. имеет в своем арсенале оборудование для устранения и локализации нефтяных разливов и для своевременного реагирования проводятся регулярные учения с использованием данного оборудования и постоянное их тестирование. Существует две локации размещения оборудования РНР: одна находится в непосредственной близости от ж/д ст. и автостанции «Болашак», вторая вблизи поселка Дамба на Северо-Каспийской Экологической базе реагирования на нефтяные разливы (СКЭБР). Оборудование для РНР может быть мобилизовано и доставлено на морские объекты или базу Баутино для тестирования, проведения учений или быстрого реагирования на чрезвычайные ситуации.

Предзаводская зона

Предзаводская зона предназначена для расположения зданий административно-бытового назначения. На территории предзаводской зоны расположены: 2 здания складов, здание электрической и механической мастерской и пожарное депо.

Оборудование для вспомогательных работ и обучения персонала, сервисные работы

На территории Наземного комплекса месторождения Кашаган, при выполнении различных вспомогательных работ, может быть временно задействовано оборудование необходимое для:

- обеспечения электроснабжения службы охраны на постоянных и временных постах (освещение, теплоснабжение и кондиционирование);
- проведения технического обслуживания (ТО), планово-предупредительного ремонта (ППР) и капитального ремонта (КР);
- устройства лесозащитной полосы на санитарно-защитной зоне УКПНиГ;
- обучения персонала по реагированию и устранению очагов возгорания;
- сервисных работ.

2.3. ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

С учетом максимальной нагрузки (мощности) технологических установок на МК и на УКПНиГ (технологических линиях по подготовке нефти) с доведением их номинальных производительностей на первом этапе до 450, предусматриваются дополнительные изменения по устранению узких мест и по дополнительным оптимизациям и модернизациям отдельных объектов производственного комплекса

Настоящий проект «Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном Комплексе» рассматривает объекты по устранению/расшивке узких мест (УУМ) по пропускной способности на существующих объектах обустройства УКПНиГ м/р Кашаган, позволяющие за счет реализации изменений и модификаций создать условия для дальнейшего наращивания добычи нефти на месторождении Кашаган до 450 тыс. барр. в сутки на этапе 1 ПОМ, представленные ниже.

Основные технические показатели Проекта. Проектом предусмотрено наращивание добычи нефти до 450 тысяч баррелей в сутки или 18,604 млн. тонн в год на действующих объектах УКПНиГ. Максимальная добыча нефтяного газа при этом составит 36,9 млн. м³/сут или 12,312 млрд. м³/год.

Настоящим проектом предусматривается расширение экспортной номенклатуры с выпуском дополнительной товарной продукции: смесь пропан-бутан техническая; сера техническая газовая комовая; экспортный сырой кислый газ для дальнейшей его комплексной переработки на газоперерабатывающем заводе третьей стороны и транспортируемый с промышленной площадки УКПНиГ в объеме до 1 млрд. м³/год

2.3.1. Технологические решения

Рассматриваемые работы по модификации объектов НК предусматриваются в границах промышленной площадки действующих объектов УКПНиГ.

Места расположения намечаемых работ на задействованных установках, расположены в существующей застройке технологической зоне, зоне инженерного обеспечения и складской зоне УКПНиГ (рис. 2.3.1.1).

Задача по наращиванию добычи нефти до 450 тысяч баррелей в сутки на действующих объектах УКПНиГ основывается на заложенных в период реализации ОПР свободных мощностях установок и оборудования обустройства месторождения Кашаган. Однако для достижения устойчивого и безопасного функционирования производства необходимо осуществить по отдельному оборудованию модификации и изменения, направленные на снятие гидравлических ограничений для повышения их пропускной способности. Часть таких модификаций предусматривает только замену и установку внутренних устройств установок и аппаратов на более совершенные и эффективные. Однако другая часть существующих объектов модификаций на УКПНиГ касательно объектов устранения/расшивки узких мест и размещения дополнительных объектов по внедрению лучших практик нефтегазовой отрасли вызывает необходимость дополнительных объемно- планировочных и строительных решений (устройство новых площадок, фундаментов, опор под оборудование, участки достраиваемых эстакад, отдельных опор для межплощадочных коммуникаций).

В целом Технологические решения по модификациям и изменениям приняты по 19-ти установкам из 20-ти:

- Установка 210. Установка подготовки сырой нефти. (УКПН. Технологические линии 1,2,3);
- Установка 220. Резервуары хранения и насосная товарной нефти (УКПН);
- Установка 360. Установка компримирования газа мгновенного испарения (ГМИ);
- Установка 300. Установки сепарации газа (УКПГ. Технологические линии 1,2);
- Установка 310. Установки осушки газа (УКПГ. Технологические линии 1,2);
- Установка 320. Установки извлечения СУГ (УКПГ. Технологические линии 1,2);
- Установка 340. Установки контроля точки росы. (УКПГ. Технологические линии 1,2);
- Установка 361. Экспортный газопровод сырого газа 1ВСМА (УКПГ);
- Установка 321. Очистка СУГ (УКПГ. Технологические линии 1,2);
- Установка 221. Резервуары хранения и насосная СУГ (УКПГ);
- Установка 190. Экспортный трубопровод СУГ (УКПГ);
- Установка 330. Удаление кислых газов (УКПГ. Технологические линии 1,2);
- Установка 331. Установка извлечения серы. (УКПГ. Технологические линии 1,2);
- Установка 332. Установка очистки хвостовых газов (УОХГ). (УКПГ. Технологические линии 1,2);
- Установка 334. Открытый склад серы. (УКПГ);
- Установка 230. Факельная система;
- Установка 560. Система пластовой воды. Установка нейтрализации отработанного каустика" (УНОК);
- Установка 600. Система получения азота;
- Установка 420. Система топливного газа.

Состав изменений и модификаций (PCN's и eMOC's) по устранению узких мест и по дополнительным оптимизациям и модернизациям отдельных объектов производственного комплекса по внедрению лучших практик, по которым приняты проектные решения, представлен в табл. 2.3.1-1.

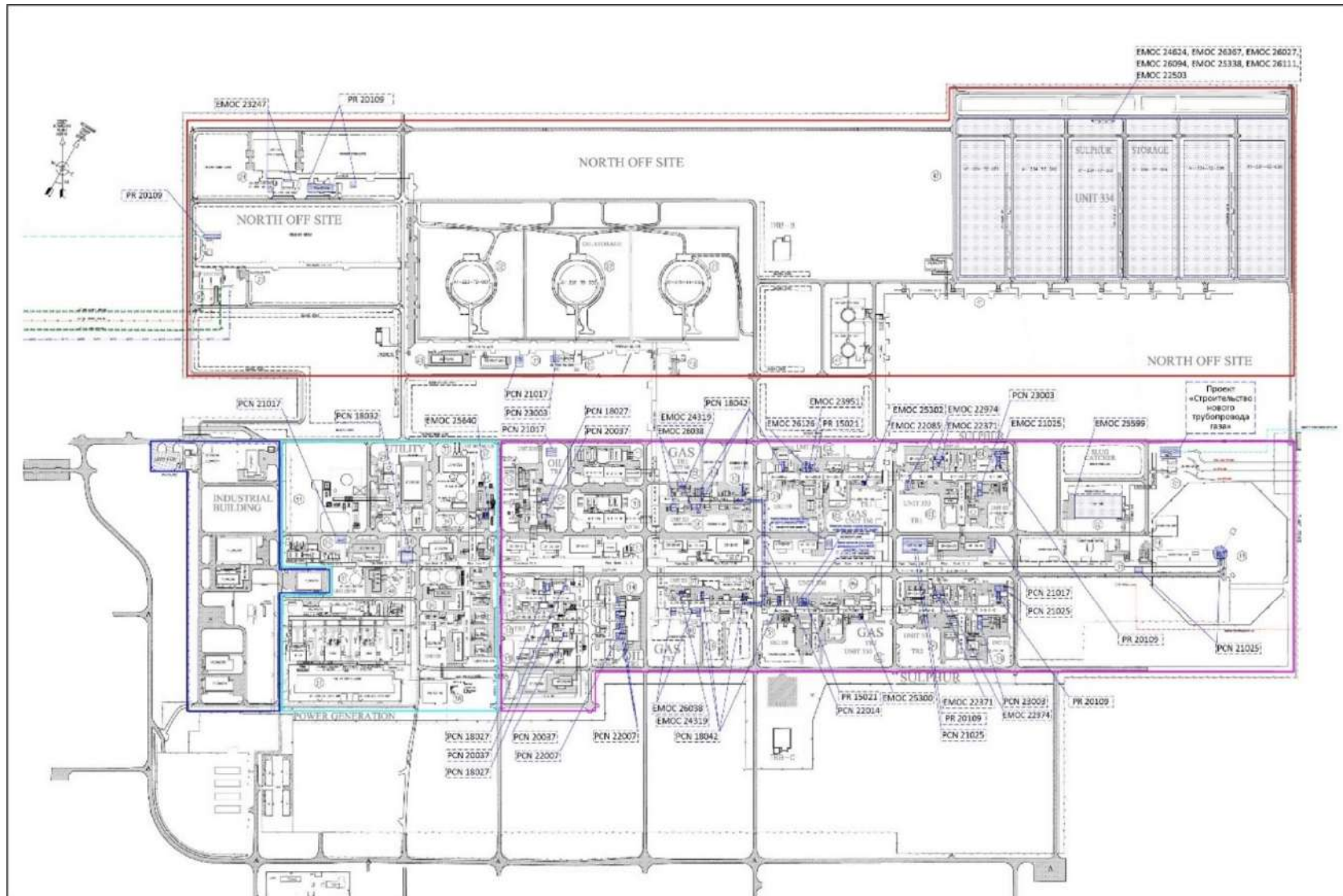


Рисунок 2.3.1.1 План расположения объектов модификаций на УКПНиГ

Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе.
Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду

01	UNIT 190 – LAUNCHING AND RECEIVING TRAPS УСТ. 190 – КАМЕРЫ ПУСКА/ПРИЕМА СКРЕБКОВ	35	UNIT 420 – FUEL GAS УСТ. 420 – СИСТЕМА ТОПЛИВНОГО ГАЗА
02	UNIT 300 – GAS SEPARATION (SLUG CATCHER) УСТ. 300 – СЕПАРАЦИЯ ГАЗА	36	UNIT 620 – STEAM AND CONDENSATE УСТ. 620 – ПАРОВАЯ КОТЕЛЬНАЯ ВД
03	UNIT 333 – SOUR WATER STRIPPER УСТ. 333 – ОТПАРКА КИСЛОЙ ВОДЫ	37	UNIT 470 – MAIN POWER GENERATION УСТ. 470 – ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ С ГАЗО- И ПАРОВЫМИ ГЕНЕРАТОРАМИ
04	UNIT 331 – SULPHUR RECOVERY УСТ. 331 – ИЗВЛЕЧЕНИЕ СЕРЫ	38	UNIT 480 – EMERGENCY ELECTRIC GENERATION УСТ. 480 – АВАРИЙНЫЕ ДИЗЕЛЬНЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ
05	UNIT 330 – GAS SWEETENING УСТ. 330 – УДАЛЕНИЕ КИСЛЫХ ГАЗОВ	39	UNIT 520 – SERVICE WATER УСТ. 520 – СИСТЕМА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ
06	UNIT 300 – GAS SEPARATION УСТ. 300 – СЕПАРАЦИЯ ГАЗА	40	UNIT 730 – WATER/FOAM FIRE FIGHTING SYSTEM УСТ. 730 – СИСТЕМА ВОДЯНОГО И ПЕННОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ
07	UNIT 321 – LPG TREATMENT УСТ. 321 – ОЧИСТКА СУГ	41	UNIT 334 – SULPHUR STORAGE УСТ. 334 – ФОРМОВКА И ХРАНЕНИЕ СЕРЫ
08	UNIT 320 – LIQUID HYDROCARBON RECOVERY УСТ. 320 – ИЗВЛЕЧЕНИЕ СУГ	42	UNIT 334 – SULPHUR FORMING FACILITIES (FUTURE) УСТ. 334 – УСТАНОВКА ГРАНИЛИРОВАНИЯ СЕРЫ
09	UNIT 340 – GAS HYDROCARBON DEW POINT УСТ. 340 – КОНТРОЛЬ ТОЧКИ РОСЫ	43	UNIT 220 – OFFSPEC CRUDE OIL RETURN PUMPS УСТ. 220 – НАСОСЫ ПЕРЕКАЧКИ НЕКОНДИЦИОННОЙ НЕФТИ
10	UNIT 310 – GAS DEHYDRATION УСТ. 310 – ДЕГИДРАТАЦИЯ ГАЗА	44	UNIT 230 – FINAL FLARE KNOCK OUT DRUMS УСТ. 230 – ФАКЕЛЬНЫЕ СЕПАРАТОРЫ
11	UNIT 361 – SALES GAS COMPRESSION УСТ. 361 – КОМПРИМИРОВАНИЕ ТОВАРНОГО ГАЗА		
12	UNIT 210 – CRUDE OIL TREATMENT УСТ. 210 – ПОДГОТОВКА СЫРОЙ НЕФТИ		
13	UNIT 200 – OIL SEPARATION УСТ. 200 – СЕПАРАЦИЯ НЕФТИ НД		
14	UNIT 360 – FLASH GAS COMPRESSION УСТ. 360 – КОМПРИМИРОВАНИЕ ГАЗА МГНОВЕННОГО ИСПАРЕНИЯ		
15	UNIT 332 – TAIL GAS TREATMENT УСТ. 332 – ОЧИСТКА ХВОСТОВЫХ ГАЗОВ		
16	UNIT 320 – (FUTURE) LIQUID HYDROCARBON RECOVERY УСТ. 320 – ИЗВЛЕЧЕНИЕ СУГ (БУДУЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ)		
17	UNIT 230 – FLARE INTERMEDIATE KO DRUMS УСТ. 230 – ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ ФАКЕЛЬНЫЙ СЕПАРАТОР		
18	UNIT 230 – FLARE VENT AND BLOWDOWN УСТ. 230 – ФАКЕЛЬНАЯ СИСТЕМА		
20	UNIT 220 – CRUDE BOOSTER PUMPS УСТ. 220 – БУСТЕРНЫЕ НАСОСЫ ОТКАЧКИ НЕФТИ		
21	UNIT 220 – OFFSPEC OIL STORAGE УСТ. 220 – РЕЗЕРВУАРЫ ХРАНЕНИЯ НЕКОНДИЦИОННОЙ НЕФТИ		
22	UNIT 220 – CRUDE OIL STORAGE УСТ. 220 – РЕЗЕРВУАРЫ ХРАНЕНИЯ ТОВАРНОЙ НЕФТИ		
23	UNIT 220 – CRUDE EXPORT PUMPS AND METERING УСТ. 220 – НАСОСЫ И УЗЕЛ УЧЕТА НЕФТИ		
24	UNIT 221 – LPG TRANSPORT AND STORAGE УСТ. 221 – РЕЗЕРВУАРЫ ХРАНЕНИЯ И НАСОСНАЯ СУГ		
25	UNIT 460 – COMPRESSED AIR УСТ. 460 – СИСТЕМА СЖАТОГО ВОЗДУХА		
26	UNIT 600 – INERT GAS TREATMENT УСТ. 600 – СИСТЕМА ПОЛУЧЕНИЯ АЗОТА		
27	UNIT 570 – WASTE WATER TREATMENT УСТ. 570 – СИСТЕМА БЫТОВОЙ КАНАЛИЗАЦИИ		
28	UNIT 540 – OPEN DRAINS SYSTEM УСТ. 540 – СИСТЕМА ПРОИЗВОДСТВЕННО-ЛИВНЕВОЙ КАНАЛИЗАЦИИ		
29	UNIT 601 – CHEMICAL STORAGE УСТ. 601 – РЕЗЕРВУАРЫ ХРАНЕНИЯ ХИМРЕАГЕНТОВ		
30	UNIT 430 – DIESEL STORAGE УСТ. 430 – СИСТЕМА ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА		
31	UNIT 550 – CLOSED DRAINS SYSTEM УСТ. 550 – ЗАКРЫТАЯ ДРЕНАЖНАЯ СИСТЕМА		
32	UNIT 500 – RAW WATER (UNTREATED) УСТ. 500 – СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ		
33	UNIT 530 – FRESH WATER (DEMIN./DEIONISED/POTABLE WATER) УСТ. 530 – СИСТЕМА ХОЗ-ПИТЬЕВОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ		
34	UNIT 560 – OILY WATER TREATMENT УСТ. 560 – СИСТЕМА ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ		

Рисунок 2.3.1.1а План расположения объектов модификаций на УКПНиГ. Экспликация

Таблица 2.3.1-1 Состав изменений и модификаций (PCN's и eMOC's) по устранению узких мест и по внедрению лучших практик на Наземном комплексе (УКПНИГ)

№№ п/п	№ PCN/eMoC	Наименование	Изменения в рамках воздействия на атмосферный воздух	Изменения в рамках воздействия на водохозяйственную деятельность	Изменения в рамках воздействия от отходов и серы
1	2	3	4		
Объекты расшивки узких мест и модификаций на УКПНИГ, обеспечивающие расширение мощности до 450 тыс. барр. н./сутки					
УКПН. Технологические линии 1,2,3					
1	PCN 18027	Установка 210. Удаление воды с рефлюксной емкости фракционной колонны.	Новые источники выделения на ТУ-210: ИЗА № 6220 (ИБ 006); ИЗА № 6221 (ИБ 006); ИЗА № 6222 (ИБ 005) по 2 ЗРА и 4 ФС на каждый ИВ.	Изменений нет	Изменений нет
2	PCN 20037	Установка 210. Колонна стабилизатора сырой нефти / Удаление воды с колонны стабилизации нефти. (Повышение эффективности колонн стабилизации нефти Установки 210)»	Изменений нет	Изменений нет	Изменений нет
3	PCN 22007	Установка 360. Проект защиты от избыточного давления компрессора ГМИ	На ИЗА №№: 0500 (ИБ 002); 0501 (ИБ 002); 0502 (ИБ 002); 0503 (ИБ 002) добавляются по 3 ЗРА и по 6 ФС на каждый ИВ.	Изменений нет	Изменений нет
	PCN 23003	Установка 220 Подключения для охлаждения товарной нефти	Изменений нет	Дополнительные водопотребители: - Установки охлаждения (теплообменники с градирнями (CWT)) - Системы туманообразования высокого давления	Изменений нет
Системы инженерного обеспечения					
4	PCN 18032	Установка 520. Рециркуляция Воды УОХГ. Долговременное Решение	Изменений нет	Изменений нет	Изменений нет
УКПГ. Технологические линии 1,2					
5	PCN 18042	Установка 300. Сепараторов A1-300-VN-101/201	Изменений нет	Изменений нет	Изменений нет
6	Замена внутренних устройств	Установка 310. Сепараторов A1-310-VN-101/201	Изменений нет	Изменений нет	Изменений нет
7		Установка 320. Дезтанайзеров A1-320-VA-104/204	Изменений нет	Изменений нет	Изменений нет
8		Установка 340. Сепаратора A1-340-VN-101/201	Изменений нет	Изменений нет	Изменений нет
9	eMoC 23951	Установка 330. Замена набивки абсорбера A1-330-VJ-103/203	Изменений нет	Изменений нет	Изменений нет
10	eMoC 24319	Установка 321. Очистка СУГ. Замена клапанов-регуляторов 3211-FCV-206 и 3212-FCV-206	Изменений нет	Изменений нет	Изменений нет

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

Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду

TOO «SED»

№№ п/п	№ PCN/еМоС	Наименование	Изменения в рамках воздействия на атмосферный воздух	Изменения в рамках воздействия на водохозяйственную деятельность	Изменения в рамках воздействия от отходов и серы
1	2	3	4		
11	еМоС 22085	Установка 332. УОХГ. Замена существующего клапана регулирования расхода на более крупный клапан регулирования расхода/	Изменений нет	Изменений нет	Изменений нет
12	еМоС 22371	Установка 331 Извлечение серы. Замена регулирующего клапана А1-3311/2-FCV-013А/В на более производительный с обратной связью по положению	Увеличение пропускной способности потока газа	Изменений нет	Увеличение производительности двух УИС с 4180 до 4200 т/сут
13	PR 20108	Установка 361. Экспортный газопровод сырого газа 1ВСМА КР-2022 (подключения)	ИЗА №№ 6978-6980 - 3 линейных крановых узла; ИЗА № 6389 Камера пуска скребка, площадка электронагревателей	Изменений нет	Изменений нет
Объекты внедрения лучших практик (дополнительных оптимизаций и модернизаций, непосредственно не связанных с повышением производительности до 450 тыс. барр./сутки)					
УКПГ. Технологические линии 1, 2					
14	PCN 17011	Установка 330. Реконструкция установки фильтрации амина. Дополнительные фильтры. (повышение эффективности ДЭА)	Добавлены источники выделения на ТУ-330: ИЗА №№ 6300 (ИБ 005) и 6301 (ИБ 005) по 28 ФС, по 2 насоса, по 67 ЗРА, по 28 прочих соединений на каждый ИВ.	Изменений нет	Изменений нет
15	PCN 17064	Резервуар хранения амина А1-330-ТВВ-101/201. Перевод резервуара из типа со стационарной крышей и понтоном в резервуар типа со стационарной крышей	Изменений нет. Резервуар под азотной подушкой.	Изменений нет	Изменений нет
16	еМоС 26126	Установка 330. Избыточное давление в емкости испарителя амина из абсорбера амина линии 1. Постоянное решение.	Изменений нет	Изменений нет	Изменений нет
17	еМоС 26137	Установка 330. Избыточное давление в емкости испарителя амина из абсорбера амина линии 2. Постоянное решение.	Изменений нет	Изменений нет	Изменений нет
18	еМОС 24624 / 25338 / 26027 / 26094 / 26111 / 2636	Открытый склад серы. Комовая сера. Механизированная экскаваторная разработка серных блоков	ИЗА № 6482 (ИБ 003-005) Крошение серных блоков.	Использование воды на пылеподавление при крошении серных блоков	Разработка серных блоков с получением товарной комовой серы
Проект экспорта СУГ					
19	PR 20109	Проект экспорта СУГ (подключения)	При работе термических окислителей и паровых котлов высокого давления учтено использование двух видов топлива - топливный	Изменений нет	Изменений нет

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

Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду

№№ п/п	№ PCN/еМоС	Наименование	Изменения в рамках воздействия на атмосферный воздух	Изменения в рамках воздействия на водохозяйственную деятельность	Изменения в рамках воздействия от отходов и серы
1	2	3	4		
			газ (ТГ) и сжиженный углеводородный газ (СУГ).		
20	еМоС 23247	Система ПИГ 5 новых дополнительных детекторов ПИГ. Северная внеплощадочная зона. Участок СУГ	Изменений нет	Изменений нет	Изменений нет
21	PR 20109	Модификации термического окислителя с переводом существующих установок с работы на СУГ на работу на двух видах топлива (СУГ и ТГ):	При работе термических окислителей учтено использование двух видов топлива - топливный газ (ТГ) и сжиженный углеводородный газ (СУГ).	Изменений нет	Изменений нет
22	PCN 23003	Установка 332. Подключения для охлаждения водопоглощающая колонна А1-332-VE-101/201 и контактора МДЭА А1-332-VJ-101/201	Изменений нет	Изменений нет	Изменений нет

Ниже рассмотрены принципиальные технологические проектные решения по основным значимым изменениям и модификациям (PCN's и eMOC's).

PCN18027. Установка 210. Удаление воды из рефлюксной емкости 210-VA-101/201/301 фракционной колонны

Целью модификации является разработка эффективного средства отделения воды от углеводородов и автоматического слива ее в закрытую дренажную систему. Это уменьшит количество отработанного каустика, полученного из воды, уносимой в нефтяном продукте, в установках Мегох, а также вероятность неожиданного отключения установок Мегох, что приведет к значительным потерям линии добычи нефти из-за блокировки в установках Мегох.

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

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

Изменения, дополнения модификаций оборудования PCN18027 затрагивают изменения в существующей трубопроводной обвязке дефлегматора и предусматриваются в границах существующей застройки Установки 210.

PCN 20037. Повышение эффективности колонн стабилизации нефти Установки 210. Удаление воды из колонны стабилизации нефти

Предусматривается полная замена существующих внутренних устройств стабилизационных колонн.

Замена внутренних устройств в колоннах стабилизации нефти должна выполняться без сварочных работ внутри колонн. Новые внутренние устройства должны монтироваться на болтовых соединениях и с использованием существующих опорных конструкций для внутренних устройств.

Результатом проведенной модификации PCN 20037 является достижение гарантированной проектной производительности УКПН в устойчивом режиме с показателем 450 тысяч баррелей товарной нефти в сутки при достижении следующих режимных параметров на колонне:

- Низкое содержание H_2S и свободной воды в кубовом продукте <1 ч./млн. по массе и <5 ч./млн. по массе, соответственно.

PCN 22007. Установка 360. Проект защиты от избыточного давления компрессора ГМИ

Установка 360 «Компримирования газа мгновенного испарения» (ГМИ) предназначена для компримирования газа, поступающего с Установок 200/210, а также компримирования небольшого потока газа, поступающего из десорбера насыщенного амина 330-VJ-103/203/303 до давления, позволяющего подать его на входные сооружения Установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

Установка состоит из четырех линий компримирования, из которых три в работе и одна в резерве. Состав каждой линии компримирования одинаков.

Опыт эксплуатации периода ОПР и проведенные дополнительные исследования выявили следующие проблемные вопросы и риски:

Модификацией PCN 22007 предусмотрен следующий объем проектных решений в качестве дополнительных барьеров безопасности от превышения давления во входных сепараторах по сценарию обратного потока из общего нагнетательного коллектора в отключенную компрессорную линию:

- Установка дополнительного 12-дюймового обратного клапана (NRV типа), отличного от существующего обратного клапана, из углеродистой стали (малые перепады давления) B11 на трубопроводе нагнетания 1-й ступени компримирования;
- Установка дополнительного 8-дюймового обратного клапана (NRV типа), отличного от существующего обратного клапана, из углеродистой стали (низкие перепады давления), из материала класса C11 на нагнетательном трубопроводе 2-й ступени компримирования;
- На входном газосепараторе первой ступени 360-VN-011/021/031/041 заменить существующие предохранительные клапаны на клапаны большего размера – 1,5G3 на 4L6. Тип PSV должен быть со сбалансированным сильфоном;
- Разрывные мембраны 3600-PSE-130/131, 3600-PSE-230/231, 3600-PSE-330/331, 3600-PSE-430/431, установленные перед предохранительными клапанами сепараторов первой ступени компримирования, заменить на разрывные мембраны большего размера, с 1,5" на 4";
- Входные трубопроводы на предохранительные клапаны сепараторов 360-VN-011/021/031/041 1-й ступени компримирования заменить на трубопроводы большего размера с 3" и 1,5" на 6" и 4";
- На входном газосепараторе второй ступени 360-VN-012/022/032/042 заменены существующие предохранительные клапаны 3600-PSV-115/116/215/216/315/316/415/416 на клапан большего размера – 1,5F2 на 2H3. Тип PSV должен быть со сбалансированным сильфоном;
- Разрывные мембраны 3600-PSE-138/139, 3600-PSE-238/239, 3600-PSE-380/339, 3600-PSE-438/439, установленные перед предохранительными клапанами сепараторов второй ступени компримирования, заменить на разрывные мембраны большего размера - с 1,5" на 2", материал мембран – класс A11;
- Входные трубопроводы на предохранительные клапаны сепараторов 360-VN-012/022/032/042 2-й ступени компримирования заменить на трубопроводы большего размера с 1,5" и 2" на 2" и 3" соответственно. Материал трубопроводов - класс A11.

PCN18032. Установка 520. Постоянная рециркуляция воды после Установки очистки хвостовых газов (УОХГ). Долговременное решение

Целью для модификации является повторное использования кислой воды, получаемой с Установки очистки хвостовых газов (УОХГ) (на 70%), чтобы снизить забор воды из трубопровода «Астрахань-Мангышлак» и сократить объем сброса воды в пруды-испарители производственных сточных вод.

Вода из УОХГ (Установка 332) представляет собой относительно чистую кислую воду, незначительно загрязненную легкими углеводородами, H₂S и другими компонентами.

Технология ее подготовки для дальнейшего использования заключается в нижеприведенном процессе. Вода из УОХГ через дегазатор кислой воды 333-VN-101 собирается в резервуаре питательной воды 560-TA-002, откуда направляется в отпарную колонну кислой воды (ОККВ) 560-VJ-001 для удаления H₂S и CO₂. Испарение газа осуществляется за счет разницы температур между верхом и низом колонны. Кислая вода нагревается до 124°C в результате теплообмена с отходящим горячим потоком отпаренной воды с низа колонны в теплообменниках 560-NA-001A/B/C/D, а затем в ОККВ при взаимодействии с паром НД. На выходе из колонны содержание сероводорода в воде УОГХ составляет менее 5 частей на миллион по массе при pH от 9 до 10. Кислый газ отводится из верхней части колонны и направляется в установку извлечения серы для дальнейшей очистки.

Отпарная колонна кислой воды оборудована фильтрами 560-ZL-001A/B для улавливания большей части твердых частиц. Но некоторые из мелких твердых частиц, в основном, мелкая элементная сера, будут проходить через фильтры. Для извлечения из воды мелких 5-микронных твердых частиц, после корректировки pH, перед аппаратами воздушного охлаждения (ABO) 520-HC-002A/B/C/D будет установлен дуплексный фильтр тонкой очистки

520-ZL-002A. Фильтр имеет в своем составе две фильтрующие емкости, предназначенные для удаления твердых частиц, одна из которых находится в рабочем, а другая в резервном состоянии. Каждая емкость содержит 50 съемных картриджей. Имеется возможность замены картриджей в одной емкости в то время, когда вторая находится в работе.

После фильтрации, вода УОХГ проходит через аппараты воздушного охлаждения воды 520-НС-002A/B/C/D, которые представляют собой ребристые вентиляторные воздушные охладители. Новая установка АВО рассчитана на прием очищенной вода УОХГ с температурой 95°C. Вода после охлаждения смешивается с очищенной водой из Установки 500 и поступает в резервуары технической/пожарной воды 520-ТА-001/2.

PCN 18042. Замена внутренних устройств на объектах УКПГ. Технологические линии 1,2

Модификацией предусмотрена замена существующих внутренних устройств на более совершенные на следующих установках:

- Установка 300. Сепараторов A1-300-VN-101/201;
- Установка 310. Сепараторов A1-310-VN-101/201;
- Установка 320. Деэтанайзеров A1-320-VA-104/204;
- Установка 340. Сепаратора A1-340-VN-101/201.

Модернизируемое оборудование является вертикальными газосепараторами сетчатого типа. Перед данной модификацией ставится локальная задача по повышению эффективности работы газосепараторов с улучшением качественных показателей разделяемых сред.

Рассматриваемая модификация предусматривает установку следующих современных типов внутренних устройств:

1. Входных распределительных устройств лопастного типа;
2. Специальных туманоуловителей VICO-Тех (агломераторов), изготовленных из слоев металлической сетки, поставляемых фирмой «COSTACURTA S.p.A»;
3. Выходных коллекторов конденсата в виде профилированной опорной решетки (SSG) фирмы «Johnson Screens».

eMOC 23951. Замена насадки абсорбера (реабсорбера) испарителя обогащенного амина A1-330-VJ-103/203

Целью данной модификации является снятие гидравлических ограничений для работы реабсорбера испарителя обогащенного амина. Для этого предлагается замена существующей насадки на насадку Sulzer S-Ring 2, Raschig Super Ring 2 или эквивалентную. Материал набивки – нержавеющая сталь SS 304 L.

Новая набивка крепится к существующим опорным устройствам и к дополнительным элементам крепления. Крепление выполняется на болтовых соединениях. Применение огневой резки и сварки деталей при монтажных работах не допускается.

eMoC 24319. Установка 321. Очистка СУГ. Замена клапанов-регуляторов

Модификация заключается в:

1. Замене существующих клапанов 3211/2-FCV-206 компании производителя Dresser masoneilan на клапаны с увеличенной пропускной способностью;
2. Замене существующего специального обратного клапана с Ду 3/8 дюйма на 1/2 дюйма, установленного ниже по потоку от 3211/2-FCV-206.

eMoC 22085. Установка 331. УОХГ. Замена существующего клапана регулирования расхода на более крупный

Как показал опыт эксплуатации, проблема существующего гидравлического ограничения линии сброса кислой воды вызвана ее большой длиной и структурной компоновкой линии, а также недостаточной пропускной способностью регулирующего клапана, 3322-FCV-020

Для безопасной эксплуатации дегазатора А1-333-VH-001 будут реализованы следующие модификации:

1. Замену существующего 2-дюймового регулирующего клапана 3322-FCV-020 на 4-дюймовый клапан, имеющий пропускную способность $C_v = 195$. Таким образом, гидравлическое ограничение регулирующего клапана устраняется и ограничением будет только сопротивление трубопровода;
2. Добавление срабатывания (закрытие) клапана аварийного останова 3330-ESV-002 по дополнительному сигналу НН от 3330-LT-001, установленному на отметке 2800 мм.

еМоС 22371. Установка 331. Извлечение серы. Повышение максимальной производительности по производству серы

В условиях увеличения добычи до 450 тыс. барр/сут нефти предусматривается возможность повышения производства серы на УКПНиГ до 4200 т/сутки.

Повышение производительности Установки 331 допустимо при условии выполнения нормативных требований, согласно которым Установка производства серы должна обеспечить гарантированное количество серы с сохранением нормального действия всего оборудования и автоматики при увеличении до 115 % по отношению к номинальной производительности, а также при условии предотвращения вибрации коммуникаций и оборудования установки сверх допустимых.

В связи с увеличением пропускной способности потока газа был пересмотрен и обновлён материально-тепловой баланс установки Извлечения серы (документ KG00-00-000-AK-R-HE-0005-000 Heat and Material Balance: Main Onshore Facilities, Sulphur trains, 450 kbod). Вследствие этого ожидается изменение параметров выбросов вредных веществ на печах дожиги хвостовых газов.

еМоС 22974. Замена регулирующего клапана

Модификацией предусмотрена замена регулирующего клапана А1-3311/2-FCV-013А/В на более производительный с обратной связью по положению.

PR 20108. Установка 361. Экспортный газопровод сырого газа 1BCMA (подключение)

Для реализации проекта 1BCMA по экспорту дополнительно добытого газа на газоперерабатывающий завод третьей стороны мощностью до 1 млрд. м³/год и обеспечения принципиально необходимых условий для наращивания добычи нефти до уровня 450 тыс. барр. нефти в сутки за счет свободных мощностей объектов предусмотрено строительство нового газопровода сырого осушенного газа.

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

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

На Установке 330 «Удаление кислых газов» запланировано внедрение ряда оптимизаций и модернизаций, непосредственно не связанных с повышением производительности до 450 тыс. барр./сутки.

РСN 17011. Фильтрация бедного (ненасыщенного) амина. Дополнительные фильтры (Повышение эффективности фильтрации ДЭА)

Цель модификации: обеспечить постоянный, надежный и эффективный процесс фильтрации ДЭА, отвечающий требуемому качеству (ОВЧ <50 мг/л, высота пены <50 мл), с более низкими ОПЕХ (в настоящее время 1-1,2 млн. долл./год).

Модернизируемая схема блока фильтрации Установки 330 представляет собой объединение совместно работающих дополнительного блока трёхступенчатой фильтрации (поток 150 м³/час) и существующего блока фильтрации (поток 150 м³/час). При подключении дополнительного блока фильтрации увеличивается суммарный объем фильтруемого ДЭА.

В состав БКУ дополнительных аминовых фильтров входят следующие сооружения:

1. Фильтр предварительной очистки амина (10 micron) (4 шт.);
2. Аминовый угольный фильтр (5 micron charcoal) (12 шт.);
3. Аминовый фильтр тонкой очистки (1 micron) (12 шт.);
4. Площадки обслуживания;
5. Лестница для доступа на площадки обслуживания;
6. Ограждение площадок обслуживания, лестниц и переходных мостков;
7. Переходные мостки через трубопроводы;
8. Детали для крепления изоляции;
9. Изоляционный слой;
10. Система электроснабжения;
11. Система протекторной защиты внутренней поверхности аппарата;
12. Трубная обвязка оборудования;
13. Запорно-регулирующая и предохранительная арматура;
14. Контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации.

PCN 17064. Резервуар хранения амина A1-330-TBB-101/201. Перевод резервуара из типа со стационарной крышей и понтоном в резервуар типа со стационарной крышей

Модификацией PCN 17064 предусмотрены следующие работы, заключающиеся в переводе резервуара из типа со стационарной крышей и понтоном (СКП) в резервуар типа со стационарной крышей (СК), а именно:

1. Демонтаж внутренней плавающей крыши;
2. Демонтаж трубопровода A1-3301/3302-PL-011-3"-A18-WN отстоявшихся углеводородов в дренажную емкость амина A1-330-VA-101/201;
3. Сохранение существующей стационарной крыши и установке на ней дополнительных приборов;
4. Организация автоматически поддерживаемой азотной подушки для предотвращения окисления амина в резервуаре.

Дополнительно на крыше резервуара будут установлены приборы контроля температуры и уровня амина в резервуаре.

еМоС 26126 и 26137. Избыточное давление в емкости испарителя амина из абсорбера амина линии 1, 2. Постоянное решение

Анализ уровней защиты (LOPA – смешанный метод оценки риска, связанного с нежелательным событием или сценарием / Layers of Protection Analysis), выполненный NCOC N.V., не исключает сценарий Прорыва жидкости/пара из аминового абсорбера в сепаратор для испарения обогащенного амина. Для усовершенствования системы защиты на объекте предусмотрено внедрение следующих модификаций:

1. Установка механического ограничителя минимального открытия на последующих регулирующих клапанах 3301/2-FCV-055/056 на 15 % для обеспечения постоянного выпуска жидкости;

2. Перемещение одного из существующих клапанов ESV (3301/2-ESV-005) или новый клапан ESV на байпасную линию последовательно с 3301/2-ESV-007 на линии от аминного абсорбера к сепаратору аминного испарения для достижения уровня SIL 2. цель функций отключения 3301/2-LALL-008 (аминный абсорбер) и 3301/2-LAHN-021 (аминный испарительный сепаратор);
3. Уменьшение настройки нормального уровня жидкости (заданное значение) 3301/2-LIC-019 с 2,2 м до 1,6 м и настройки высокого уровня жидкости 3301/2-LAH-019 с 2,9 м до 2,2 м в емкости для испарения амина. Учитывая изменение вышеуказанных установок, существует разумное время пребывания (исходя из скорости циркуляции амина 1400 м³).3/4) между LAH и LAHN (2,3 мин), от NLL до LAH (1,5 мин), от LAL до NLL (1,4 мин);
4. Запорные клапаны U/s и d/s 3301/2-HB-101/201/102/202 A/B/C на линии обогащенного амина будут опломбированы в открытом положении.

Модификации на Установке 334. Открытый склад серы. Комовая сера. Механизированная экскаваторная разработка серных блоков

Планируемые модификации на открытом складе серы помимо разработки серных блоков методом плавления с последующей грануляцией жидкой серы предусмотрен способ - механизированной экскаваторной разработки серных блоков с получением комовой серы. Разработка серных блоков предусмотрено на площадке открытого склада серы, на всех 6-ти серных картах A1-334-TZ-001÷006 размером 300x100x11,5 м и емкостью 676 000 тонн каждая.

В планах Компании переустройство одной из серных карт, которое подразумевает деление серной карты на две отдельные секции размерами 140 м x 90 м, что позволит использовать секции последовательно. Сначала производить налив серы на первую секцию до формирования серного блока определенных размеров. По окончании налива на первую секцию, будет осуществлено переключение налива на вторую секцию. Тем временем сформировавшийся блок на первой секции будет раскрошен с дальнейшим экспортом крошенной серы или же его плавки на установке установка переплавки серы (УПС). Ввиду короткого цикла налива и крошения - укрытие при наливе одной из секций не предусматривается.

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

1. еМОС24624 / еМОС26367 «Система пылеподавления для дробления серы (PAD-1/ PAD-2) Установка НТ»;
2. еМОС26027. «Мобильная погрузочная рампа для площадки №2 по дроблению серы»;
3. еМОС26094 «Система пылеподавления (с ЕНТ) для площадки дробления серы №2»;
4. еМОС25338. «Установка бытовых и туалетных контейнеров для персонала сероуглеродного производства»;
5. еМОС26111. «Освещение карт»;
6. еМОС 22503 «Водоснабжение систем пылеподавление на отгрузочных рампах».

Механизированная экскаваторная разработка серных блоков сопряжена и является источником появления серной пыли, в связи с чем при данном способе предусмотрены мероприятия по пылеподавлению в соответствии с «Требованиями промышленной безопасности при хранении серы и разработке серных блоков»:

- для предотвращения распространения серной пыли при разработке серного блока с использованием оборудования (экскаваторы, краны, бульдозеры, фронтальные погрузчики, контейнеровозы и другие используется пылеподавление водой с помощью мобильной установки «мокрого тумана»;
- при отгрузке серы в самосвалы предусматриваются укрытия защищенные экранами и оснащенные устройствами, обеспечивающими дополнительное пылеподавление методом «сухого тумана»;

- дорожная сеть транспорта комовой серы обеспечивается передвижной поливочная машина для орошения автодорог.

Главное отличие технологий «Сухой туман» и «Мокрый туман» (<https://dprom.online/unsolution/ne-tumannij-effekt-novoe-slovo-v-pylepodavlenii/>) и их суть заключается в эффекте пылеподавления за счет «захвата» частиц пыли, витающей в воздухе, а не за счет увлажнения пересыпаемого материала. Мелко дисперсная, генерируемая водо-воздушная смесь обволакивают облако пыли, и не дает пыли распространиться по площади до момента ее осаждения. При этом данные системы обладают весьма низким потреблением воды.

PCN 20109. Проект экспорта СУГ (подключение)

В настоящее время, в силу отсутствия развитой экспортной трубопроводной сети, получаемые СУГ частично утилизируются для собственных нужд, а остальной получаемый объем закачивается в товарный сухой газ. В целях обеспечения экспорта СУГ третьей стороне предусмотрены работы на следующих установках: Установке 221. Резервуары хранения и насосная СУГ, Установке 190. Экспортный трубопровод СУГ (камера пуска скребка), Установке 321. Установка очистки СУГ, Установке 331. Установка извлечения серы и Установке 332. Установка очистки хвостовых газов (УОХГ).

На *Установке 190* предусматриваются планировочные решения по прокладке внеплощадочных сетей по подключению камеры пуска скребка А1-190-VL-005 к внешним коммуникациям (факельный трубопровод ВД, азот, топливный газ, воздух КИП/технический воздух, открытые/закрытые дренажи, автоматизации и связи). При этом проект размещения камеры пуска скребка, А1-190-VL-005 не входит в объем ТПД 450 НК, т.к. реализуется в рамках ответственности третьей стороны, проекта экспортного трубопровода СУГ.

Модификация термических окислителей - Перевод термических окислителей Установки 332 на топливный газ. В рассматриваемом PCN 20109 модификация термических окислителей заключается в выполнении врезок в существующие трубопроводы с целью подготовки к переводу термических окислителей на топливный газ. Новые горелки должны работать на двух видах топлива – СУГ и топливном газе, чтобы обеспечить возможность переключения обратно на СУГ в случае прерывания экспорта третьей стороне. Предусмотрена замена блока питания для детекторов пламени на термоокислителе. Линия 1 и 2 (еМОС 21143).

- На котлах паровых котельных УКПНИГ будут установлены горелки, способные работать как на сжиженном газе, так и на топливном газе. Замены горелок на котлах паровых котельных не требуется.
- Размещение на территории Установки 221 «Резервуары хранения и насосная СУГ» новых рабочих/резервных экспортных насосов для СУГ (221-РА-х01А/В), узла учета и прокладка линии товарного СУГ по межплощадочным эстакадам складской зоны, 6" труба бесшовная Кл. 80 ASTM A333 GR 6 по трассе от выхода из БКУ коммерческого учета к врезке через тройник с решеткой в экспортный трубопровод СУГ.

На *Установках 321 (Установка очистки СУГ) и 332 (Установка очистки хвостовых газов (УОХГ))* запланированы работы по модернизации технологического оборудования проекта экспорта СУГ без необходимости остановки завода на технологических трубопроводах и в электрической подстанции OS-SS-02 (подстанция №6). Работы включают:

1. Замена автоматических выключателей А2F и В2F в существующем распределительном щите напряжением 690В А1-920-ES-061 для будущего подключения двигателей экспортных насосов для СУГ;
2. Установка автоматического выключателя в существующий распределительный щит напряжением 400В А1-920-ES-062 в цепи А2F.F для будущего подключения нового распределительного щита напряжением 400/230В, предназначенный для распределения местных нагрузок;
3. Подключение новых электротехнических системных кроссовых шкафов А1-9800-JE-644 и А1-9800-JJ-605 (ESD и MARSHALLING CABINET) напряжением 230В, установленных в рамках другого контракта подрядчиком (ICSS) КМГА;

4. Электрообогрев новых участков технологических трубопроводов.

еМОС23247 Зона коллектора для хранения СУГ. Установка в пожарной зоне FZ 6320 5 дополнительных точечных детекторов горючих газов

Установка дополнительных датчиков системы обнаружения Пиг в этой зоне в количестве 5 шт.

еPCN 23003. Установка 332. Подключения для охлаждения водопоглощающей колонны А1-332-VE-101/201 и контактора МДЭА А1-332-VJ-101/201

Для стабилизации режимного функционирования Установки 332 в летний период года в условиях максимального наращивания по добычи нефти приняты следующие проектные решения:

- С целью снижения температуры всего циркулирующего потока МДЭА до регламентной температуры 44°C направить потоки МДЭА в дополнительный блок охлаждения. Новые точки врезок необходимо расположить до и после клапанов регулирования расхода 3321-FCV-031/ 3322-FCV-031;
- Для обеспечения необходимой температуры охлаждающей воды для охлаждения горячего газа из реактора гидрогенизации до температуры около 43°C, поток воды направить в дополнительный блок охлаждения. Для подключения линий к системе охлаждения и обратно к основной линии необходимо осуществить врезки до и после клапанов регулирования расхода 3321-FCV-014/ 3322-FCV-014.

Врезки выполнить предварительно, не дожидаясь выбора подрядчика дополнительных блоков охлаждения. Врезки рекомендовано выполнить методом «холодной врезки», согласно документу KE01-A1-332-KI-P-BS-0001-000-PR23003.

Общее количество врезок 8 шт., т.е. по четыре на каждой технологической линии.

В состав каждой врезки включаются:

1. Специальный разъемный тройник для холодной врезки соответствующего размера;
2. Трубопровод соответствующего диаметра;
3. Два шаровых крана соответствующего диаметра;
4. Дренажный шаровой кран диаметром Ду50 (2") с заглушкой.

PCN 22014. Замена линии отходящего газа с установки Мерох и каплеотбойного (КО) сепаратора отходящих газов с установки Мерох из углеродистой стали на КСС

Для снижения скорости коррозии трубопроводов отходящих газов с установок Мерокс и Каплеотбойного сепаратора первой линии А1-332-VN-102 отходящих газов, связанной с сильной влажной кислородной коррозией приняты следующие решения:

1. Модернизация трубопроводов установки 321 из углеродистой стали, с установленными врезками, на трубопроводы из нержавеющей стали 316L;
2. Замена каплеотбойного сепаратора отходящего газа А1-332-VN-102 из углеродистой стали на сепаратор из нержавеющей стали 316L.

Новый сепаратор А1-332-VN-102 монтируется на месте существующего с сохранением существующей трубопроводной обвязки.

еМОС26038 Установка 320. Установка пластинчатого теплообменника выравнивания температур парового конденсата с ребойлеров деэтанизатора (DeC2) и СУГ, А1-320-VN-101 и А1-320-VN-104

Для предотвращения гидроудара в сборном коллекторе НД применена установка пластинчатого теплообменника для подогрева переохлажденного конденсата из ребойлера DeC2 и достаточного охлаждения конденсата ребойлера колонны СУГ для предотвращения выделения пара и двухфазного потока за счет выравнивания температур потоков. Предполагаемое место установки нового пластинчатого теплообменника осуществляется под

платформой ребойлера DeC2 на минимальном расстоянии от LCV-013, чтобы избежать дополнительных перепадов давления.

Подключение теплообменника для потока конденсата от емкостей парового конденсата ребойлера деэтанатора может быть выполнено на ходу с использованием байпаса регулирующего клапана LCV-013 во время установки, для обслуживания конденсата пара низкого давления.

Подключение теплообменника для потока конденсата от испарительной емкости конденсата ребойлера фракционной колонны может быть выполнено на ходу с использованием байпаса регулирующего клапана LCV-070 во время установки, для обслуживания конденсата пара низкого давления.

еMOC25640. Установка 560. Установка нейтрализации отработанного каустика (УНОК)

УНОК проектируется в блочно-комплектном исполнении и предназначена для нейтрализации отработанного каустика (из систем MEROX УКПНИГ) посредством закачки серной кислоты из Блока дозирования реагента (БДР) для снижения значения pH и подачи азота для усиления продувки газа (H_2S , RSH и т. д.) с организацией последующего отвода нейтральных стоков в отстойник (620-TP-001), где она смешивается с другими стоками и далее общим потоком направляются на очистку на УОВТП – Грин Филд.

Блочно-комплектная установка нейтрализации отработанного каустика проектируется в составе двух блоков:

1. Блок нейтрализации отработанного каустика;
2. Блок подачи серной кислоты или Блок дозирования химреагентов (БДР).

Установка рассчитана для нейтрализации 50 м³/сут отработанного каустика. Блок нейтрализации рассчитан выдерживать агрессивный диапазон pH 2-14. Блок подачи кислоты рассчитан содержание серной кислоты (H_2SO_4) 37%

Предусмотрено хранение отработанного каустика в IBC танках на северной заводской площадке.

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

Модификация направлена на предотвращение влияния уносимого амина в факельную систему на технологический процесс подготовки нефти и пластовой воды и предотвращение его попадания в пруды-испарители производственных сточных вод. Предусматривается модернизация, которая обеспечивает сбор сбросной жидкости, загрязненной амином, дополнительным технологическим трубопроводом из факельных сепараторов в сборники аварийных проливов углеводородов на площадке аминовой очистки, 330–VA-101/202.

Такая схема позволит сливать содержимое факельного сепаратора ВД 230-VN-001 и промежуточного факельного сепаратора НД 230-VN-003 в максимально короткий срок, поскольку согласно «Требованиям промышленной безопасности к устройству и безопасной эксплуатации факельных систем» необходимо поддерживать минимальный уровень в факельном сепараторе. Также схема позволит избежать отвода углеводородов, загрязненных амином, в нефтяную нитку. Дополнительно, такая схема дает время на отбор проб и повторное использование амина, если это возможно. Трубопроводы линий врезок теплоизолируются и обеспечиваются электрообогревом.

PCN23003. Установка 220. Подключения для охлаждения товарной нефти

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

Реализация дополнительной системы охлаждения товарной нефти планируется в два этапа. В рамках данной модификации предусматривается первый этап, заключающийся в

предварительной установке врезок для последующего размещения охлаждающих сооружений, которые будут рассмотрены отдельным проектом.

Объем подготовительных работ под организацию установки блока точек подключения включает:

1. Демонтаж участка существующего нефтепровода A1-2200-PO-037-24"-A13 (TP001/002), включая существующий PCV-102;
2. Демонтаж существующих 24" шаровых кранов RB-119 и RB-120 и существующих 3" дренажных клапанов RB-121 и RB-122.

Сборка блока новой трубной обвязки точек подключения включает следующее:

1. Установка новой секции нефтепровода A1-2200-PO-037-24"-A13 (TP001/002), включая существующий повторно используемый PCV-102;
2. Установка двух новых 24" шаровых крана RB-119 и RB-120, и двух 3" дренажных клапана RB-204 и RB-205;

а также установка двух новых линий A1-2200-PO-114-24"-A13 и A1-2200-PO-115-24"-A13 для подключения к установкам охлаждения (теплообменникам с градирнями (CWT)).

PCN21025. Установка фундаментов и кабельных лотков для размещения хроматографа установки 230 и модернизация системы пробоотбора и анализа установки 332

АСУ мониторинга выбросов на УКПНиГ предусматривает измерения содержания загрязняющих веществ в воздухе и физических параметров выхлопных/входящих газов на 2-х факелах (ВД и НД) (Установка 230) и 2-х термоокислительных трубах (Нитка 1 и нитка 2) (Установка 332).

На установке 230 блоки анализаторов устанавливаются в новом здании анализаторов A1-230-JA-001 блочно-комплектной поставки, оборудованном системой вентиляции, кондиционирования, отопления, электроснабжения и освещения.

На установке 332 блоки анализаторов устанавливаются в существующих атмосферостойких укрытиях анализаторов A1-3321-JA-002 и A1-3322-JA-002, оборудованных системами вентиляции, кондиционирования, отопления, электроснабжения и освещения. Новые аналитические системы устанавливаются и подключаются после демонтажа существующих.

еМоС 25599 Эксплуатация УКПНиГ без входного газосепаратора, но с ОЗГ 1 и 2

В целях предотвращения технологически неизбежного сжигания газа на факельной установке, и как следствие значительного объема выбросов в атмосферный воздух в случае останова входного газосепаратора для технического обслуживания предусмотрена модификация еМоС 25599, которая заключается по ведению технологического процесса без функционирования входного сепаратора.

Данный технологический процесс предусматривает на морском комплексе режим при следующих условиях:

- понижение добычи нефти до показателя 210 тыс. баррелей в сутки;
- обратная закачка газа с установки 365 на двух технологических линиях морского комплекса со среднесуточным дебитом закачки 16,7–16,8 млн м3/сут газа.

При этом режиме:

- весь попутный нефтяной газ, полученный при его сепарировании на установке 200 морского комплекса закачивается в пласт;
- отсутствует транспортировка сырого газа на наземный комплекс;
- осуществляется транспортировка нефти (только) на наземный комплекс.

Технологический процесс на УКПНиГ предусматривает эксплуатацию:

- Двух технологических линий нефти;

- Растворенный газ в нефти, отсепарированный в процессе подготовки нефти, подается на Установку 360 для компримирования газа и подачи на УКПГ (установка комплексной подготовки газа – две технологические линии);
- Товарный газ и сжиженный углеводородный газ не экспортируются, а топливный газ/СУГ используются для собственных нужд.

PCN21017. Взрывоустойчивые модульные здания для укрытия операторов

Для обеспечения безопасных условий пребывания полевых операторов на территориях площадок предусматривается пять Взрывоустойчивых модульных зданий, чтобы предоставить операторам защищенное место для коротких перерывов на отдых, проведения сменных совещаний и повседневной деятельности (ведение журналов и протоколов).

Взрывостойкие модули будут установлены на следующих площадках УКПНиГ:

1. Установка подготовки газа (модуль 1);
2. Установка серы (модуль 2);
3. Установка подготовки нефти (модуль 3);
4. Северные внезаводские сооружения / складская зона (модуль 4);
5. Зона инженерного обеспечения (модуль 5).

Каждое здание одноэтажное, прямоугольное в плане, с габаритными размерами в осях 8.25 x 3.7 м. Блок полной заводской готовности. Основание выполнено из системы металлических балок, обшито металлическими листами. Блок бокс устанавливается на столбчатые фундаменты, на высоте 0.5 м от поверхности земли.

2.3.2. Организация рельефа и прокладка межплощадочных коммуникаций

Планировочные работы по размещению оборудования для модификаций в основном осуществляются на существующих действующих объектах и будут выполняться в границах существующей застройки на спланированной территории УКПНиГ. Исключением являются работы по строительству и обустройству 24 дополнительных площадок, которые предусмотрены для вспомогательных работ и размещению временных офисов и площадок складирования строительных материалов и оборудования подрядчиков (таблица 2.3.2-1).

Таблица 2.3.2-1 Описание дополнительных площадок для размещения временных офисов, строительного оборудования и материалов

#	Участок	Местоположение площадки	Назначение	Детали конструкции	Площадь, м ²
1	УКПНиГ	Установка 601	Площадки для установки резервуаров (frack tanks)	Участок утрамбован, посыпан гравием, подъездная дорога к участку выложена бетонными плитами	486
2	УКПНиГ	Установка 560			1474
3	УКПНиГ	Установка 220			1312
4	УКПНиГ	Установка 330			1645
5	УКПНиГ	Установка 210			805.7
6	УКПНиГ	Установка 210			1307
7	УКПНиГ	Установка 332			6029
8	СЗЗ	Пересечение с трубопроводом	ОЕ-5/GE-5/OE-7/TR2 Для офисных контейнеров	Участок спланирован, установлены 5 офисных контейнеров для операторов в зоне трубопровода	75
9	УКПНиГ	Предзаводская зона	Участок для размещения офиса и контейнеров для хранения инструментов Подрядчика	Участок утрамбован, посыпан гравием; установлены контейнеры	6300
10	УКПНиГ	Предзаводская зона	Мастерские для строительных работ по покраске/резке/очистке сеток рядом с временными офисами контейнерного типа	Участок утрамбован, посыпан гравием; установлены контейнеры	1400

Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе. Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду

#	Участок	Местоположение площадки	Назначение	Детали конструкции	Площадь, м ²
11	Около офиса Самал вне зоны С33	Участок офисной базы Arna United	Офис для персонала	Участок утрамбован, посыпан гравием; под контейнеры - бетонные плиты. Территория огорожена; Установлено несколько офисных контейнеров; выполнены все инженерные коммуникации, такие как канализация; станции подъема сточных вод; электрические линии; Установлен закрытый парковочный ангар для погрузчиков топлива с бетонным подвалом	4700
12	Около офиса Самал вне зоны С33	Участок офисной базы KZF	Офис для персонала	Участок утрамбован, посыпан гравием, покрыт бетонными плитами в месте для хранения/стоянки тяжелых грузовиков и мобильного оборудования. Территория огорожена; построены мастерские и офисные помещения и несколько офисных контейнеров; проведены инженерные коммуникации, такие как водопровод, канализационные трубы, станции подъема сточных вод	21000
13	Около офиса Самал вне зоны С33	AGP Holding	Офис для персонала	Участок утрамбован, посыпан гравием; предусмотрено частичное бетонное покрытие для хранения сыпучих материалов Территория огорожена забором. На площадке установлены контейнеры для офисов и закрытая парковка	20000
14	Около офиса Самал вне зоны С33	AGP Holding	Площадка для хранения сыпучих материалов	Участок утрамбован, посыпан гравием.	7300
15	Samal Utility 2	База Nazar Solution	Площадка для базы/офиса	Участок утрамбован, посыпан гравием.	14800
16	Samal Utility 2	База West Dala	Площадка для базы/офиса	Участок утрамбован, посыпан гравием.	1100
17	С33	Недалеко от границы озеленения	Площадка для хранения сыпучих и др. строительных материалов	Утрамбованная земля	7000
18	Зона инженерного обеспечения	Установка 560. Отпарка кислой воды	Площадка для временного хранения хим. Реагентов, например, поглотителя H ₂ S	Бетонные плиты	20
19	УКПНИГ	A1-520-НС-002	Установка воздушного охлаждения воды УОХГ	Бетонные плиты	251,6
20	УКПНИГ	Установка 220	Башня охлаждения воды экспортного нефтепровода	Бетон	12
21	УКПНИГ	Нефть нитка 1	Небольшая застроенная территория для расположения подъемного крана	Участок утрамбован, посыпан гравием и бетонными плитами	300
22	УКПНИГ	Нефть нитка 2	Небольшая застроенная территория для расположения подъемного крана	Участок утрамбован, посыпан гравием и бетонными плитами	55
23	УКПНИГ	Сера нитка 1 и 2	Небольшая застроенная	Участок утрамбован,	300

Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе. Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду

#	Участок	Местоположение площадки	Назначение	Детали конструкции	Площадь, м ²
			территория для расположения подъемного крана	посыпан гравием и бетонными плитами	
24	УКПНИГ	Ворота зоны инженерного обеспечения	Бетонная дорожная зона для входного турникета	Участок утрамбован, посыпан гравием и бетонными плитами	80

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

2.3.3. Транспорт

Транспортные связи осуществляются по существующим дорогам общей сети. Это – железная дорога «Атырау-Макат» и автомобильная дорога III категории «Атырау-Актобе».

Доставка труб и оборудования предусматривается сначала ж/д транспортом, а потом автомобильным транспортом (который, при необходимости, должен быть укомплектован специализированными средствами погрузки и разгрузки) до места производства работ.

Доставка песка, щебня, ПГС предусматривается от карьеров до места производства строительства.

Приготовление бетонной смеси – централизованно на заводе. Доставка бетона – в автобетоносмесителях. Доставка опалубки и арматуры в виде готовых сеток, каркасов и отдельных стержней осуществляется бортовыми автомобилями. Организацию доставки оборудования и материалов с ж/д станций разгрузок до площадок строительства осуществляет служба комплектации.

Перемещение строительной техники и механизмов, связанных с вывозом, доставкой грузов, строительных материалов непосредственно на стройплощадки предусматривается по существующим подъездным и внутриплощадочным дорогам УКПНИГ. В случае необходимости проезд возможен по спланированной территории.

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

Перечень необходимого автотранспорта представлен в таблице 2.3.7-3.

2.3.4. Организация рабочих мест

Размещение персонала подрядчика планируется в существующем поселке «Самал», который находится в 8,6 км от УКПНИГ. Доставка строителей осуществляется автобусами.

Временный лагерь-площадка подготовительных работ строителей, устраивается из инвентарных зданий организацией-подрядчиком (Контейнеры 40" и 20", которая осуществляет их эксплуатацию, организует питание и медицинское обслуживание, оборудует информационный щит с указаниями реквизитов подрядчика, схему размещения объектов и движения (стоянки) транспортных средств. Генплан должен быть согласован с отделами охраны труда, пожарной безопасности, гражданской обороны, ЧС заказчика.

Подъездные пути, проезды и пешеходные дорожки, участки, прилегающие к санитарно-бытовым и административным помещениям, покрываются щебнем.

Для строительных площадок и участков работ предусматривается общее равномерное освещение в соответствии с СП РК 1.03-105-2013.

Электроснабжение предусматривается от дизель-генераторов.

При отсутствии централизованного водопровода или другого источника водоснабжения допускается использование привозной воды. Вода на хозяйственно-бытовые нужды привозная, используется главным образом в туалетах, душевых и умывальниках. Предполагаются емкости для воды. Требования к привозной воде и емкостям для хранения воды в соответствии с пп. 13-18 Гл. 2 № КРДСМ-49. На предприятии предусматривается установка бытовых и туалетных контейнеров для персонала

Сбор, хранение, транспортировка отходов регулируется в соответствии с Санитарными правилами "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления", утвержденными приказом исполняющего обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 (с изменениями от 22.04.2023 г.). После окончания строительства временные сооружения для подготовительных работ подлежат демонтажу.

2.3.5. Основные виды работ по модернизации

Реализация мероприятий по модернизации предполагает выполнение следующих этапов работ:

1. Подготовительные работы;
2. Планирование работ по модернизации;
3. Комплектация оборудованием и материалами;
4. Выполнение строительно-монтажных работ (СМР);
5. Приемка выполненных работ и проведение пуско-наладочных работ (ПНР);
6. Подготовка и ввод в работу объектов после модернизации.

Подготовительные работы включают:

1. Подготовка площадок для приема грузов;
2. Подготовка площадок для сборки и монтажа;
3. Устройство площадок для складирования материалов.

Строительно-монтажные работы будут проводиться в 1 смену с использованием ручного труда и применением средств механизации, обеспечивающих подготовку площадки строительства, устройство коммуникаций, возведение сооружений и монтаж, и обвязку оборудования в оптимальные сроки. СМР также включают электромонтажные работы и монтаж систем автоматизации.

После проведения основных СМР в обязательном порядке проводятся изоляционные, антикоррозийные и теплоизоляционные работы.

Испытания трубопроводов

Трубопроводы необходимо испытывать на прочность и герметичность. Испытание на прочность и плотность трубопроводов проводится гидравлическим способом.

Заполнение водой производится из существующих водопроводных сетей наполнительно-опрессовочным агрегатом типа АНО-203 или дозировочным поршневым насосом типа 2НД125/400НД в местах, указанных на технологической схеме на испытание технологических трубопроводов, уточненных на стадии разработки рабочей инструкции. После гидравлических испытаний вода сливается в автоцистерны и вывозится на очистные сооружения УКПНиГ. Для удаления остатков влаги, а также воды из нижних участков трубопроводов, выполняется продувка сжатым воздухом от компрессора.

Снабжение объекта основной частью строительных материалов, конструкций и оборудованием планируется с существующей базы материально-технического обеспечения строительно-монтажной организации с централизованной поставкой автотранспортом в одну смену.

Складирование строительных материалов и конструкций в пределах стройплощадки предусмотрено в специально отведенных местах, выполненных с покрытием из щебня.

Заправка машин и механизмов горюче-смазочными материалами осуществляется на заправочных станциях или автозаправщиком.

Временный проезд строительного транспорта ко всем технологическим площадкам установлен по существующим дорогам и проездам.

Обеспечение строительства водой, электроэнергией осуществляется от действующих объектов, расположенных на прилегающих территориях. Обеспечение СМР сжатым воздухом, паром, ацетиленом, кислородом будет осуществляться от временных установок.

Сбор хозяйственных стоков предусматривается в специальные емкости с последующим вывозом.

2.3.6. Общая продолжительность работ

Общая продолжительность проектируемых работ составит 7 месяцев, в том числе, 1 мес. подготовительные работы в 2026 г. Эксплуатация объекта с проектным уровнем добычи 450 тыс.барр/сут планируется при условии реализации на Наземном комплексе Проекта “Строительство нового трубопровода сырого газа. Корректировка.” 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 при наращивании добычи нефти.

2.3.7. Потребность в ресурсах

Средняя численность рабочих кадров рассчитана на основании трудоёмкости строительно-монтажных работ (таблица 2.3.7-1).

Таблица 2.3.7-1 Потребность в рабочей силе

Объекты кап. строительства	Всего, Чрасч	Рабочие, Чрасч	ИТР, Чрасч	Служащие, Чрасч	МОП и охрана, Чрасч
1	2	3	4	5	6
Производственного назначения, %	100	83,9	11	3,6	1,5
по объекту, чел.	72	60	8	3	1

Число работников, находящихся на вахте, составит 72 человек.

Число работников, находящихся на сменном отдыхе = 58 человек.

Таким образом, списочная численность составит: $72 + 58 = 130$ человек.

В течение рабочей вахты размещение работников, занятых в строительстве, предусматривается в бытовых помещениях, которые должны иметь степень огнестойкости – V и обеспечены электроосвещением, теплом, водоснабжением, канализацией (возможно использование помещений, предоставляемых заказчиком).

Доставка на работу и с работы будет осуществляться транспортом подрядчика.

Потребность в строительных машинах, средствах автотранспорта посчитана исходя из объемов перевозок строительных конструкций, материалов, труб, оборудования, других материальных ресурсов, необходимых для строительства объекта (таблицы 2.3.7-2 – 2.3.7-3).

Таблица 2.3.7-2 Строительные машины и механизмы

Наименование механизмов	Кол-во шт. (компл.)	Область применения
Экскаватор “обратная лопата” с ковшом емкостью свыше 0,5 до 0,65 м³	1	Рытье траншей и котлованов на площадках
Экскаватор “обратная лопата” с ковшом емкостью свыше 0,15 до 0,25 м³	2	Рытье траншей и котлованов на площадках
Автогрейдер мощностью от 88,9 до 117,6 кВт (от 121 до 160 л.с.), массой от 9,1 до 13 т	1	Планировка насыпей
Автопогрузчики, грузоподъемность 5 т	1	При различных монтажных работах

Обустройство месторождения Кашаган. Наращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе. Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду

Наименование механизмов	Кол-во шт. (компл.)	Область применения
Бульдозер мощн. двигателя 66-96 кВт	4	Перемещение грунта, вертикальная планировка, засыпка траншей
Каток самоходный весом до 25 тонн	1	Уплотнение грунта, гравийно-щебеночных и стабилизационных материалов
Компрессоры передвижные с двигателем внутреннего сгорания давлением до 686 кПа (7 атм), производительность 5 м³/мин	1	Уплотнение грунта
Трамбовки пневматические при работе от компрессора	1	
Лебедки электрические тяговым усилием свыше 49,05 до 78,48 кН (8 т)	2	Подъем секций, оборудования
Автоматы сварочные номинальным сварочным током 450-1250 А	2	
Станки сверлильные/Пресс-ножницы комбинированные/ Аппарат для газовой сварки и резки/ Дрели	1	
Агрегаты сварочные передвижные с бензиновым двигателем, с номинальным сварочным током 250-400 А	1	Устройство заземления, сварочные работы
Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	1	
Ямокопатели	1	Устройство ям
Автокран грузоподъемностью 10 тонн	2	Погрузочно-разгрузочные, различные монтажные работы
Автокран грузоподъемностью 16 тонн	1	Погрузочно-разгрузочные, различные монтажные работы
Машины бурильно-крановые с глубиной бурения 3,5 м на автомобиле	1	При монтажных работах опор освещения, работах по заземлению
Краны-манипуляторы, грузоподъемность 16 т	1	
Подъемники гидравлические высотой подъема до 10 м	1	
Вышки телескопические, высота подъема 25 м	1	
Домкраты гидравлические грузоподъемностью свыше 50 до 63 т	2	При монтаже кабелей, оборудования
Лебедки электрические тяговым усилием свыше 122,62 до 156,96 кН (16 т)	2	
Агрегат сварочный передвижной с номинальным сварочным током 250-400 А с дизельным двигателем	2	Сварочные работы
Агрегаты для сварки полиэтиленовых труб	1	Сварочные работы
Пневматические трамбовки	8	Уплотнение грунта
Комплексная монтажная машина для выполнения работ при прокладке и монтаже кабеля на базе автомобиля	1	Кабельные работы
Агрегаты окрасочные высокого давления для окраски поверхностей конструкций, 1 кВт	1	Окраска металлоконструкций
Бетоносмесительная установка Производ. 60 м³/час	1	Приготовление бетона
Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	1	Сварочные работы
Выпрямители сварочные однопостовые с номинальным сварочным током 315-500 А	2	- " -
Котлы битумные передвижные, 400 л	1	Приготовление битума
Вышка телескопическая на автомобиле	2	Монтаж и подключение электроустановок
Раскаточная тележка	2	Монтаж электропровода
Бурильно-крановая машина	1	Бурение ям, скважин
Вибробадья с вибратором	2	Укладка бетонной смеси
Лаборатория передвижная монтажно-измерительная для волоконно-оптических линий связи	1	Прокладка ВОЛС
Перфоратор электрический, Дрели электрические/ Шуруповерты строительно-монтажные	2	Отверстия
Вибраторы поверхностные	2	Уплотнение бетона
Агрегаты окрасочные высокого давления для окраски поверхностей конструкций, 1 кВт	1	Окраска стальных конструкций

Наименование механизмов	Кол-во шт. (компл.)	Область применения
Автобетоносмеситель	1	Транспорт бетонной смеси от РБУ
Шлифовальные машины	1	Окончательная подготовка поверхности, выравнивание поверхности
Стационарные подъемники	2	Производство работ на высоте
Инвентарные леса	1	Производство работ на высоте
Ремонтно-механическая мастерская - передвижная	1	Производство ремонтных и наладочных работ строительных машин, электроинструмента

Таблица 2.3.7-3 Перечень необходимого автотранспорта

Наименование автомобильного транспорта	Марка или тип	Кол-во, шт.	Область применения
Специализированный транспорт – г/п 21 тн с прицепом:	КАМАЗ 54115	2	Транспорт металлоконструкций, и др. строительных конструкций
Автосамосвалы г/п – 10 тн	на базе КАМАЗ	1	Транспорт грунта, щебня, песка, ПГС, а/б
Бортовой автомобиль г/п до 5 тн	КАМАЗ 53215	2	Транспорт, кабеля, цемента, лакокрасочных, изоляционных материалов, отделочных материалов, стальных конструкций
Автомобиль специализированный для транспорта кислородных баллонов	Урал 4320	1	Транспорт кислородных баллонов и ацетилен
Пассажирские автобусы вместимостью 25 чел.	Урал 43-114	2	Доставка работающих к месту строительства

2.1. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Данный проект рассматривает наращивание производительности по ранее утвержденным проектным решениям технологических процессов на наземном комплексе до 450 тыс.баррелей/сут. Производственная деятельность с учетом перспективы развития разработки месторождения Кашаган была утверждена Заключением государственной экологической экспертизы KZ27VCY00829239 от 10.02.2021 на проект «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду» к «Проекту разработки месторождения Кашаган по состоянию на 01.04.2020 г.».

Предусмотренный настоящим проектом вариант осуществления намечаемой деятельности согласован в рамках Технического проекта «Обустройство месторождения Кашаган. Наращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе» положительным Заключением № EKZ-0042/24 от 28.10.2024 г. палатой экспертных организаций ТОО «Экспертиза KZ».

3. ОПИСАНИЕ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

3.1. КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Физико-географическое положение Атырауской области определяет континентальность климата, основными чертами которого является преобладание антициклонических условий, резкие колебания температур в течение года и суток, жесткий ветровой режим и дефицит осадков.

Зима Северо-Восточного Прикаспия отличается суровостью и неустойчивостью погоды. Начинается она обычно в первой декаде ноября, когда средняя температура падает ниже нуля, а заканчивается в конце марта. Самые низкие температуры имеют место в периоды радиационного выхолаживания поверхности в периоды длительного господства арктического воздуха при установившихся антициклонах.

Лето наступает в начале мая, когда среднесуточная температура превышает плюс 20 °С. Лето характеризуется большими величинами суммарной радиации, резким уменьшением повторяемости антициклонов и увеличением повторяемости циклонов. Проходящие атмосферные, чаще холодные, фронты как правило вызывают только кратковременные усиления ветра и пыльные бури.

Переходные сезоны года очень непродолжительны. Весна начинается обычно в середине марта, а заканчивается в начале мая. В начале весны имеют место наиболее резкие в году колебания температуры, связанные с чередованием арктических и тропических вторжений. В то же время наблюдается значительное увеличение повторяемости ясной погоды и резкое уменьшение относительной влажности воздуха.

Осенью температура быстро снижается в связи с холодными вторжениями, увеличением облачности и прогрессирующим уменьшением радиационного баланса. Начинается осень в середине сентября, заканчивается в начале ноября. В осенний период наблюдается перестройка барико-циркуляционных условий на зимний режим, в связи с чем преобладает малооблачная погода.

Климат Северного Прикаспия определяют значительное количество солнечной радиации и небольшое количество атмосферных осадков. В зимнее время над акваторией моря и над побережьем господствуют холодные и сухие воздушные массы северо-восточного направления, а в летнее время преобладают сухие континентальные южные и юго-восточные массы.

Под влиянием этих воздушных масс формируется континентальный засушливый климат со значительными перепадами годовых и суточных температур. Основные осадки весной и осенью приносят западные воздушные массы. За счет испарения с акватории Каспийского моря и переноса влажных воздушных масс местными бризами на сушу климатические условия прибрежной зоны более мягкие, летом более прохладные и влажные, зимой более теплые и влажные.

Для характеристики климатических условий использованы данные многолетних наблюдений (2020-2024 гг.) метеорологической станции РГП «Казгидромет», расположенной в г. Атырау (Дополнение В.1.1) и метеорологической станции автоматического наблюдения Макат.

На Автоматической станции наблюдения Макат данные по пунктам: скорость ветра, повторяемость превышения, которой составляет 5%, средние даты, определяющие границы климатических сезонов и средняя продолжительность сезонов не предоставляются, так как расчеты не производятся. *Данные по средним датам, определяющие границы климатических сезонов и средняя продолжительность сезонов не предоставляются, так как расчеты не производятся на АМС Макат.*

Согласно Государственным нормативам в области архитектуры, градостроительства и строительства СВОД ПРАВИЛ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН. СП РК 2.04-01-2017. Строительная климатология BUILDING CLIMATOLOGY (с изменениями и дополнениями по состоянию на 13.05.2025 г.), раздел 3. пункт.3.24. В случае отсутствия в таблицах, данных для района

строительства, климатические параметры следует принимать равными климатическим параметрам ближайшего к нему пункта.

Наземные объекты NCOC N.V., находятся в климатическом районе, особенности которого фиксируются близлежащей береговой метеостанцией г. Атырау (40 км).

Температурный режим

Континентальный засушливый климат Атырауской области характеризуется большими колебаниями сезонных и суточных температур. Показатели среднемесячной температуры воздуха приведены в таблице 3.1-1.

Таблица 3.1-1 Среднемесячная и среднегодовая температура воздуха в районе проведения работ, °С

Пункт наблюдения	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
М/с Атырау	-4,0	-1,8	4,1	14,6	20,2	27,1	28,7	27,3	19,2	10,9	3,3	-3,8	12,2
АМС Макат	-6,7	-4,9	2,3	15,0	20,5	26,9	28,1	27,6	18,9	10,1	2,5	-4,1	11,4

Источник: Справки Казгидромет.

Анализ хода среднемесячной температуры воздуха, по данным таблицы 3.1-1, показывает, что самыми холодными месяцами являются декабрь-январь, а самым жарким – июль.

Резкий переход от отрицательных к положительным температурам наблюдается в конце марта. В течение апреля происходит быстрое нарастание температурного фона.

Среднегодовая температура воздуха по метеостанции Атырау составляет плюс 12,2 °С, по автоматической метеостанции Макат плюс 11,4. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца по метеостанции Атырау – 35,0 °С, по АМС Макат -35,5 °С. Продолжительность периода с температурой воздуха выше +10 °С составляет 170-180 дней.

Амплитуда колебания среднемесячной температуры самого теплого и самого холодного месяцев, говорит о значительной континентальности климата, несмотря на смягчающее влияние Каспийского моря.

Режим атмосферных осадков

Данные о среднемесячном количестве осадков по месяцам представлены в таблице 3.1-2.

Таблица 3.1-2 Среднее месячное и среднегодовое количество осадков в районе проведения работ, мм

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
М/с Атырау	77,7	135,0	86,4	70,0	108,3	47,7	51,0	15,2	52,6	93,5	91,7	59,5	888,6
АМС Макат	32,7	56,9	46,9	58,2	93,8	66,1	54,6	28,8	35,1	98,4	62,8	46,6	680,9

Источник: Справки Казгидромет.

Для Северо-восточного Прикаспия характерен среднеазиатский (пустынный) тип годового хода осадков с двумя максимумами: май и октябрь-ноябрь – месяцы, обусловленные проникновением влажных западных воздушных масс. Во влажные месяцы осадков может выпадать до двух месячных норм, а в засушливые – менее 20% от месячной нормы. Большая часть осадков (около 65-70%) выпадает в виде дождя, около 10-15% осадков носят смешанный характер (дождь, снег) и около 15-20% осадков выпадает в виде снега.

По метеостанции м/с Атырау: Среднегодовая сумма осадков по метеостанции Атырау составляет 888 мм, максимум осадков выпадает в феврале (135,0 мм), минимум в августе – 15,2 мм. Суммарная продолжительность осадков в виде дождя составляет 1513 часов.

Твердые осадки – снег, крупа, снежные зерна наблюдаются с октября-ноября по март-апрель. Продолжительность снежного периода и количество выпавших осадков в Северо-Восточном Прикаспии уменьшается по мере смещения на юг.

Средняя дата образования и разрушения устойчивого снежного покрова приходится на период 10 декабря – 4 марта. Средняя высота снежного покрова за зиму по метеостанции Атырау составляет 3 см. Число дней со снежным покровом 6 и более баллов по метеостанции Атырау составляет 31 день в году.

Средняя дата появления снежного покрова – 29 ноября. Средняя дата образования устойчивого снежного покрова – 23 декабря. Средняя дата разрушения устойчивого снежного покрова – 27 февраля. Средняя дата схода снежного покрова – 15 марта.

По автоматической метеостанции АМС Макат: Среднегодовая сумма осадков по АМС Макат составляет 680,9 мм, максимум осадков выпадает в мае (93,8 мм), минимум в августе – 28,8 мм.

Влажность воздуха

Зимой относительная влажность высокая (76-89%), летом довольно низкая (33-34%). Данные о среднемесячной и годовой относительной влажности воздуха сведены в таблицу 3.1-3. Относительная влажность воздуха увеличивается от побережья к открытому морю. Близость пустынь к восточному побережью Каспия приводит к высушиванию воздуха в этих районах.

Таблица 3.1-3 Среднемесячная и среднегодовая относительная влажность воздуха в районе УКПНИГ, %

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
М/с Атырау	79	78	66	51	44	36	38	35	42	57	74	78	56
АМС Макат	89	87	71	54	44	33	35	31	38	58	79	84	59

Источник: Справка Казгидромета.

Восточный берег Северного Каспия, по сравнению с другими районами моря, отличается большей засушливостью, что связано с редким проникновением в этот район влажных атлантических масс воздуха.

Ветровой режим

Характерной особенностью климата Северо-восточного Каспия является очень высокая динамика атмосферы, создающая активный турбулентный обмен и препятствующая развитию застойных явлений в приземном слое атмосферы за счет сильных ветров. Среднегодовая повторяемость направлений ветра и штилей в районах проведения работ представлена в табл. 3.1-4 и на рис. 3.1.1 и 3.1.2.

Таблица 3.1-4 Среднегодовая повторяемость направлений ветра и штилей в районе проведения работ, %

Станция	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
М/с Атырау	10	12	15	19	9	12	12	11	2
АМС Макат	10	11	22	12	9	12	13	11	10

Источник: Справки Казгидромет.

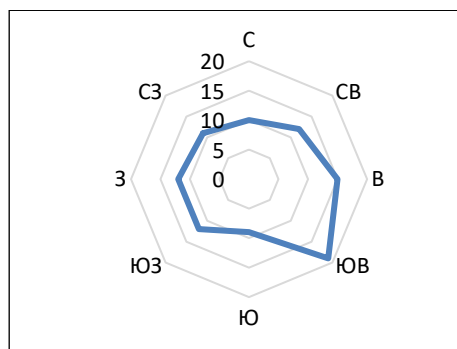


Рисунок 3.1.1 Роза ветров по м/с Атырау

**Рисунок 3.1.2 Роза ветров по АМС Макат**

В зимние месяцы, в период максимального развития Монгольского и Сибирского антициклонов, преобладают ветры восточных румбов, приносящие холодный сухой воздух и безветренную погоду. В летний период высока повторяемость ветров западных направлений в связи с частым прохождением циклонов с Атлантики через Западный Казахстан и юг Урала. Весной и осенью преобладают ветры восточных румбов.

Средняя скорость ветра по направлениям представлена в таблице 3.1-5-3.1-6.

Таблица 3.1-5 Средняя скорость и повторяемость ветра по направлениям по м/с Атырау

Параметры	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Скорость, м/с	3,8	3,6	4,5	5,3	3,9	4,1	4,3	4,2
Повторяемость, %	10	11	16	18	9	12	13	11

Источник: Справки Казгидромет. Средняя повторяемость штиля составляет 3%.

Таблица 3.1-6 Средняя скорость ветра по направлениям по АМС Макат

Параметры	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Скорость, м/с	4,6	4,5	6,2	5,2	4,4	5,3	5,7	5,2

Источник: Справки Казгидромет. повторяемость не предоставлена, так как АМС Макат станция автоматического наблюдения

Опасные гидрометеорологические явления

В регионе распространены такие крайне опасные природные явления как штормовой ветер со скоростью, превышающей 15 м/с, снежные метели, грозы, туманы и т. д. Данные предоставлены по м/с Атырау (таблица 3.1-7).

Таблица 3.1-7 Среднее число дней с атмосферными явлениями за год

Пункт наблюдения	Ветер более 15 м/с	Туман	Метель	Гроза
М/с Атырау*	42,2	28,6	1,2	12,4

Источник: **Справки Казгидромета.

В холодный период года сильные ветры вызывают метели, а в теплый – песчаные бури.

3.2. АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

3.2.1. Качество атмосферного воздуха

Для характеристики современного состояния атмосферного воздуха в районе наземного комплекса использованы данные, полученные в ходе производственного экологического контроля (ПЭК) в периоды 2021-2024 гг.

Компания в рамках ПЭК выполняет мониторинг воздействия на атмосферный воздух от наземных объектов, расположенных в Атырауской области, и следит за качеством атмосферного воздуха в ближайших населенных пунктах и на границе СЗЗ:

- станциями мониторинга качества воздуха в ближайших населенных пунктах;
- станциями мониторинга качества воздуха на границе санитарно-защитной зоны по четырем направлениям (север, юг, запад и восток).

Станции мониторинга качества воздуха (СМКВ) работают в круглосуточном режиме и оснащены автоматическими газоанализаторами и метеорологическими сенсорами. СМКВ измеряют концентрации основных составляющих выбросов производства – сероводорода, азота диоксида, азота оксида, углерода оксида, диоксида серы. Дополнительно проводятся инструментальные измерения углеводородов предельных C1-C5, C6-C10, метилмеркаптана, этилмеркаптана и серы элементарной.

Кроме того, компания проводит контроль приземных концентраций загрязняющих веществ в районе площадок размещения жидких технологических отходов и размещения серы, а также подфакельные наблюдения. В связи с тем, что измерения проводятся внутри санитарно-защитной зоны (*концентрации сравниваются с ПДК для рабочей зоны*), результаты не вошли в общий анализ качества атмосферного воздуха (*сравнение концентраций с ПДК для населенных мест*).

Схема расположения станций наблюдений за качеством атмосферного воздуха приведена на рисунке 3.2.1.

Для наблюдения за изменением состояния и качества атмосферного воздуха в районе воздействия наземных объектов Компании в Атырауской области, проведен анализ изменений приземных концентраций загрязняющих веществ на границе СЗЗ.

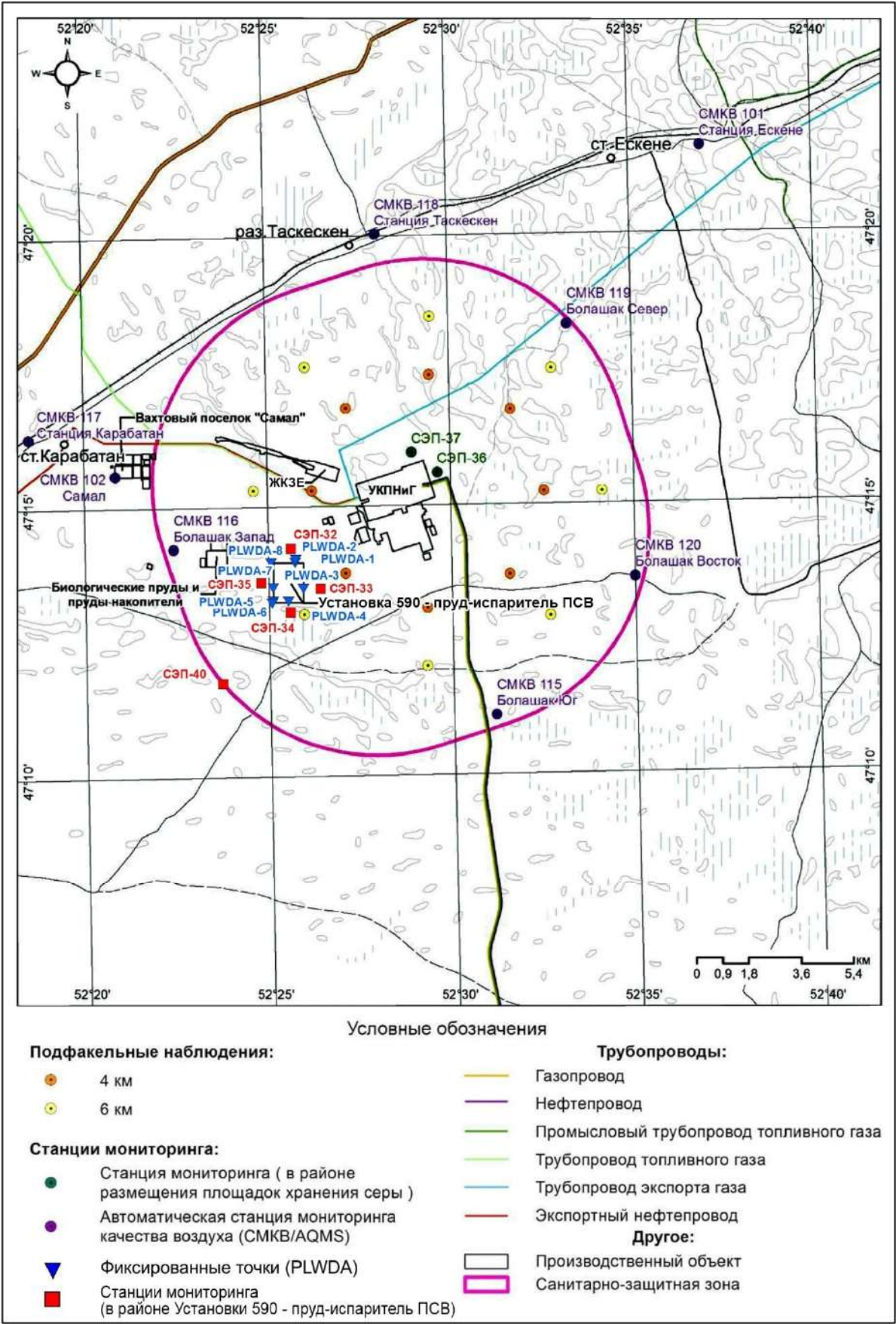


Рисунок 3.2.1 **Схема размещения станций мониторинга качества воздуха в районе УКПНИГ «Болашак»**

Характеристика воздушного бассейна по данным мониторинга 2021-24 гг.

Мониторинг воздействия на атмосферный воздух, согласно Программе ПЭК, осуществляется на границе санитарно-защитной зоны УКПНиГ «Болашак» в следующих точках:

- СМКВ 119–7 км Север (СЗЗ);
- СМКВ 115–7 км Юг (СЗЗ);
- СМКВ 120–7 км Восток (СЗЗ);
- СМКВ 116–7 км Запад (СЗЗ).

Характеристика современного состояния окружающей среды промплощадки УКПНиГ и прилегающей территории приводится по результатам Производственного экологического контроля, которые проводились в течении 2021-2024 гг. ТОО «КАПЭ».

Мониторинг состояния атмосферного воздуха в пределах промплощадки УКПНиГ сочетался с метеорологическими наблюдениями – температуры воздуха, относительной влажности, скорости и направления ветра, атмосферного давления, общим состоянием погоды (облачность, наличие осадков). Отбор проб проводился на высоте 1.5-3.5 м от поверхности земли на точке – южная граница СЗЗ УКПНиГ (таблица 3.2.1-1).

Таблица 3.2.1-1 Метеорологические параметры, зафиксированные во время отбора проб в 2024 г.

№ точки	Время отбора (квартал)	Скорость ветра м/с	Направление ветра	Давление кПа/мм.рт.ст	Влажность	Температура °С
1	2	3	4	5	6	7
СМКВ 115	1	2,4	ЮЗ	770	78	-2
	2	16,2	Ю	754	45	21,3
	3	3,8	СЗ	762	37	16,9
	4					
СМКВ 116	1	2,2	ЮЗ	770	78	-3,7
	2	8,5	В	762	40	18,4
	3	3,3	Ю	761	43	31
	4					
СМКВ 119	1	1,7	ЮЗ	762	79	-4,9
	2	3,8	В	759	46	21,6
	3	8,3	СЗ	762	32	21,3
	4					
СМКВ 120	1	3,1	ЮЗ	770	78	1,6
	2	11,4	Ю	754	47	20,7
	3	5,4	СЗ	762	43	15,8
	4	5,9	С	779	62	-9,0

Состояние атмосферного воздуха в пределах промплощадки УКПНиГ определялось на границе санитарно-защитной зоны по следующим ингредиентам: азота диоксид, азота оксид, серы диоксид, углерода оксид, углеводороды С1-С5 и С6-С10. Данные по результатам замеров 2021-2024 гг. приведены в таблицах 3.2.1-2 – 3.2.1-5.

Таблица 3.2.1-2 Данные по результатам замеров атмосферного воздуха на УКПНиГ за 2021-2024 гг. СМКВ 115 – Болашак Юг

Точки отбора проб	Наименование ЗВ	Фактическая концентрация, мг/м³				Кратность ПДК м.р.	Наличие превышения ПДК
		I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал		
1	2	3	4	5	6	7	8
2021 г.							
Граница СЗЗ	Азота диоксид	0,0023	0,0014	0,0027	0,0023	0,0109	нет
	Азота оксид	0,0023	0,0004	0,0005	0,0008	0,0025	нет
	Серы диоксид	0,0013	0,0008	0,0010	0,0012	0,0022	нет
	Углерода оксид	0,2881	0,1542	0,2011	0,1921	0,0418	нет
	Сероводород	0,00090	0,00220	0,00220	0,00090	0,1250	нет

Точки отбора проб	Наименование ЗВ	Фактическая концентрация, мг/м³				Кратность ПДК м.р.	Наличие превышения ПДК
		I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал		
1	2	3	4	5	6	7	8
	Углеводороды C ₁ -C ₅	<25	<25	<25	<25	-	нет
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	<30	<30	<30	<30	-	нет
2022 г.							
Граница СЗЗ	Азота диоксид	0,0030	0,0050	0,0036	0,0020	0,0170	нет
	Азота оксид	0,0008	0,0004	0,0005	0,0007	0,0016	нет
	Серы диоксид	0,0008	0,0377	0,0007	0,0012	0,0202	нет
	Углерода оксид	0,2099	0,1944	0,1314	0,1701	0,0353	нет
	Сероводород	0,00081	0,00247	0,00196	0,00174	0,0017	нет
	Углеводороды C ₁ -C ₅	<25	<25	<25	<25	-	нет
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	<30	<30	<30	<30	-	нет
2023 г.							
Граница СЗЗ	Азота диоксид	0,0021	0,0016	0,0019	0,0024	0,0100	нет
	Азота оксид	0,0009	0,0005	0,0005	0,0005	0,0015	нет
	Серы диоксид	0,0014	0,0007	0,0014	0,010	0,0023	нет
	Углерода оксид	0,1897	0,1461	0,1977	0,2083	0,0371	нет
	Сероводород	0,00142	0,00232	0,00302	0,00085	0,2378	нет
	Углеводороды C ₁ -C ₅	<25	<25	<25	<25	-	нет
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	<30	<30	<30	<30	-	нет
2024 г.							
Граница СЗЗ	Азота диоксид	0,0025	0,0018	0,0020	0,0027	0,01125	нет
	Азота оксид	0,0024	0,0006	0,0007	0,0008	0,0028	нет
	Серы диоксид	0,0013	0,0014	0,0008	0,0009	0,0022	нет
	Углерода оксид	0,1879	0,1439	0,1882	0,1893	0,035465	нет
	Сероводород	0,0011	0,0022	0,0017	0,0008	0,18125	нет
	Углеводороды C ₁ -C ₅	<25	<25	<25	<25	-	нет
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	<30	<30	<30	<30	-	нет

Таблица 3.2.1-3 Данные по результатам замеров атмосферного воздуха на УКПНИГ за 2021-2024 гг. СМКВ 116 – Болашак Запад

Точки отбора проб	Наименование ЗВ	Фактическая концентрация, мг/м³				Кратность ПДК м.р.	Наличие превышения ПДК
		I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал		
1	2	3	4	5	6	7	8
2021 г.							
Граница СЗЗ	Азота диоксид	0,0056	0,0030	0,0030	0,0030	0,0183	Нет
	Азота оксид	0,0007	0,0003	0,0004	0,0006	0,0013	Нет
	Серы диоксид	0,0015	0,0021	0,0032	0,0019	0,0044	Нет
	Углерода оксид	0,4064	0,5865	0,5978	0,2750	0,0933	Нет
	Сероводород	0,00140	0,01240	0,00450	0,00200	0,625	Нет
	Углеводороды C ₁ -C ₅	<25	<25	<25	<25	-	Нет
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	<30	<30	<30	<30	-	Нет
2022 г.							
Граница СЗЗ	Азота диоксид	0,0025	0,0032	0,0011	0,0032	0,0125	Нет
	Азота оксид	0,0005	0,0005	0,0004	0,0009	0,0015	Нет
	Серы диоксид	0,0006	0,0020	0,0010	0,0012	0,0024	Нет
	Углерода оксид	0,2028	0,5088	0,2709	0,2016	0,0592	Нет
	Сероводород	0,00114	0,00543	0,00676	0,00162	0,0037	Нет
	Углеводороды C ₁ -C ₅	<25	<25	<25	<25	-	Нет
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	<30	<30	<30	<30	-	Нет
2023 г.							
Граница СЗЗ	Азота диоксид	0,0035	0,0028	0,0035	0,0037	0,0169	Нет
	Азота оксид	0,0016	0,0006	0,0004	0,0004	0,0019	Нет
	Серы диоксид	0,0012	0,0008	0,0007	0,0007	0,0017	Нет
	Углерода оксид	0,2221	0,1872	0,1997	0,2022	0,0406	Нет
	Сероводород	0,00217	0,00607	0,00533	0,00132	0,4653	Нет
	Углеводороды C ₁ -C ₅	<25	<25	<25	<25	-	Нет

Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Наземном комплексе. Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду

Точки отбора проб	Наименование ЗВ	Фактическая концентрация, мг/м³				Кратность ПДК м.р.	Наличие превышения ПДК
		I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал		
1	2	3	4	5	6	7	8
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	<30	<30	<30	<30	-	Нет
2024 г.							
Граница СЗЗ	Азота диоксид	0,00384	0,00324	0,0031	0,0031	0,0166	Нет
	Азота оксид	0,00036	0,00031	0,00059	0,00076	0,0013	Нет
	Серы диоксид	0,0010	0,00089	0,0011	0,0011	0,0020	Нет
	Углерода оксид	0,1279	0,1774	0,1658	0,1784	0,0325	Нет
	Сероводород	0,0011	0,0085	0,0036	0,0010	0,4438	Нет
	Углеводороды C ₁ -C ₅	<25	<25	<25	<25	-	Нет
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	<30	<30	<30	<30	-	Нет

Таблица 3.2.1-4 Данные по результатам замеров атмосферного воздуха на УКПНИГ за 2021-2024 гг. СМКВ 119 – Болашак Север

Точки отбора проб	Наименование ЗВ	Фактическая концентрация, мг/м³				Кратность ПДК м.р.	Наличие превышения ПДК
		I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал		
1	2	3	4	5	6	7	8
2021 г.							
Граница СЗЗ	Азота диоксид	0,0026	0,0022	0,0025	0,0033	0,0133	нет
	Азота оксид	0,0023	0,0021	0,0002	0,0004	0,0031	нет
	Серы диоксид	0,0039	0,0017	0,0023	0,0016	0,0048	нет
	Углерода оксид	0,3600	0,2433	0,3451	0,2918	0,0620	нет
	Сероводород	0,00100	0,00110	0,00080	0,00080	0,1156	
	Углеводороды C ₁ -C ₅	<25	<25	<25	<25	-	нет
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	<30	<30	<30	<30	-	нет
2022 г.							
Граница СЗЗ	Азота диоксид	0,0027	0,0020	0,0021	0,0026	0,0118	нет
	Азота оксид	0,0003	0,0033	0,0002	0,0009	0,0030	нет
	Серы диоксид	0,0016	0,0020	0,0009	0,0007	0,0026	нет
	Углерода оксид	0,3172	0,2740	0,2173	0,1673	0,0488	нет
	Сероводород	0,00081	0,00093	0,00130	0,00086	0,0010	
	Углеводороды C ₁ -C ₅	<25	<25	<25	<25	-	нет
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	<30	<30	<30	<30	-	нет
2023 г.							
Граница СЗЗ	Азота диоксид	0,0029	0,0022	0,0026	0,0032	0,0136	Нет
	Азота оксид	0,0007	0,0006	0,0007	0,0010	0,0019	Нет
	Серы диоксид	0,0012	0,0010	0,0007	0,0010	0,0020	Нет
	Углерода оксид	0,2245	0,2018	0,2151	0,2045	0,0423	Нет
	Сероводород	0,00105	0,00116	0,00129	0,00073	0,1322	Нет
	Углеводороды C ₁ -C ₅	<25	<25	<25	<25	-	Нет
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	<30	<30	<30	<30	-	Нет
2024 г.							
Граница СЗЗ	Азота диоксид	0,0043	0,0024	0,0026	0,0026	0,0149	Нет
	Азота оксид	0,00085	0,00051	0,00045	0,00055	0,0015	Нет
	Серы диоксид	0,0033	0,0011	0,0009	0,0008	0,0031	Нет
	Углерода оксид	0,2255	0,1592	0,1941	0,1671	0,0373	Нет
	Сероводород	0,0010	0,0015	0,0013	0,0007	0,1406	Нет
	Углеводороды C ₁ -C ₅	<25	<25	<25	<25	-	Нет
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	<30	<30	<30	<30	-	Нет

Таблица 3.2.1-5 Данные по результатам замеров атмосферного воздуха на УКПНИГ за 2021-2024 гг. СМКВ 120 – Болашак Восток

Точки отбора проб	Наименование ЗВ	Фактическая концентрация, мг/м³				Кратность ПДК м.р.	Наличие превышения ПДК
		I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал		
1	2	3	4	5	6	7	8
2021 г.							
Граница СЗЗ	Азота диоксид	0,0048	0,0027	0,0027	0,0029	0,01638	нет
	Азота оксид	0,0010	0,0004	0,0002	0,0003	0,0012	нет
	Серы диоксид	0,0022	0,0014	0,0016	0,0014	0,0033	нет
	Углерода оксид	0,2440	0,2509	0,2742	0,2296	0,0500	нет
	Сероводород	0,00080	0,00100	0,00120	0,00100	0,1250	нет
	Углеводороды C ₁ -C ₅	<25	<25	<25	<25	-	нет
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	<30	<30	<30	<30	-	нет
2022 г.							
Граница СЗЗ	Азота диоксид	0,0022	0,0020	0,0026	0,0025	0,0115	нет
	Азота оксид	0,0009	0,0013	0,0003	0,0007	0,0019	нет
	Серы диоксид	0,0009	0,0008	0,0008	0,0014	0,0019	нет
	Углерода оксид	0,2133	0,1614	0,1825	0,1618	0,0359	нет
	Сероводород	0,00113	0,00310	0,00112	0,00071	0,0015	нет
	Углеводороды C ₁ -C ₅	<25	<25	<25	<25	-	нет
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	<30	<30	<30	<30	-	нет
2023 г.							
Граница СЗЗ	Азота диоксид	0,0026	0,0020	0,0023	0,0026	0,0119	нет
	Азота оксид	0,0008	0,0009	0,0010	0,0010	0,0023	нет
	Серы диоксид	0,0021	0,0012	0,0013	0,0015	0,0031	нет
	Углерода оксид	0,2010	0,1669	0,1938	0,2058	0,0384	нет
	Сероводород	0,00087	0,00162	0,00165	0,00110	0,1638	нет
	Углеводороды C ₁ -C ₅	<25	<25	<25	<25	-	нет
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	<30	<30	<30	<30	-	нет
2024 г.							
Граница СЗЗ	Азота диоксид	0,0024	0,0022	0,0024	0,0029	0,0124	Нет
	Азота оксид	0,0007	0,0005	0,0005	0,0007	0,0015	Нет
	Серы диоксид	0,0019	0,0015	0,0014	0,0013	0,0031	Нет
	Углерода оксид	0,2005	0,1776	0,1996	0,2001	0,0389	Нет
	Сероводород	0,0012	0,0023	0,0016	0,0001	0,1625	Нет
	Углеводороды C ₁ -C ₅	<25	<25	<25	<25	-	нет
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	<30	<30	<30	<30	-	нет

Средние значения концентраций загрязняющих веществ в точках на границе СЗЗ УКПНИГ, замеренных в 2021-2024 гг., представлены в таблице 3.2.1-6.

Таблица 3.2.1-6 Средние значения концентраций загрязняющих веществ в точках на границе СЗЗ УКПНИГ в 2021-2024 гг.

Номер точки	Время отбора проб, год	Концентрация загрязняющих веществ, мг/м³					
		Азота диоксид	Азота оксид	Серы диоксид	Углерода оксид	Сероводород	ТСН
1	2	3	4	5	6		7
СМКВ 115 – Болашак Юг	2021	0,0022	0,0010	0,0011	0,2090	0,00155	<25
	2022	0,0034	0,0006	0,0101	0,1765	0,00175	<25
	2023	0,0020	0,0006	0,0011	0,1855	0,00190	<25
	2024	0,0023	0,0011	0,001	0,1773	0,0015	<25
СМКВ 116 – Болашак Запад	2021	0,0037	0,0005	0,0022	0,4664	0,00508	<25
	2022	0,0025	0,0006	0,0012	0,2960	0,00374	<25
	2023	0,0038	0,0008	0,0009	0,2028	0,00372	<25
	2024	0,0033	0,0005	0,0010	0,1624	0,0036	<25
СМКВ 119 – Болашак Север	2021	0,0027	0,0016	0,0024	0,2983	0,00107	<25
	2022	0,0024	0,0012	0,0013	0,2439	0,00093	<25
	2023	0,0027	0,0008	0,0010	0,2115	0,00106	<25
	2024	0,0030	0,0006	0,0015	0,1865	0,0011	<25

Номер точки	Время отбора проб, год	Концентрация загрязняющих веществ, мг/м ³					
		Азота диоксид	Азота оксид	Серы диоксид	Углерода оксид	Сероводород	ТСН
1	2	3	4	5	6		7
СМКВ 120 – Болашак Восток	2021	0,0035	0,0007	0,0017	0,2415	0,00100	<25
	2022	0,0023	0,0008	0,0010	0,1800	0,00152	<25
	2023	0,0024	0,0009	0,0015	0,1919	0,00130	<25
	2024	0,0025	0,0006	0,0015	0,1945	0,0013	<25
ПДК для населенных мест, мг/м ³		0,2	0,4	0,5	5,0	0,008	50

По результатам замеров загрязнений атмосферного воздуха на границе СЗЗ за 4 года наличия превышений санитарных нормативов по всем наблюдаемым компонентам не выявлено.

Контроль над соблюдением разрешенных объемов выбросов осуществлялся путем натурных замеров концентраций загрязняющих веществ в выбросах от основных стационарных источников, а также расчетным путем при составлении отчетных форм.

Сравнительный анализ результатов соблюдения нормативов ПДВ и разрешенных выбросов загрязняющих веществ на УКПНиГ показал, что в период 2021-2024 гг. валовые выбросы (т/год) не превышали установленные нормативы.

При проведении подфакельных наблюдений заметного воздействия выбросов загрязняющих веществ предприятия на состояние приземного слоя атмосферы в 2021-2024 гг. не выявлено, на всех постах наблюдения замеренные концентрации загрязняющих веществ были ниже предела обнаружения методики и приборов.

Результаты мониторинга атмосферного воздуха, проведенного в течение 2021-2024 гг., показали, что концентрации загрязняющих веществ в контрольных точках на контролируемых производственных площадках (пруды-испарители производственных сточных вод, площадка хранения серы) не превышают санитарные нормативы для рабочей зоны по всем наблюдаемым компонентам.

Контроль за качеством атмосферного воздуха на границе близлежащих населенных пунктов осуществляется на следующих станциях:

- СМКВ 101 ж/д станция «Ескене»;
- СМКВ 102 Вахтовый поселок «Самал»;
- СМКВ 117 ж/д станция «Карабатан»;
- СМКВ 118 ж/д станция «Таскескен».

По данным мониторинга СМКВ в ближайших населенных пунктах и на границе СЗЗ, концентрации азота диоксида, азота оксида, диоксида серы, углерода оксида за трехлетний период имеют невысокую дисперсию без явно выраженных изменений.

Исключение представляет сероводород, повышенные концентрации которого наблюдались в мае-июне 2021 г. на СМКВ-116, было отмечено единичное превышение с максимальным значением в 1,55 ПДК. Разовые превышения нормативов качества воздуха по сероводороду, зафиксированные на СМКВ-116 вблизи наземных объектов компании в 4 кв. 2022 г. – превышение с максимальным значением в 1,06 ПДК.

Краткосрочные разовые превышения нормативов качества воздуха по сероводороду, зафиксированные на СМКВ-115, 116, 119 вблизи наземных объектов компании, а также на СМКВ Запад. Ескине во 2 и 3 кварталах 2023 г. были классифицированы как связанные с внешними источниками третьих сторон и биогенным образованием сероводорода в прудах испарения.

Данные мониторинга СМКВ на границе СЗЗ показывают, что за период наблюдений (2021-2024 гг.) превышения по определяемым компонентам загрязняющих веществ не наблюдаются, только имели место единичные превышения по сероводороду (в мае-июне 2021 г. на СМКВ-116, было отмечено единичное превышение с максимальным значением в 1,55 ПДК, в 4 квартале 2022 г. – 1,06 ПДК), которые в последующих годах уже не были зафиксированы. Краткосрочные максимально разовые превышения нормативов качества атмосферного воздуха наблюдались вблизи наземных объектов. В 2024 году концентрация сероводорода на всех СМКВ

колеблется в пределах менее 0,5 ПДК и тенденция к увеличению концентраций всех определяемых загрязняющих веществ не наблюдается.

В рамках Дорожной карты предприятия приняты мероприятия по снижению активности SRB сульфатредуцирующих бактерий и контроля образования биогенного сероводорода в накопительных секциях прудов испарителей. Использование нутриента IREX для снижения образования биогенного сероводорода, который стимулирует рост полезных бактерий-конкурентов SRB (сульфатредуцирующие бактерии) позволяет блокировать химические процессы по переходу сульфатов в сероводород. Процент содержания полезных бактерий с 2020 года увеличился с 1 % до 96% в 2024 году.

Введение в эксплуатацию очистных сооружений позволило значительно снизить сульфатную нагрузки (питательную среду для SRB) на накопительные секции за счет обработки кислой воды с использованием отпарки паром низкого давления что подтверждается эффективностью очистки следующих параметров: нефтепродукты 84%, сероводород 98%, метанол 75%.

Выводы

В целом, состояние атмосферного воздуха в районе расположения УКПНиГ «Болашак» соответствует санитарно-гигиеническим требованиям, предъявляемым к качеству атмосферного воздуха для населенных мест.

Концентрации загрязняющих веществ, отмеченные на контрольных постах, расположенных в ближайших населенных пунктах и на границе СЗЗ находятся ниже установленных нормативов ПДК_{сс}, за исключением единичных случаев по сероводороду.

Превышений ПДК по таким ЗВ, как диоксид серы, оксид азота и диоксид азота, оксид углерода, не выявлено. По результатам анализов содержание углеводородов предельных C₁-C₅, C₆-C₁₀, метилмеркаптана, этилмеркаптана и серы элементарной в атмосферном воздухе близ СМКВ было ниже предела обнаружения метода.

Компания разработала и выполняет план технических мероприятий, включая меры по снижению активности сульфатовосстанавливающих бактерий и образования сероводорода в прудах, которых фиксируют СМКВ.

3.3. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СРЕДА

3.3.1. Характеристика верхней части геологического разреза

В разделе представлено краткое геологическое описание верхней палеоген-четвертичной части геологического разреза, которая может быть подвержена воздействию в результате деятельности УКПНГ.

Палеогеновые отложения залегают на верхнемеловых и образуют однообразную глинисто-мергелистую толщу мощностью до 60 м.

Неогеновые отложения

Представлены известковистыми глинами, мергелями, органогенными и оолитовыми известняками, детритовыми песками, песчаниками, алевролитами. Мощность отложений до 120 м.

Четвертичные отложения

Обычно связаны с неогеновыми постепенными переходами и подразделяются на горизонты в соответствии с установленными трансгрессиями Каспийского моря за этот период.

Бакинский нижнечетвертичный горизонт, мощностью 5-15 м, представлен серыми и бурыми плотными, жирными, известковистыми глинами, местами опесчаненными и ожелезненными.

Хазарский среднечетвертичный горизонт имеет сплошное распространение на глубинах 10-20 м. Глины бурые и коричневые, огипсованные, с прослоями и линзами мелкозернистых песков и алевроитов.

Хвалынский верхнечетвертичный горизонт залегает с выраженным перерывом на хазарском. Он представлен коричнево-бурыми плотными бесструктурными глинами и суглинками с прослоями легких известковистых супесей и мелкозернистых песков.

Новокаспийский голоценовый горизонт залегает с перерывом на вернехвалынском. Серые мелкие и пылеватые пески, супеси, суглинки, опесчаненные илы и глины, ракушечники. Мощность до 7 м.

К континентальным четвертичным относятся аллювиально-дельтовые отложения, представленные песками, супесями и глинами. Отложения соров представлены засоленными илами, иногда корками солей на поверхности.

3.3.2. Геоморфология

Описываемая территория является преимущественно аккумулятивной равниной, сформировавшейся в верхнечетвертичное и современное время. Главную роль в формировании современного рельефа сыграла трансгрессия и регрессия морских бассейнов хвалынского и новокаспийского веков.

Новокаспийская аккумулятивная морская терраса (mQ_{4nk}). Её верхняя (северная) граница определяется абсолютной отметкой минус 22,0 м; нижняя (южная) граница определяется абсолютной отметкой минус 26,0 м. Поверхность террасы слабоволнистая, почти плоская; для нее характерны полого-увалистые формы рельефа, где пологие, сглаженные увалы чередуются с обширными, выположенными котловинами. В отдельных случаях эти котловины заняты водой и грязевыми озерами. Характерны наличие пологих увалов высотой до 1,0 м. Редко встречающиеся сглаженные холмы, высотой до 1,5 м, являются реликтами хвалынской морской террасы, возвышавшимися над новокаспийским морем в виде островов. Абсолютные отметки местности применительно к данному участку имеют значения от минус 24,87 м до минус 24,02 м. Общий уклон поверхности террасы - по направлению с севера на юг, в сторону Каспийского моря. Поверхность террасы слабоволнистая, почти плоская. Редко встречающиеся сглаженные холмы высотой до 1,5 м, являются реликтами хвалынской морской террасы, их абсолютные отметки от минус 22,6 до 22,2 м. Абсолютные отметки днищ котловин достигают от минус 25,1 до минус 26,0 м.

Хвалынская аккумулятивная морская терраса (mQ_{3hv}). Нижняя граница террасы определяется изогипсой с абсолютной отметкой минус 22,00 м.

Поверхность хвалынской террасы волнистая, для нее характерен более расчлененный рельеф. Хвалынская аккумулятивная морская терраса отделяется от новокаспийской аккумулятивной морской террасы довольно отчетливо прослеживающимся береговым валом в виде перегиба склона высотой 1,73 м и шириной до 100 м.

Поверхность хвалынской террасы волнистая, для нее характерен более расчлененный рельеф. Здесь преобладают, преимущественно, холмисто-увалистые формы рельефа с подчиненным развитием полого-увалистых и грядово-увалистых форм. Обширные холмы и увалы чередуются с довольно крупными вытянутыми и овальной формы замкнутыми котловинами, занятыми мокрыми сорами и озерами с самосадочной солью. Возвышенные участки местности имеют абсолютные отметки от минус 20,93 м до минус 19,80 м. Абсолютные отметки для пониженных участков местности имеют значения от минус 21,96 м до минус 22,44 м. Абсолютные отметки днищ замкнутых котловин, в пределах хвалынской террасы, достигают значений минус 23,25 м.

Территория расположения УКПНГ и ее инфраструктурных объектов представляет собой выровненное плато с соровыми понижениями, с абсолютными отметками поверхности от минус 19 м до минус 25 м в Балтийской системе высот. Холмистые гряды и отдельные возвышенности соответствуют солянокупольным поднятиям, разделенным межкупольными пространствами, представляющими собой пониженные равнинные и озерные участки, на которых развиты такыры с сильноуплотненными грунтами.

Холмы и увалы с пологими склонами, обширные по площади чередуются с довольно крупными вытянутыми и овальной формы замкнутыми бессточными сорово-солончаковыми котловинами, которые заняты мокрыми сорами и горько-солеными озерами с самоосадочной солью.

Поверхность равнины почти не расчленена эрозией и сохранила первичный облик аккумулятивного рельефа, осложнена большим количеством неглубоких бессточных впадин и слабоврезанных временных водотоков и их притоков, теряющихся в озеровидных понижениях.

3.3.3. Инженерно-геологические условия и экзогенные процессы

Инженерно-геологические условия территории характеризуются следующими основными свойствами:

- грунты повсеместно засолены; степень засоления от средней до сильной; характер засоления хлоридно-сульфатный и сульфатно-хлоридный;
- грунтовые воды залегают на глубинах от 1,45 до 2,58 м и подвержены процессам континентального засоления, по величине минерализации они относятся к группе рассолов;
- водно-грунтовая среда обладает сильной степенью агрессивности к бетону марки W4 и W6, к бетону марки W8 - средней степенью агрессивности;
- степень агрессивного воздействия водной среды на арматуру железобетонных конструкций при постоянном смачивании слабоагрессивная, при периодическом – сильноагрессивная;
- зимой во время оттепелей, весной и осенью местные понижения в рельефе заполняются талыми и дождевыми водами, которые являются основным источником питания грунтовых вод.

Рельеф на описываемой территории слабоволнистый, почти плоский; для него характерны полого-увалистые формы.

Современные инженерно-геологические процессы и явления обусловлены главным образом экзогенными факторами. В условиях аридного климата основными из них являются: процессы дефляции; процессы континентального засоления грунтов; суффозионные явления.

Геолого-литологический разрез территории в районе участка УКПНиГ на глубину до 50 м представлен тремя стратиграфо-генетическими комплексами, описание которых приводится ниже (сверху вниз).

Первый комплекс: глина легкая пылеватая, распространена ограничено; ил глинистый; суглинок тяжелый песчанистый; супесь песчаная. Мощность образований комплекса от 8.4 до 18.2 м.

Второй комплекс: песок пылеватый; глина легкая пылеватая; мергель известково-глинистый, трещиноватый; песчаник выветренный, трещиноватый на глинистом цементе. Вскрытая мощность комплекса 18.4-31.2 м.

Третий комплекс: глина легкая - пылеватая вскрывается на глубине 9.3 м. Вскрытая мощность комплекса 4.9-13.7 м.

По геолого-литологическому разрезу пробуренных скважин, верхний вскрытый слой чаще занимает суглинок, второй слой – супесь и третий – глина.

3.4. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

В гидрогеологическом отношении территория приурочена к юго-восточной части Западно-Прикаспийского артезианского бассейна второго порядка. Для бассейна характерно наличие в надсолевом этаже мощных водоносных комплексов в мезо-кайнозойских и верхнепермских осадочных толщах. Региональным водупором палеогеновых и отчасти верхнемеловых глин надсолевой этаж разделен на два водоносных яруса. В верхнем водоносном ярусе, в песчано-

глинистых, в основном морских, отложениях (четвертичных и верхнеэоценовых) в условиях аридного климата формируются напорные и безнапорные воды инфильтрационного генезиса.

Поскольку проектируемые работы могут оказать воздействие только на водоносные горизонты среднечетвертичных, верхне-четвертичных – современных отложений (новокаспийские, хвалынские, хазарские отложения), поэтому здесь упоминается только этот стратогидрогеологический комплекс.

Водоносный горизонт современных новокаспийских отложений

В литологическом отношении новокаспийские отложения представлены супесчаными разностями, сменяющимися к подошве разреза мелкозернистыми песками с включением ракушки и прослоев глин. Отложения обводнены повсеместно. Глубина залегания уровня подземных вод 0,50-2,0 м. Водообильность отложений низкая (удельные дебиты составляют 0,006-0,05 л/с), коэффициент фильтрации равен 0,3-1,4 м/сут. Воды соленые, либо рассолы, минерализация составляет 23-126 г/л. По химическому составу воды хлоридные, хлоридно-сульфатные, натриевые. Из микрокомпонентов в водах присутствуют бром – 18-72 мг/л, йод – 0,4-0,8 мг/л, фтор – 0,2-3,0 мг/л, бор – 1,0-2,0 мг/л, литий – 0,56 мг/л, рубидий – 0,01-мг/л, цезий – 0,02 мг/л (Результаты государственной гидрогеологической съемки листа L-39XI. Автор Гроше Б.А., 1981 г. РГФ).

Питание горизонта осуществляется за счет атмосферных осадков.

Водоносный горизонт современных сорочных и озерных отложений

Водовмещающие отложения представлены мелкозернистыми, глинистыми, илистыми отложениями, мощность которых редко достигает 1,0 м. Глубина залегания уровня подземных вод 0,23-0,27 м. Водообильность пород весьма низкая. Грунтовые воды относятся к крепким рассолам (225-310 г/л). По солевому составу воды хлоридные, натриевые. Из микрокомпонентов содержится бром – до 529 мг/л, бор – до 30 мг/л.

Водоносный горизонт верхнечетвертичных-хвалынских отложений

Водовмещающими отложениями являются мелкозернистые пески, содержащие прослои глин и суглинков. Общая мощность водовмещающей толщи 2,5-12,0 м. Глубина вскрытия подземных вод зависит от формы рельефа и составляет в среднем 1,5-3,0 м. Воды безнапорные, водообильность низкая, коэффициент фильтрации колеблется от 0,04 до 6,1 м/сут. Воды соленые, преимущественно хлоридного, хлоридно-сульфатного натриевого состава. Микрокомпоненты содержатся в следующих пределах: бром – 21-75 мг/л, бор – 0,8-6,0; йод – 0,15-2,0; фтор – 0,2-3,5; литий – 0,48-0,55; рубидий – 0,01-0,1; цезий – 0,02-0,1.

Питание горизонта осуществляется за счет атмосферных осадков.

Водоносный горизонт среднечетвертичных хазарских отложений

Подземные воды приурочены к прослоям мелкозернистых и среднезернистых песков среди глин. Глубина вскрытия отложений более 10 м. Подземные воды напорные. Верхним водоупором служат отложения хазарского и хвалынского ярусов. Водообильность слабая, водоотдача низкая, коэффициент фильтрации 0,25-0,56 м/сут. Воды хлоридные, натриево-магниевые. Содержание микрокомпонентов, мг/л: фтор 1,5-2,0; бром – 41,5-65,0; йод – 0,3-0,6; бор – 0,76-2,5.

Таким образом, подземные воды на территории размещения УКПНиГ в основном приурочены к невыдержанным по площади прослоям и линзам песчаных супесей и разнотекстурированных песков и залегают на глубинах от 1,5 до 3,2 м. Воды безнапорные, иногда слабонапорные.

Подземные воды верхнечетвертичных-современных отложений характеризуются пестрым химическим составом. В основном они соленые с минерализацией 39-133 г/л, в составе вод преобладают анионы хлора, в меньшей степени сульфаты, катионы натрия. Водообильность водосодержащих пород верхнего яруса невелика, дебиты водопунктов не превышают десятых долей литра в секунду, коэффициент фильтрации водовмещающих отложений составляет 0,3-0,6 м/сут, а коэффициент водоотдачи – 0,03-0,11.

Основными источниками питания водоносного горизонта являются атмосферные осадки и региональный приток с севера, северо-востока и северо-запада. Общий региональный сток направлен в сторону Каспийского моря. Однако в районе проектируемых объектов ввиду слабых уклонов дневной поверхности подземные воды не имеют выраженного направленного стока.

В силу малой водообильности водовмещающих отложений, а, самое главное, в силу высокой минерализации подземные воды не пригодны для хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения.

3.4.1. Качество грунтовых вод

Мониторинг грунтовых вод первого от поверхности водоносного горизонта на наземных объектах «NCOC N.V.» в Атырауской области ведется с различной периодичностью в соответствии с Программами ПЭК на 2021- 2024 годы

В 2021-2024 годах в районе УКПНиГ (где будут осуществляться проектируемые модификации) велись наблюдения за состоянием грунтовых вод на скважинах, показанных на рис. 3.2.2.1-3.2.2.2, по следующим параметрам, представленным в таблице 3.2.2-1.

Такие параметры грунтовых вод как глубина уровня воды, температура, водородный показатель рН и окислительно-восстановительный потенциал Eh определялись *in-situ* специалистами, проводящими отбор проб.

В пределах рассматриваемой территории грунтовые воды приурочены к водоносным горизонтам четвертичных новокаспийских и хвалынских отложений, высоко минерализованы и содержат высокие концентрации микроэлементов, исследуемый горизонт, как первый от поверхности тесно связан с поверхностными водами, плоскостным смывом и характеризуется высокой природной сезонной изменчивостью состава грунтовых вод. Питание горизонта происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков (с октября до мая) на участках обнажения песчаных отложений или неглубокого их залегания.

Подземные воды исследуемого горизонта из-за своей высокой минерализации не могут быть использованы для хозяйственно-питьевых нужд, поэтому сопоставление значений концентраций химических веществ с ПДК культурно-бытового назначения нецелесообразно.

Таблица 3.2.2-1 Мониторинговые наблюдения за параметрами грунтовых вод согласно программам ПЭК на 2021-2024 годы

п/п	Объекты	Точки мониторинга/ Контролируемые параметры	Периодичность отбора проб	Примечание
1	УКПНиГ «Болашак»	PZ-10B, PZ-16B, PZ-36C, PZ-37-19	2 раза в год (2 и 4 квартал)	Визуальные наблюдения, глубина уровня воды, физико-химические параметры воды (рН, температура, окислительно-восстановительный потенциал, растворенный кислород, удельная электропроводность, мутность), - на месте отбора, а остальные параметры - в лаборатории
2	Резервуары сырой нефти	PZ-40-19, PZ-41, PZ-42, PZ-43, PZ-44, PZ-45		
3	Площадки размещения серы (серные карты)*/**/**	PZ-32C, PZ-33C, PZ-34C, PZ-35C	4 раза в год (ежеквартально)	
4	Граница СЗЗ (фоновые скважины)*/**/**	PZ-38-14, PZ-66-14		
Контролируемые параметры		Глубина уровня воды, физико-химические параметры воды (рН, температура, окислительно-восстановительный потенциал, растворенный кислород, удельная электропроводность, мутность), минерализация (сухой остаток), биогенные элементы (азот аммонийный, **азот нитратный, **азот нитритный), тяжелые металлы (медь, свинец, цинк, ***железо общее), органические соединения (нефтепродукты, фенолы, АПАВ), соединения серы (сульфаты, сульфиды, сероводород),		
		*ХПК, БПК ₅		
		HCO ₃ ⁻ , CO ₃ ²⁻ , Cl ⁻ , Na ⁺ , K ⁺ , Ca ²⁺ , Mg ²⁺	2 раза в год	

п/п	Объекты	Точки мониторинга/ Контролируемые параметры	Периодичность отбора проб	Примечание
		Никель, барий, хром, мышьяк, кадмий, ртуть, алюминий, ванадий, железо общее	1 раз в три года (2021, 2024)	

Примечание: Звездочками обозначены компоненты, которые наблюдаются на указанных объектах.

В зависимости от условий питания, литологического состава пород и перекрывающих их отложений годовые амплитуды уровней грунтовых вод могут меняться в широком диапазоне. В пределах рассматриваемой территории УКПНиГ «Болашак» абсолютные отметки уровней изменяются от -28,7 м до -23,4 м, при среднем значении -25,2 м. Глубины залегания уровней от уровня земли составляют 1,4-7,2 метра, среднее значение 2,9 метра.

Грунтовые воды высоко минерализованы, сухой остаток изменяется от 52 до 144 г/дм³. Среднее 110 г/дм³.

Воды содержат высокие концентрации микроэлементов, исследуемый горизонт, как первый от поверхности тесно связан с поверхностными водами, плоскостным смывом и характеризуется высокой природной сезонной изменчивостью состава грунтовых вод.

Минеральный состав, включающий в себя такие компоненты как гидрокарбонаты, карбонаты, кальций, магний, калий, натрий и сульфаты отражает макро-компонентный состав грунтовых вод. По данным макро-компонентного состава можно судить о постоянстве состава грунтовых вод, неизменность величин данных элементов свидетельствует об отсутствии воздействия техногенных факторов на грунтовые воды. За имеющийся срок наблюдения каких-либо явных увеличений или уменьшений данных веществ не происходило.

Анализ, проведенный по результатам мониторинговых исследований прошедших периодов, показал, что на территории в грунтовых водах с указанной величиной сухого остатка, преобладают хлоридные магниевно-натриевые, реже сульфатно-хлоридные магниевно-натриевые воды с практическим отсутствием карбонатов (все значения ниже или равны пределу обнаружения – 8 мг/дм³).

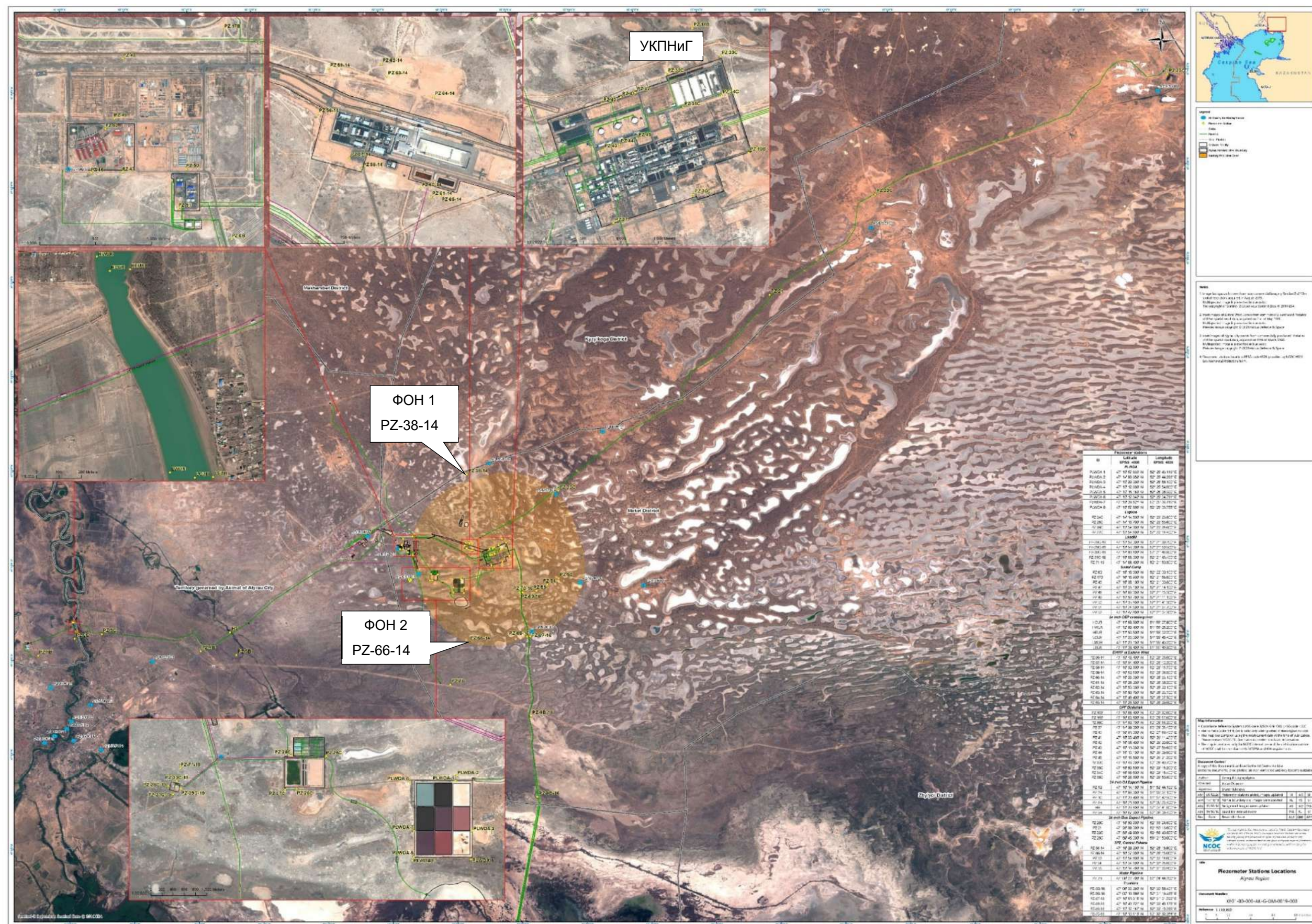


Рисунок 3.2.2.1 Карта расположения объектов и точек мониторинга грунтовых вод

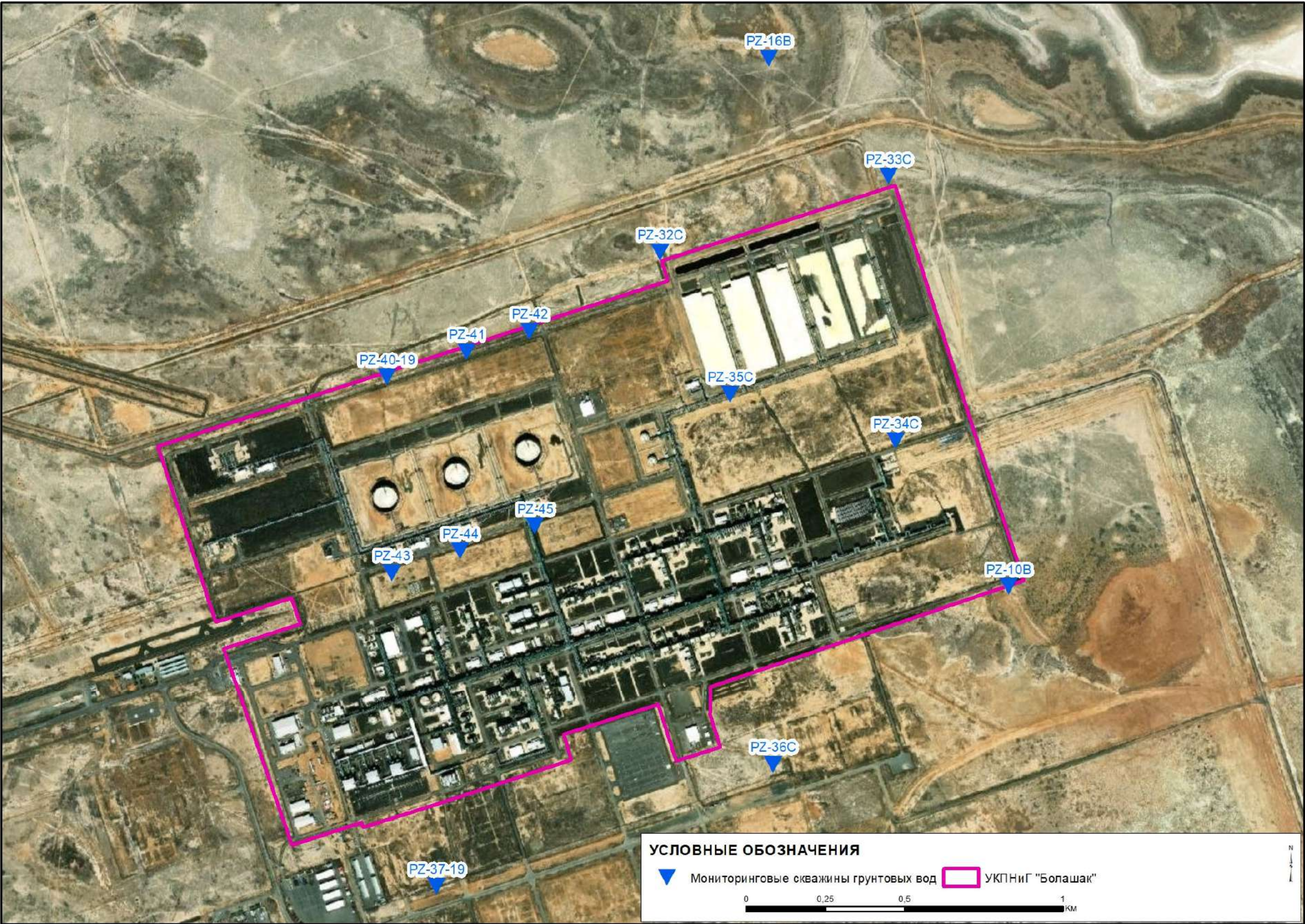


Рисунок 3.2.2.2 Карта расположения точек мониторинга грунтовых вод на УКПНИГ «Болашак»

Биогенные элементы

Значения концентраций **азота аммонийного** в грунтовых водах в районе УКПНиГ «Болашак» в 2021-2024 гг., изменяются от 0,2 до 0,85 мг/дм³.

Максимальные значения в 2021, 2022, 2023 и 2024 годах составили 2,64, 0,73, 0,26 и 0,29 мг/дм³ соответственно, минимальные – 0,23, 0,2, 0,2 и 0,2 мг/дм³, при средних значениях 0,32, 0,26, 0,21 и 0,26 мг/дм³. С 2022 года отмечается снижение данного компонента по всем участкам, в 2023 и 2024 году практически все значения были равны или ниже предела обнаружения.

Азот нитратный и нитритный с 2023 года наблюдается только в скважинах PZ -32C- PZ-35C (район площадки размещения серы). Все замеры, за исключением единичных случаев, ниже или равны пределу обнаружения, который для азота нитритного составляет 0,005 мг/дм³, а для азота нитратного 0,04 мг/дм³. За последний квартал 2023 года и 2024 год пробы на данные компоненты не отбирались. На границе СЗЗ (фоновые пробы) наблюдения продолжаются.

Тяжелые металлы

С III квартала 2021 года наблюдается снижение концентрации **меди**, со значений 0,11-0,28 мг/дм³, до значений менее 0,01 мг/дм³.

Так в 2021 году среднее значение составило 0,094 мг/дм³, минимум 0,0005 мг/дм³, максимум 0,264 мг/дм³, но начиная с 2022 года среднее значение данного компонента составило 0,0025 мг/дм³. А в 2023 году 0,0058 мг/дм³. При этом максимум в 2022 году был равен 0,028 мг/дм³, в 2023 году - 0,01 мг/дм³, минимум 0,0005 мг/дм³ и 0,0006 мг/дм³ соответственно. В 2024 году среднее значение меди составило 0,0047 мг/дм³, минимальное 0,0007 мг/дм³, а максимальное 0,008 мг/дм³.

До III квартала 2021 года концентрации **цинка** были ниже предела обнаружения метода, который на тот момент составлял 0,003 мг/дм³. С III квартала предел обнаружения изменился и составил 0,1 мг/дм³.

В 2021 году среднее значение составило 0,34 мг/дм³, в 2022 году 0,11 мг/дм³, в 2023 – 0,12 мг/дм³. В основном все значения были ниже или равны пределу обнаружения, так в 2021 году из 56 замеров, только 4 оказались выше предела обнаружения, в 2022 – из 36 – 8 замеров, а в 2023 году из 36 – только один. В 2024 году во всех пробах участка цинк был ниже предела обнаружения менее 0,1 мг/дм³.

Содержание ионов **железа** в грунтовых водах с 2021 года 4 раза в год определяют на границе СЗЗ, где среднее составило 0,632 мг/дм³. На площадках размещения серы в скважинах PZ -32C- PZ-35C, так же замеры осуществляются 4 раза в год, но в 2021 году нет замеров за II квартал, отсутствуют замеры в 2022 году, а в 2023 году нет данных по IV кварталу. В целом за 2021 года среднее содержание железа составило 1,47 мг/дм³, в 2023 году (по скважинам площадки размещения серы) – 0,94 мг/дм³.

Среднее содержание **свинца** в грунтовых водах района исследований в 2021 году составило 0,0068 мг/дм³, в 2022 – 0,0059 мг/дм³, а в 2023 году снизилось до 0,0035 мг/дм³. В целом за три года концентрации свинца составили 0,002-0,009 мг/дм³, за исключением одной пробы во II квартале 2022 года (скв. PZ-33C) и двух проб (скв. PZ-99C и PZ-32C) в III квартале 2022 года, где значения свинца составили 0,042, 0,036 и 0,022 мг/дм³ соответственно. В 2024 году во всех пробах свинец оказался ниже предела обнаружения метода 0,002 мг/дм³.

Также, согласно программы ПЭК, с 2018 г. на всех объектах Наземного комплекса раз в три года стали определять следующие микроэлементы: алюминий, барий, ванадий, мышьяк, кадмий, хром, никель и ртуть. На рисунке 3.2.2.3 показано содержание этих элементов в грунтовых водах во всех скважинах, замеренных в 2018, 2021 и 2024 году. Из 9 компонентов, в 2018 году выше предела обнаружения значения оказались лишь по **мышьяку** (от 0,013 мг/дм³ до 0,065 мг/дм³ среднее 0,003 мг/дм³), **хрому** (от 0,05 мг/дм³ до 0,11 мг/дм³ среднее 0,009 мг/дм³), **никелю** (от 0,012 мг/дм³ до 0,052 мг/дм³ среднее 0,023 мг/дм³) и **фосфору минеральному** (от 0,08 мг/дм³ до 0,17 мг/дм³ среднее 0,12 мг/дм³). В 2021 году удалось зафиксировать **кадмий** (от 0,0002 мг/дм³ до 0,00086 мг/дм³ среднее 0,00054 мг/дм³) и **хром** в значениях равными пределу обнаружения 0,005 мг/дм³. В 2024 году по одной пробе были обнаружены **ванадий**

(0,036 мг/дм³, скв. PZ-37) и **мышьяк** (0,028 мг/дм³, скв. PZ-45). Две пробы выявили наличие **хрома** (0,025 мг/дм³ и 0,028 мг/дм³ в скв. PZ-40 и PZ-41 соответственно). В четырех пробах был обнаружен **никель** (от 0,006 мг/дм³ до 0,009 мг/дм³ среднее 0,0078 мг/дм³). **Кадмий** в 2024 году изменялся от 0,003 мг/дм³ до 0,0068 мг/дм³, среднее 0,005 мг/дм³.

Сравнение за последние три года можно сделать по **хрому**, тогда в 2018 году значения составляли (от 0,05 мг/дм³ до 0,11 мг/дм³ среднее 0,09 мг/дм³), в 2021 году произошло снижение концентраций более чем на порядок (0,005 мг/дм³ в 18 раз), в конце 2024 года хрома в пробах все так же на несколько порядков меньше чем в 2018 году, но по сравнению с 2021 годом его концентрации выросли, среднее составило 0,027 мг/дм³.

Средние значения **кадмия** с 2018 года, где он был ниже предела обнаружения (<0,00003 мг/дм³), выросли в 2021 году до 0,00054 мг/дм³, а в 2024 году еще на порядок до 0,005 мг/дм³.

Показатели **никеля** по сравнению с 2018 годом, в 2024 существенно снизились с 0,023 мг/дм³ до 0,007 мг/дм³ (в 3 раза), мышьяк остался на том же уровне среднее не изменилось и осталось на уровне 0,003 мг/дм³.

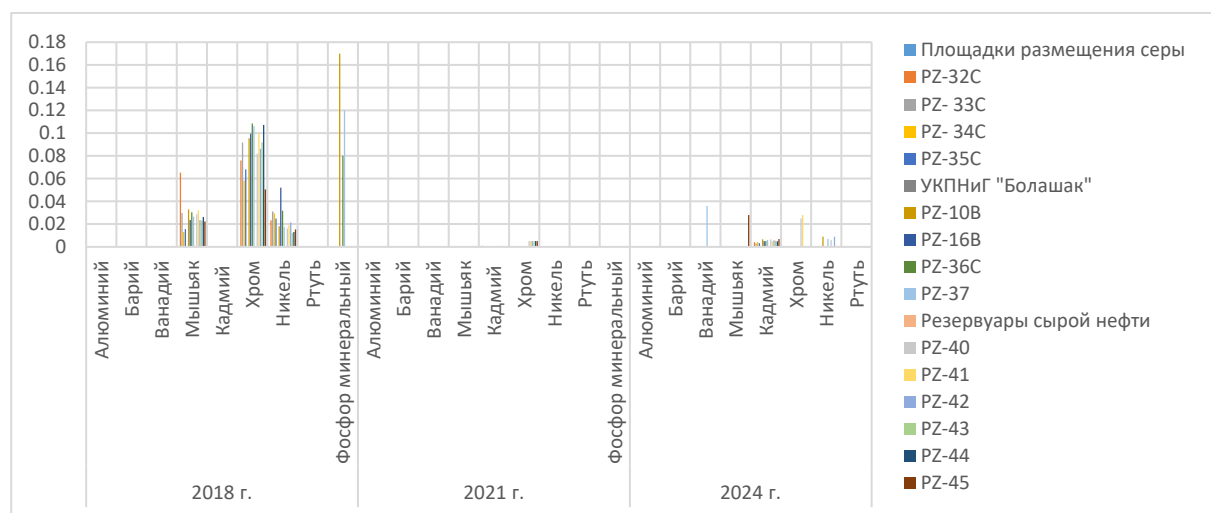


Рисунок 3.2.2.3 Содержание микрокомпонентов в 2018, 2021 и 2024 году

В пределах рассматриваемой территории эксплуатируемых объектов грунтовые воды содержат повышенные концентрации микроэлементов, что характерно для природных высоко минерализованных вод. Кроме того, содержание микроэлементов и тяжёлых металлов определяется составом вмещающих их пород, и на него также может оказать влияние локальное загрязнение поверхностного слоя почвы, которое с дождевыми и талыми водами может дренировать вглубь до водоупорного горизонта.

Органические соединения

Содержание органических соединений, в частности **нефтепродуктов**, в грунтовых водах эксплуатируемых объектов, по данным наблюдений в период 2021-2024 гг. изменялось от 0,005 до 0,12 мг/дм³, среднее при этом составило 0,03 мг/дм³. При годовом сравнении, среднее содержание нефтепродуктов изменяется незначительно, так в 2021 году среднее составляло 0,04 мг/дм³, в 2022 и 2023 годах – 0,02 мг/дм³, в 2024 году 0,033 мг/дм³.

Нефтепродукты представляют собой смесь разных углеводородов. Анализ содержания нефтепродуктов в воде сводится к определению отдельных видов углеводородов. Полученные данные определялись флуоресцентным методом, которым фиксируются ароматические углеводороды, доля которых в нефтепродуктах может варьироваться в широких пределах.

Близость средних значений подтверждает стабильность качества измерений и свидетельствует об отсутствии поступления данного компонента в подземные воды.

Основной количественной характеристикой СПАВ является поверхностная активность – способность вещества снижать поверхностное натяжение на границе раздела фаз, которое зависит от концентрации **АПАВ**.

В 2021 г. максимальное содержание АПАВ было равно 0,053 мг/дм³. Минимум составил 0,012 мг/дм³, а среднее 0,03 мг/дм³.

В 2022 году среднее содержание АПАВ еще больше снизилось. Несмотря на то, что максимальное содержание незначительно увеличилось и составило 0,092 мг/дм³, минимальное значение при этом составило 0,015 мг/дм³, а среднее значение за 2022 год составило 0,024 мг/дм³.

Максимальное содержание АПАВ в 2023 году наблюдалось в количестве 0,087 мг/дм³, минимальное значение составило 0,015 мг/дм³. Среднее значение за 2023 год составило 0,027 мг/дм³.

В 2024 году среднее значение АПАВ составило 0,03 мг/дм³. Максимум 0,049 мг/дм³, минимум 0,017 мг/дм³.

За все года наблюдений средние значения близки, что подтверждает стабильность состава вод по данному компоненту.

Содержание **фенолов** в рассматриваемом периоде 2021-2023 гг. существенно изменилось в сторону уменьшения, в 2021 году максимально наблюдаемое значение составило 0,02 мг/дм³, а в 2022 максимум был уже 0,0013 мг/дм³, в 2023 году максимальное содержание составило 0,0008 мг/дм³, таким образом максимальные значения за три года уменьшились в 25 раз. Минимумы за все три года были равны или немного выше предела обнаружения 0,0005 мг/дм³. Средние значения фенолов составили в 2021 году 0,0054 мг/дм³, в 2022 году – 0,0008 мг/дм³, в 2023 году – 0,0005 мг/дм³, снижение среднегодовых значений составило один порядок. В 2024 году фенолы по всему участку оказались ниже предела обнаружения метода (<0,0005 мг/дм³).

Соединения серы

Содержание **сульфидов и сероводорода** во все периоды проведения замеров в 2021, 2022, 2023 и 2024 гг. было ниже или равно пределу обнаружения метода, равному 0,002 мг/дм³.

ХПК и БПК

ХПК характеризует суммарное содержание в воде органических и минеральных веществ по объему израсходованного на их полное окисление химически связанного кислорода, является общим и наиболее информативным показателем антропогенного загрязнения природных вод, отражающим режим возможного поступления сточных вод.

Показатель БПК₅, определяет количество растворенного кислорода, которое может быть потрачено на окисление бактериями органических веществ в 1 дм³ жидкости в течение 5 суток.

Данные показатели до 2023 года определялись только на трех участках: в районе Прудов-накопителей хозяйственно-бытовых сточных вод (ежеквартально), в районе границ СЗЗ (ежеквартально) и на ЖКЗЕ (2 раза в год). В 2023 году на Площадках размещения серы, которые находятся на территории УКПНиГ «Болашак» так же в I, II и II квартале произвели замеры ХПК и БПК. В 2024 году замеры производились только в фоновых точках на границе СЗЗ.

Величины ХПК на рассматриваемом участке в 2022 году составили: максимум – 32,6 мгО₂/дм³, минимум – 10,0 мгО₂/дм³, среднее 15,7 мгО₂/дм³. В 2023 году: максимум – 11,7 мгО₂/дм³, минимум – 10,1 мгО₂/дм³, среднее 10,8 мгО₂/дм³. В 2024 году максимум – 14,9 мгО₂/дм³, минимум – 10,9 мгО₂/дм³, среднее 12,7 мгО₂/дм³.

Максимальные значения БПК₅ в 2023 году были равны 0,73 мгО₂/дм³, минимальные – 0,5 мгО₂/дм³ и средние – 0,58 мгО₂/дм³. В 2024 году больше половины значений было менее предела обнаружения 0,5 мгО₂/дм³, а из оставшихся трех проб одна равна 0,5 мгО₂/дм³ и две по 0,6 мгО₂/дм³.

Стоит отметить, что все значения, замеренные в 2023 году на Площадках размещения серы, были ниже или близки к фоновым, наблюдаемым на границе СЗЗ.

Метанол

В районе УКПНиГ «Болашак» метанол не наблюдается. Наблюдения ведутся на границе СЗЗ, где в 2021-2024 гг. все значения были ниже предела обнаружения $<0,1$ мг/дм³.

Выводы

Грунтовые воды рассматриваемой территории характеризуются высокой минерализацией (содержанием сухого остатка). Высокое содержание солей в грунтовых водах и повышенное содержание в них отдельных металлов связаны с естественным ходом формирования территории рассматриваемых участков.

Результатом этого, а также аридного климата, является накопление значительного количества солей и некоторых металлов в грунте, которые поступая из зоны аэрации в водоносные горизонты, способствуют повышению минерализации вод и обогащению воды металлами.

Критического изменения уровней, свидетельствующего о техногенном воздействии за наблюдаемый период 2021-2024 годы не выявлено.

Наблюдавшиеся изменения физико-химических характеристик грунтовых вод отражают естественные колебания параметров.

Макрокомпонентный анионно-катионный состав постоянен с 2015 года, и за отчетный период 2021-2024 гг. не претерпевал никаких изменений. Изменения параметров минерального состава грунтовых вод отражают особенности межсезонных колебаний и не носят антропогенного и техногенного характера.

Отсутствие динамики изменения среднегодовых значений нефтепродуктов за последние два года показывает их постоянство и отсутствие поступлений извне.

Сформированная мониторинговая сеть и выбранные компоненты контроля, а также периодичность контроля позволяют с достаточной достоверностью судить о влиянии промышленных объектов территории УКПНиГ «Болашак» на грунтовые воды, а также вовремя выявлять наличие техногенного воздействия.

3.5. ПОВЕРХНОСТНЫЕ ВОДЫ

Резкая засушливость климата не способствует развитию густой сети рек на этой территории. Для данного региона характерна маловодность рек, наличие «слепых» рек, которые теряются в песках, солончаках или небольших озерах, образованных этими реками. В районе современной и древней дельты Жайыка (Урала), Сагиза и Эмбы довольно часто встречаются неглубокие (1,5 - 2,0 м) понижения рельефа – лиманы, периодически затопляемые паводковыми или тальными водами. В них развиты лиманно-луговые почвы.

Главной водной артерией, протекающей в 39 км западнее рассматриваемой территории является река Урал, представленная своей приустьевой и дельтовой частью. Река берет свое начало в Уральских горах. Река Эмба находится на расстоянии свыше 73 км к востоку.

Участок размещения УКПНиГ расположен на расстоянии более 20 километров к северу от Каспийского моря на его северо-восточном побережье. Каспийское море – самый крупный в мире внутриконтинентальный (замкнутый) водоем – озеро, не связанный с мировым океаном, площадью более 398000 км². В районе расположения проектируемых объектов поверхностных водотоков, имеющих связь с Каспийским морем, нет.

Сезонные изменения уровня воды в Каспийском море характеризуются максимальными значениями в июне-августе и минимальными в декабре-феврале. Они вызваны главным образом сезонными изменениями водного баланса рек, прежде всего крупных. Максимальное значение уровня моря каждый год определяется временем начала и длительностью весеннего паводка Волги. Аналогично, осенне-зимний спад уровня связан с сезонным уменьшением речного стока.

Хотя приливные колебания уровня воды в Каспийском море практически отсутствуют, для него характерны сгонно-нагонные явления. Они наиболее часты и ярко выражены в северной части моря в ноябре-декабре. В этот период повышение уровня моря под действием сильных и

продолжительных ветров может достигать 2-3 м, а падение 1,5-2,0 м. Наиболее редко явление сгонов и нагонов отмечается в апреле, июле и августе.

Уровень Каспийского моря (УКМ), как замкнутого водоема, не связанного с Мировым океаном, подвержен значительным циклическим колебаниям различной продолжительности и величины. Начиная с 2006 г., тренд колебательных изменений уровня моря постепенно снижается с отметки -26,5 м до -28,6 в настоящее время (рис. 3.2.3.1).

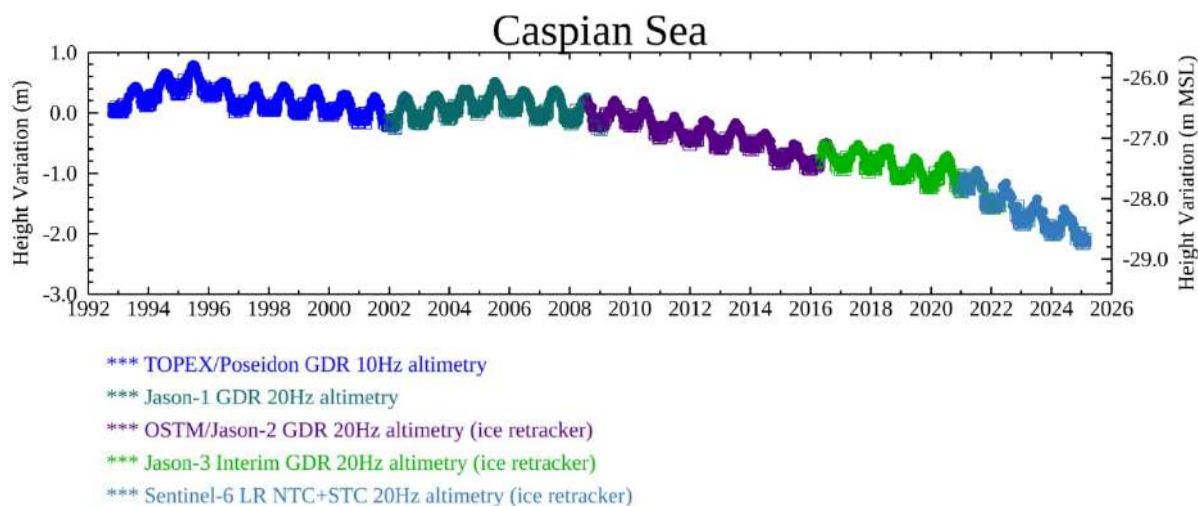


Рисунок 3.2.3.1 Динамика изменения уровня Каспийского моря (по данным дистанционного зондирования NASA1)

Северо-восточнее и восточнее, в пределах хвалынской аккумулятивной морской террасы и аллювиально-морской эрозионно-аккумулятивной террасы, располагается обширная территория под общим названием урочище Тентяксор, являющееся областью сброса паводковых вод реки Сагиз.

Отличительной чертой территории вблизи УКПНиГ является практически повсеместное скопление поверхностных вод во временных и периодически образующихся водотоках, называемых «сорами».

Соры представляют собой низинные участки, в которых вода скапливается во время дождей, после чего испаряется, оставляя грязевые равнины, солончаки или засоленные участки. Эти элементы гидрографии достигают более 5 км в длину и 2 км в ширину. Продолжительность стояния воды в сорах глубиной 0,5-1,0 м составляет 20-25 дней. Источниками происхождения этой воды являются атмосферные осадки, а также подземные воды верхнего горизонта, поступающие сюда с восточной части территории и разгружающиеся здесь в пределах периферии новокаспийской равнины. В весенний период, когда атмосферные осадки максимальны и происходит подъем уровня грунтовых вод, уровень воды в сорах поднимается. При спаде уровня подземных вод, естественно снижается и уровень воды в сорах.

3.6. ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ

Характеризуемая территория, в соответствии с районированием земельного фонда Республики Казахстан (Природно-сельскохозяйственное районирование земельного фонда Республики Казахстан, 1998), расположена в пустынной зоне. Данная территория по детальному почвенно-географическому районированию отнесена к Прикаспийской провинции подзоны бурых почв северной пустыни (Фаизов К.Ш., 1983).

¹ <https://blueice.gsfc.nasa.gov/gwm/lake/270>

3.6.1. Общая характеристика почв

Характеристика почвенного покрова территории выполнена на основе анализа данных, полученных в ходе почвенно-экологических исследований, проведенных компанией NCOC N.V. в районе, прилегающим к УКПНиГ – «Отчетов по производственному экологическому контролю за 2021-2023 год. Месторождение Кашаган. Наземные объекты компании Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В. В Атырауской области».

Характеристика почв района приводится на основании данных исследований, выполненных в 2005 г. ДГП КИОНПЦзем в пределах семикилометровой зоны вокруг УКПНиГ (ДГП КИОНПЦзем, 2005).

Определение почв было проведено согласно «Инструкции по проведению крупномасштабных почвенных изысканий земель Республики Казахстан» (Госкомзем Республики Казахстан. Алматы, 1995) и «Систематического списка и основных диагностических показателей почв равнинной территории Казахской ССР. Том 1» (Госкомзем РК, ГосНПЦзем. Алма-Ата, 1995).

Основными особенностями почвенного покрова и почв рассматриваемого района являются:

- неоднородность и высокая комплексность почвенного покрова, широкое развитие интразональных почв;
- низкое содержание гумусовых веществ и небольшая мощность гумусового горизонта почв;
- низкое содержание элементов зольного питания;
- широкое развитие процессов засоления и осолонцевания почв;
- низкая устойчивость почвенно-растительных экосистем к техногенным воздействиям.

Характерным почвенным типом территории являются бурые пустынные почвы. Зональные бурые почвы образуют комплексы с солонцами пустынными и сочетания с лугово-бурыми или луговыми почвами, формирующимися по неглубоким отрицательным элементам рельефа. В структуре почвенного покрова солонцы пустынные нередко выходят на доминирующие позиции. Замкнутые понижения, в которых концентрируется местный геохимический сток, заняты соровыми солончаками, отличающимися исключительно высоким засолением.

В приморской полосе, ввиду значительного влияния Каспийского моря на почвообразовательный процесс, формируются молодые, слабо сформированные, засоленные почвы гидроморфного ряда. На низких пологих берегах, прилегающих непосредственно к водной поверхности моря и находящихся под постоянным воздействием нагонных волн, формируются наиболее молодые почвенные образования – солончаки маршевые, отличающиеся, вследствие периодического промывания морскими водами, неярко выраженным максимумом засоления поверхностных горизонтов.

На современной приморской равнине, по мере удаления от моря и снижения уровня грунтовых вод до 1-2 м происходит смена маршевых солончаков луговыми приморскими засоленными почвами и солончаками приморскими. Почвенный покров полосы распространения солончаков приморских характеризуется неоднородной структурой, в которой неглубокие понижения и многочисленные сухие русла заняты луговыми приморскими засоленными почвами, а на положительных элементах рельефа формируются солонцы полугидроморфные.

Основная часть почвенного покрова представлена бурыми и солонцеватыми почвами.

Ниже приводится характеристика почв, развитых в пределах территории СЗЗ УКПНиГ.

Бурые пустынные почвы

Бурые почвы занимают возвышенные участки позднехвалынской равнины. Увлажнение почв происходит за счет атмосферных осадков, количество которых способно обеспечить нормальный рост и развитие растений лишь в течение короткого весеннего периода. Водный режим непромывной.

К основным генетическим свойствам бурых почв относятся: низкое содержание гумуса, небольшая мощность гумусового горизонта, карбонатность, щелочная реакция водной суспензии.

На характеризующей территории обследования выделены типы обычных, солончаковых и солончаковых бурых пустынных почв.

Бурые обычные почвы

Контуры бурых обычных почв на рассматриваемой территории являются доминирующим компонентом в сочетаниях с солончаками типичными (10-30 %) и солончаками сорowymi (10 %). Почвообразующими и подстилающими породами служат незасоленные песчаные отложения и супеси. Механический состав верхнего горизонта – супесчаный с количеством частиц физической глины 10,81%, ниже лежащие горизонты песчаные – физической глины 9,03-8,18%. В составе фракций преобладают частицы мелкого песка – 84,54-87,70%.

Мощность гумусовых горизонтов 25-31 см. Содержание гумуса в горизонте А незначительное 0,2-0,9%, в горизонте В оно уменьшается до 0,1-0,8%. Ниже по профилю количество гумуса резко падает, составляя в горизонтах ВС и С 0,05-0,07%. Почвы не засолены водорастворимыми солями в токсичных концентрациях.

Бурые солончаковые почвы

Бурые солончаковые почвы сформированы на засоленных почвообразующих породах, образуя комплексы с солончаками типичными (10-30%) и сорowymi (до 10 %). Почвообразующими породами служат засоленные супеси и суглинки. Отличие от обычных почв заключается в засолении почвенного профиля с глубины 30-80 см водорастворимыми солями. Механический состав верхнего горизонта А легкосуглинистый или супесчаный. Ниже следуют различные по гранулометрическому составу горизонты (от песков до средних суглинков).

Общая мощность гумусовых горизонтов А+В1 составляет 25-35см. Содержание гумуса 0,9-1,1%, в отдельных случаях достигает 1,7%. Как и у всех бурых пустынных, обеспеченность почв элементами питания низкая и очень низкая.

Средневзвешенное количество солей в слое 0-30 см (0,307-1,611%) свидетельствует о засолении, что является диагностическим признаком солончаковых почв. Химизм засоления смешанный, сульфатно-хлоридный или хлоридно-сульфатный. Степень засоления меняется от средней до сильной. Вниз по профилю количество водорастворимых солей возрастает. Степень засоления различная, от слабой до сильной.

Бурые солончаковые почвы

Распространены по всей территории, образуя комплексы с доминирующими солончаками типичными, реже – солонцами бурыми, и занимая от 10% до 30-50% площади почвенных контуров. Почвообразующими породами служат засоленные супеси и суглинки.

Мощность гумусового горизонта составляет 18-30 см. Содержание гумуса в среднесуглинистых почвах в горизонте А 0,4-1,2%, в супесчаных – 0,5-0,7%.

Реакция водной среды слабощелочная в поверхностных слоях (рН = 7.6-7.9), вниз по профилю в подстилающей породе увеличивается до щелочной (рН = 8,1-8,3).

Емкость поглощения в горизонте А среднесуглинистых почв – 12,80 мг/экв на 100 г почвы, супесчаных – 11,80 мг/экв на 100 г почвы. В горизонтах В1 и В2 емкость поглощения находится в пределах 8,00-11,20 мг/экв на 100 г почвы. Содержание натрия в процентах от емкости поглощения в иллювиальном горизонте В1 изменяется от 0,25% до 2,6%.

Характерным признаком солончаковых почв является засоление почвенного профиля водорастворимыми солями с поверхности. Средневзвешенное количество солей в слое 0-30 см составляет 0,307-1,611%. Степень засоления различная, меняется от слабой до сильной. Тип засоления преимущественно хлоридно-сульфатный, реже хлоридный или сульфатный с содой. Вниз по профилю количество водорастворимых солей возрастает.

Гранулометрический состав верхнего горизонта А суглинистый или супесчаный. Ниже следуют различные по гранулометрическому составу горизонты (от песков до средних суглинков).

Луговые почвы

Представляют собой полугидроморфные почвенные образования пустынной зоны, развивающиеся в условиях дополнительного увлажнения за счет поверхностных и близко залегающих (2-4 м) грунтовых вод. Формируются в понижениях рельефа: современным и древним долинам рек, по днищам старых протоков, плоскodonных логов, вышедших из сферы заполнения паводковых вод, различного рода западинам.

Представлены на характеризуемой территории лугово-бурыми солонцевато-солончаковыми и луговыми приморскими солончаковыми почвами.

Лугово-бурые солонцевато-солончаковые почвы широко распространены по всей территории, образуя комплексы с доминирующими солончаками типичными, реже – солонцами бурыми и занимая от 10% до 30-50% площади.

Содержание гумуса составляет 0,7-1,8%. Мощность гумусового горизонта 30-45 см. Обеспеченность почв азотом и фосфором низкая и очень низкая.

Луговые приморские солончаковые почвы сформированы на приморской солончаковой равнине на крайнем юге. Образуют как однородные контуры, так и комплексы с солончаками соровыми и солончаками приморскими (до 10-30%).

Почвообразующими породами служат засоленные слоистые озерно-морские отложения различного гранулометрического состава с включениями и прослоями ракушечника.

Грунтовые воды залегают на глубинах 1-3 метра и имеют очень высокую минерализацию. Вследствие капиллярного поднятия грунтовых вод к поверхности происходит постоянное поступление солей в верхние горизонты почв, вызывая их засоление.

Содержание гумуса относительно высокое, в горизонте А 3,3%, в горизонте В – 1,6%. Количество валового азота тоже относительно высокое и достигает 0,232% в горизонте А. Содержание валового фосфора – 0,12%. Подвижного фосфора в верхнем горизонте содержится 2,72 мг на 100 г почвы, ниже, в горизонте В – 1,71 мг на 100 г почвы. Количество подвижного калия высокое 55,20-100,80 мг на 100 г почвы.

Солонцы пустынные

Широко распространены на характеризуемой территории. Профиль солонцов имеет четкую дифференциацию на генетические горизонты. Верхний надсолонцовый горизонт небольшой мощности окрашен в светлые палево-серые тона, уплотнен слабо, часто представлен в виде пористой корки. Солонцовый горизонт резко отличается от верхнего и имеет темно-бурую окраску, очень сильное уплотнение, ореховатую, столбчатую или глыбистую структуру. Он содержит большое количество обменного натрия (более 20% от емкости обмена), отличается тяжелым гранулометрическим составом.

Ниже солонцового залегают иллювиальный карбонатный горизонт с яркими выделениями карбонатных новообразований. Он сменяется менее плотным бесструктурным горизонтом со скоплениями гипса и легкорастворимых солей.

В зависимости от характера увлажнения выделены солонцы бурые и солонцы лугово-бурые.

Солонцы бурые сформированы в автоморфных условиях (глубина залегания грунтовых вод более 3 м) по повышениям слабоволнистой равнины. Мощность гумусовых горизонтов солонцов составляет 20-30 см, содержание гумуса 0,8-1,3%. Обеспеченность питательными веществами очень низкая и низкая.

Реакция почвенной среды щелочная и сильнощелочная. Почвенно-поглотительный комплекс насыщен щелочными катионами, обуславливающими солонцеватость. Содержание натрия достигает 24-52%. В почвенном профиле отмечается значительное содержание водорастворимых солей – до 1-2,5%. Химизм засоления преимущественно сульфатно-хлоридный, реже- хлоридный, в солонцовых горизонтах очень высока щелочность. Степень засоления меняется от средней до очень высокой.

Солонцы лугово-бурые формируются при относительно близком (2-3 м) залегании минерализованных грунтовых вод, что оказывает влияние на окислительно-восстановительный режим почв и проявляется в наличии в почвенном профиле ржавых и сизых пятен.

Мощность гумусовых горизонтов составляет 30-40 см. Содержание гумуса, за редким исключением, составляет 1-2%.

Реакция водной суспензии чаще всего щелочная и сильнощелочная. Сумма поглощенных оснований меняется в широких пределах и обусловлена различием гранулометрического состава. На долю натрия приходится в солонцовом горизонте 20-35%.

Солончаки

Солончаки – почвы выпотного водного режима, с преобладанием восходящих токов, приводящих к засолению почвенной толщи и ее поверхностных горизонтов. Для всех солончаков характерным является высокое содержание легкорастворимых солей с поверхности и по всему почвенному профилю. Максимальное скопление солей отмечается в верхних горизонтах. На описываемой территории солончаки получили широкое распространение. Приурочены эти почвы к самым низким и наименее дренированным поверхностям (западинам, ложбинам, руслообразным понижениям). В зависимости от условий образования (рельефа, уровня грунтовых вод) на рассматриваемой территории выделены следующие подтипы солончаков: солончаки типичные, соровые и приморские.

Солончаки типичные

Выделены, как однородными контурами, так и в комплексах с бурыми солончаковыми почвами и солончаками соровыми в разных процентных соотношениях. Сформированы по неглубоким понижениям равнины. Сильноминерализованные грунтовые воды, в зависимости от сезона года, расположены на глубине 2-6 м. Такое залегание их способствует, в условиях аридного климата, капиллярному поднятию растворов солей к поверхности почвы.

По гранулометрическому составу солончаки типичные разнообразны – от тяжелосуглинистых до супесчаных.

Дифференциация почвенного профиля на горизонты слабая, что связано с высокой концентрацией солей в почве и неблагоприятными условиями накопления и разложения органических веществ.

Солончаки типичные засолены в очень сильной степени по всей почвенной толще, величина плотного остатка достигает 0,902-2,500%. Тип засоления хлоридно-сульфатный и сульфатно-хлоридный, местами с содой.

Солончаки соровые

На характеризуемой территории получили повсеместное распространение, выделяясь как однородными контурами, так и в комплексе с самыми различными почвами. Сформированы по днищам высохших соленых озер – соров. Котловины соров благоприятны для соленакопления за счет сноса солей талыми водами с вышележащих территорий и подпитывания сильно минерализованными грунтовыми водами, залегающими на глубине 0,5-2,0 м.

Солончаки соровые практически не затронуты процессами почвообразования и их профиль не дифференцирован на генетические горизонты. Нижние горизонты солончаков соровых имеют следы оглеения в виде сизоватых, иссиня-черных и зеленоватых тонов – результат периодической смены окислительных процессов восстановительными.

Характерной особенностью соровых солончаков является очень высокое содержание легкорастворимых солей, более 3,5%.

Солончаки приморские

Распространены на крайнем юге характеризуемой территории, где они выделены в комплексе с луговыми бурыми приморскими солончаковыми почвами и солончаками соровыми, являясь доминантом в контуре. Почвы формируются при близком (1,5-2 м) залегании сильноминерализованных грунтовых вод сульфатно-хлоридного магниево-натриевого состава.

Почвообразующими породами служат засоленные слоистые озерно-морские отложения с преобладанием ракушниковых песков и супесей.

Поверхность приморских солончаков трещиноватая, с редкими ракушками и куртинами растительности.

Это относительно молодые почвы. Профиль их слабо сформирован, поэтому дифференциация на генетические горизонты проявляется очень слабо. Практически он представляет собой чередование слоев различного цвета и гранулометрического состава с включением ракушечника.

С поверхности выделяется корочка мощностью около 1-3 см, насыщенная солями, под ней – серовато-бурый с сизоватым оттенком, сухой, слабо уплотненный малогумусированный элювиальный горизонт А. Иллювиальный горизонт В не выражен.

3.6.2. Гранулометрический состав почв

Механический состав поверхностных горизонтов почв представлен различными суглинками с преобладанием в составе гранулометрических фракций частиц песка тонкого и крупной пыли.

Результаты лабораторных исследований показали, что бурые пустынные почвы экологических станций представлены в основном различными суглинками с содержанием физической глиной от 24,80 до 54,30%. Реже встречаются супесчаные разновидности, где физическая глина составляет 10,10-11,50%.

В составе гранулометрических фракций тяжелосуглинистых почв преобладают илистые частицы (до 27,30%), а в средних и легких суглинках и супесчаных почвах абсолютно доминируют мелкопесчаные частицы (0,1-0,05 мм).

По гранулометрическому составу солончаки типичные разнообразны - от тяжелосуглинистых до супесчаных. Соревые отложения представляют собой чрезвычайно вязкую массу тяжелых и средних суглинков, реже встречаются супесчаные разновидности. Гранулометрический состав поверхностных горизонтов приморских солончаков представлен тяжелыми суглинками, нижние горизонты среднесуглинистые.

Агрохимические свойства почв

Почвы описываемой территории обладают низким агропроизводственным потенциалом, по своему качеству непригодны для земледелия и могут использоваться только в качестве малопродуктивных пастбищных земель. Солончаки для ведения сельскохозяйственного производства вообще непригодны.

Обеспеченность всех типов бурых почв элементами питания очень низкая. Содержание гумуса колеблется в пределах 0,2-1,7%, относительно повышенные его содержания присущи бурым солончаковатым почвам – 0,9-1,1%. Также низкая обеспеченность почв и другими элементами питания. Содержание валовых форм азота в верхнем горизонте составляет 0,007-0,14%, фосфора – 0,006-0,03%, подвижного азота – 0,75 мг на 100г почвы, фосфора – 8,64-10 мг на 100 г почвы.

Сумма обменных катионов в незасоленных бурых почвах невелика, 5,67-7,25 мг.экв/100 г почвы. Содержание поглощенного натрия не превышает 1,9% от суммы катионов, что свидетельствует об отсутствии солонцеватости. Реакция почвенной среды слабощелочная. В солончаковатых почвах сумма поглощенных катионов меняется в пределах 11,8-16,5 мг.экв/100 г. Содержание натрия в процентах от емкости поглощения в иллювиальном горизонте В1 изменяется от 0,25% до 2,6%.

По содержанию гумуса солончаки типичные относятся, в основном, к низко обеспеченным почвам: в верхнем горизонте А среднесуглинистых разновидностей его количество составляет 1,03%, легкосуглинистых и супесчаных – 0,24%. Ниже, в горизонте В, количество гумуса уменьшается и составляет 0,16-0,32%.

Валовых форм азота в горизонте А среднесуглинистых почв содержится 0,066%, легкосуглинистых и супесчаных – 0,017%. В горизонте В количество азота снижается соответственно до 0,056% и 0,011%.

Валового фосфора в верхнем горизонте содержится мало, около 0,07%. Количество подвижного фосфора меняется в широких пределах, от 0,70 до 3,27 мг на 100 г почвы. Обеспеченность подвижным калием высокая 20,64-60,00 мг на 100 г почвы.

Солончаки соровые обычно содержат менее 1% гумуса, происхождение которого связано с приносом органического вещества в соры извне вместе с водами поверхностного стока. Реакция водной суспензии щелочная и сильнощелочная, pH меняется от 8,0 до 8,8.

В приморских солончаках содержание гумуса в верхнем горизонте колеблется от 0,1 до 1,7%. Реакция почвенного раствора щелочная и сильнощелочная (pH – 7,8-9,3).

Обеспеченность валовыми формами азота и фосфора невысокая, обращает на себя внимание высокое содержание подвижного калия в почвах.

Тип засоления по анионам хлоридный, сульфатно-хлоридный, хлоридно-сульфатный; по катионам – натриевый. Реакция водной суспензии почв щелочная и сильнощелочная.

3.6.3. Характеристика современного состояния почв по данным мониторинга

Для оценки современного состояния почвенного покрова на территории наземных объектов NCOC N.V. Атырауской области представлены данные, полученные в рамках мониторинговых исследований, проведенных в 2021-2024 гг.

Оценка состояния почв осуществляется по результатам анализа направленности и интенсивности изменений путем сравнения полученных показателей с первичными данными и нормативными показателями. Производственный мониторинг растительности и мониторинг почв - двух взаимосвязанных компонентов природной среды проводится одновременно с периодичностью два раза в год (весной и осенью) на одних и тех же стационарных экологических площадках (СЭП).

В соответствии с Программами производственного экологического контроля, отбор проб осуществляется с двух горизонтов (0-5 см и 5-20 см), контролируемые показатели – валовые формы Cu, Pb, Zn, As, подвижные формы Cu и Zn, водорастворимые и кислоторастворимые сульфаты, сера элементарная, сульфиды, нефтепродукты.

При почвенных исследованиях проводится описание экологического состояния почвенного покрова станций, морфологическое описание горизонтов отбора проб и отбираются пробы почв для последующего лабораторного определения контролируемых ингредиентов:

Антропогенные нагрузки на природные комплексы в районе наземных объектов распределяются неравномерно. Почти повсеместно присутствуют нарушения, связанные с движением автотранспорта, строительством объектов в предыдущие годы, разработкой карьеров, прокладкой дорог.

Участки с сильными нарушениями распространены локально и занимают небольшую площадь. Следует отметить, что на большей части нарушенных ранее участках к настоящему времени проведена рекультивация.

На остальной территории, в основном, распространены слабые нарушения, связанные с близостью построенных ранее объектов и старыми следами от несанкционированного проезда автотранспорта. В некоторых местах отмечены механические нарушения, вызванные дорожной дигрессией. В настоящее время на нарушенных ранее участках наблюдается постепенное восстановление почвенно-растительного покрова.

Краткий обзор содержаний контролируемых в почвах ингредиентов за период наблюдений 2021-2024 гг. приводится ниже.

Валовое содержание химических элементов**Медь**

В 2021-2024 гг. дисперсия содержаний меди в почвах территории колебалась в пределах от порога обнаружения 2,5 мг/кг до 18,8 мг/кг, максимальная концентрация фиксировалась весной 2022 г. на границе СЗЗ (СЭП-40) в поверхностном горизонте, в целом такие концентрации не характерны. Как правило, средние содержания, независимо от станции наблюдений, в большинстве случаев находились в пределах 4,7-5,7 мг/кг, среднее содержание на фоновых станциях в 2021-23 гг. составляло 4,06 мг/кг в горизонте 0-5 см и 6,49 мг/кг в горизонте 5-20 см.

Во 2 квартале и 4 кварталах 2024 г. средние валовые содержания меди составляли 4,307-4,361 мг/кг.

На границах СЗЗ (СЭП 38-СЭП 41) валовые содержания меди в 2024 г. составляли весной 3,1 мг/кг, осенью – 5,2 мг/кг. В районе экспортного газопровода (СЭП 20-СЭП-22) весной 2,6 мг/кг, осенью 2,7 мг/кг. В районе прудов-накопителей весной 6,9 мг/кг, осенью – 4,4 мг/кг. В пределах фоновой точки концентрации валовых содержаний меди составляли весной и осенью 3,3 мг/кг.

Значения, превышающие ПДК меди в почвах, в процессе мониторинга в 2021-2024 гг. не выявлены.

Цинк

В 2021-2023 гг. содержания цинка в большинстве проб были ниже уровня определения анализом (менее 25 мг/кг).

Значимые концентрации фиксировались в 2022 г. только на двух станциях на территории УКПНГ (СЭП-46, 48, максимум 34,8 мг/кг) и СЭП-40 на границе СЗЗ (27,8 мг/кг). В 2023 г. в содержаниях до 37,9 мг/кг цинк был отмечен на СЭП-40, 41 на границе СЗЗ и на станциях СЭП-44, 46, 48 в зоне воздействия УКПНГ в содержаниях до 34,8 мг/кг.

В 2024 г. валовые содержания цинка варьировали в пределах 23,243-28,927 мг/кг. Значения, превышающие ПДК валовых форм цинка в почвах, в процессе мониторинга в 2021-2024 гг. не выявлены.

На границах СЗЗ (СЭП 38-СЭП 41) валовые содержания цинка в 2024 г. составляли весной 27 мг/кг, осенью – 32,3 мг/кг. В районе экспортного газопровода (СЭП 20-СЭП-22) весной 25 мг/кг, осенью 29,5 мг/кг. В районе прудов-накопителей весной 25 мг/кг, осенью – 25 мг/кг. В пределах фоновой точки концентрации валовых содержаний цинка составляли весной и осенью 25 мг/кг.

Свинец

Содержания свинца в почвах на рассматриваемой территории в 2021 г. в обоих горизонтах опробования близки по значениям и колебались в пределах 2,5-9,7 мг/кг.

Содержания свинца на фоновых станциях в 2021-2023 гг. колебались от 5,8 мг/кг до 9,9 мг/кг. В зоне воздействия УКПНГ содержания варьировали от менее 2,5 мг/кг до 9,1 мг/кг, с максимумом в 2021 г. на СЭП-48. В районе прудов-накопителей содержания свинца в обоих горизонтах были близкими и в описываемый период колебались в пределах 3,1-5,8 мг/кг. Максимальные содержания свинца в рассматриваемый период фиксировались в районе Установки 590 осенью 2021 г. (16,99 мг/кг) в горизонте 0-5 см, значения несколько ниже – 11,38 мг/кг были отмечены также в горизонте 5-20 см на СЭП-35.

В 2024 г. содержания валовых форм свинца варьировали в пределах 4,176-5,966 мг/кг.

На границах СЗЗ (СЭП 38-СЭП 41) валовые содержания свинца в 2024 г. составляли весной 4,1 мг/кг, осенью – 6,8 мг/кг. В районе экспортного газопровода (СЭП 20-СЭП-22) весной 4,3 мг/кг, осенью 7,4 мг/кг. В районе прудов-накопителей весной 3,9 мг/кг, осенью – 7,2 мг/кг. В пределах фоновой точки концентрации валовых содержаний свинца составляли весной и осенью 4,5-5,3 мг/кг.

Превышений ПДК свинца в почвах в период 2021-2024 гг. не выявлено.

Ярко выраженных отклонений от фоновых по содержанию свинца в почвах на рассматриваемой территории не отмечено. Расхождение средних содержаний тяжелых металлов по сезонам для объектов мониторинга было незначительное и, возможно, связано с изменчивостью содержаний в природной среде, находились в пределах естественной дисперсии.

Мышьяк

Содержание мышьяка практически во всех пробах со станций наблюдений в 2021 г. было ниже уровня определения анализом «менее 0,25 мг/кг».

В зоне, тяготеющей к УКПНГ, в осенний период 2023 г. содержание мышьяка в пробах с обоих горизонтов фиксировались значимые содержания до 1,53 мг/кг, максимальные значения были приурочены к СЭП-42 в горизонте 5-20 см.

Аналогичная ситуация наблюдалась также и для площадки Установки 590 и прудов испарителей – в 2021-2022 гг. содержания были менее уровня определения анализом (ниже 0,25 мг/кг), в 2023 г. все пробы отметились значимыми содержаниями до 1,57 мг/кг, что, впрочем, ниже принятого значения ПДК.

На контрольных станциях на границе СЗЗ в 2021 г. отмечены значимые содержания на СЭП-40, в 2023 г. содержания 0,3-1,42 мг/кг фиксировались в большинстве проб с этих станций.

В 2024 г. содержания мышьяка в почвах наблюдаемых объектов составляли в среднем 0,701-1,126 мг/кг, т.е. были ниже значений ПДК (2 мг/кг).

На границах СЗЗ (СЭП 38-СЭП 41) валовые содержания мышьяка в 2024 г. составляли весной 0,3 мг/кг, осенью – 0,7 мг/кг. В районе экспортного газопровода (СЭП 20-СЭП-22) весной 0,7 мг/кг, осенью 0,6 мг/кг. В районе прудов-накопителей весной 1,0 мг/кг, осенью – 0,5 мг/кг. В пределах фоновой точки концентрации валовых содержаний свинца составляли 0,25 весной и осенью 0,625 мг/кг.

Подвижные формы тяжелых металлов

В 2021-2023 гг. содержания подвижных форм меди и цинка в почвах фоновых станций не фиксировались.

В 2024 г. содержания подвижных форм меди составляли 0,49-0,5 мг/кг (ПДК 3 мг/кг), цинка – 5 мг/кг, что гораздо ниже значений ПДК (23 мг/кг).

На границах СЗЗ (СЭП 38-СЭП 41) содержания подвижных форм меди в 2024 г. были одинаковыми и составляли весной и осенью 0,5 мг/кг. В районе экспортного газопровода (СЭП 20-СЭП-22) также весной и осенью 0,5 мг/кг. В районе прудов-накопителей весной и осенью также 0,5 мг/кг. В пределах фоновой точки концентрации подвижных форм меди составляли весной и осенью 0,5 мг/кг.

Содержания подвижных форм цинка на всех участках весной и осенью 2024 г. составляли 5 мг/кг.

Содержание нефтяных углеводородов

Для количественной оценки степени загрязнения почв нефтью применены «Экологические требования в области охраны и использования земельных ресурсов (в том числе земель сельскохозяйственного назначения)», утвержденные Приказом Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 21 февраля 2005 года № 62-п, в которых установлено пять уровней загрязнения почв нефтью и нефтепродуктами. В качестве нормативного показателя взят допустимый уровень (ДУ) загрязнения 1000 мг/кг.

В 2021-2023 гг. содержания нефтяных углеводородов в почвах контролируемых участков колебались в достаточно широких пределах – от значений «ниже уровня определения анализом» до 78,78 мг/кг.

Средние содержания на фоновых станциях в 2021-2022 гг. в почвенном горизонте 0-5 см весной и осенью составляли 8,66 и 16,13 мг/кг соответственно, аналогичная ситуация наблюдалась и в горизонте 5-20 см – 7,67 мг/кг весной и 15,97 мг/кг осенью. В 2023 г. содержания нефтяных

углеводородов на фоновых станциях было ниже уровня определения анализом – 5 мг/кг, и только весной на СЭП-49в горизонте 0-5 см достигало 10,2 мг/кг.

На контрольных станциях на границе С33 (СЭП-38-41) весной 2021 г. и в 2023 г. значимые содержания не фиксировались, осенью средние содержания в горизонте 0-5 см варьировали в пределах 11,4-17,0 мг/кг, в горизонте 5-20 см – от 11,9 до 17,2 мг/кг.

На станциях, характеризующих территорию УКПНГ в 2021-2022 гг., концентрации углеводородов изменялись от 1,22 мг/кг до 25,5 мг/кг, по результатам опробования 2023 г. содержания во всех точках пробоотбора были ниже 5 мг/кг. Средние содержания весной в горизонте 0-5 см варьировали в пределах 4,82-8,68, в горизонте 5-20 см – 3,62-8,34 мг/кг при средних 6,75 и 5,98 мг/кг соответственно.

На площадке Установки 590 значения концентраций на отдельных станциях колебались от 2,5 до 32,58 мг/кг, при средних содержаниях в поверхностном горизонте 12,95 мг/кг весной и 18,95 мг/кг осенью, в горизонте 5-20 см – 12,11 мг/кг весной и 17,85 мг/кг осенью. Следует отметить, что в 2023 г в единичном случае на СЭП 32 на обоих горизонтах были отмечены значимые содержания – 21,5 и 5,13 мг/кг.

Максимальная дисперсия содержаний и максимальная концентрация углеводородов в почвах за период 2021-2023 гг. фиксировалась на площадке прудов-накопителей. Максимум был приурочен к СЭП-12 осенью 2022 г., в 2023 г. значимые концентрации в пробах отсутствовали. Весной средние содержания в горизонте 0-5 см составляли 9,32 мг/кг, осенью 30,56 мг/кг, в подстилающем горизонте – 17,91 мг/кг весной и 20,57 мг/кг осенью.

В районе экспортного газопровода по данным мониторинга 2021-23 гг. максимальные концентрации составляли: в 2021 г. – 22,11 мг/кг, в 2022 г. – 59,7 мг/кг, в 2023 г. – менее 5мг/кг.

Уровень содержаний нефтяных углеводородов в почвах других контролируемых площадок, включая площадку хранения серы, в целом очень близок к средним содержаниям описанных выше объектов.

В 2021-2022 гг. отмечается довольно устойчивая тенденция увеличения концентраций в пробах осенних серий как поверхностного горизонта, так и в горизонте 5-20 см.

По результатам анализов содержания углеводородов в почвах описанных выше контролируемых площадок в 2021-2023 гг. отмечаются в целом очень низкие, зачастую ниже уровня определения анализов, содержания, в целом отражающие их природное распределение в различных типах почв и ландшафтно-геохимических условиях.

В 2024 г. средние содержания нефтепродуктов в почвах составляли 5,507-12,658 мг/кг.

На границах С33 (СЭП 38-СЭП 41) содержания нефтепродуктов в 2024 г. составляли весной 5,1 мг/кг, осенью – 6,5 мг/кг. В районе экспортного газопровода (СЭП 20-СЭП-22) весной 5,0 мг/кг, осенью 8,8 мг/кг. В районе прудов-накопителей весной 5,4 мг/кг, осенью – 7,6 мг/кг. В пределах фоновой точки концентрации нефтепродуктов составляли весной и осенью 5 мг/кг.

Соединения серы

Почвы исследуемой территории характеризуются высоким естественным фоном серы. На предыдущих этапах мониторинга были рассмотрены следующие виды соединений серы: общие (водорастворимые и кислоторастворимые) сульфаты, элементарная и общая сера и сульфидная форма серы

В 2024 г. содержания соединений серы составляли: сера общая – 1301,316-1387,878 мг/кг, сульфаты (водная вытяжка) 579,606-594,483 мг/кг, сульфаты SO₄ (кислоторастворимые) 186,887-231,488 мг/кг.

Обзор современного распределения серы и ее соединений в почвах контролируемых площадок в 2021-2023 гг. приводится ниже.

Элементарная сера

Допустимый уровень элементарной серы в почвах, согласно Гигиеническим нормативам 3.1.7.2041-06, установлен в 160 мг/кг.

В подавляющем количестве проб с площадок наблюдения в 2021-2023 гг. элементарная сера при уровне определения 80 мг/кг не фиксировалась. Значимые содержания элементарной серы в период мониторинга отмечались на отдельных станциях эпизодически.

Так, в 2021 г. значимые содержания фиксировались только осенью в горизонте 5-20 см на СЭП-2 (промысловые трубопроводы), 33 (пруд-испаритель производственных сточных вод), 40 (граница С33), 48 (УКПНГ), и 49 (фоновая) в концентрациях до 128,2 мг/кг.

В 2022 г. содержание элементарной серы во всех исследуемых пробах почв были ниже предела обнаружения (80 мг/кг или 0,008%).

Весной 2023 г. содержание элементарной серы практически во всех пробах были ниже чувствительности анализа в 80 мг/кг, и только на СЭП-9 (площадка прудов-накопителей) и ПС-9 (площадка погрузки серы в вагоны) были зафиксированы содержания 81,3 и 83,6 мг/кг соответственно.

Осенью количество значимых проб значительно возросло. Так, содержания 83,6-88,1 мг/кг отмечены на фоновых станциях СЭП-50,51, на площадке прудов-накопителей (СЭП-9,12) – 83,9-97,9 мг/кг, а также на площадке хранения серы (СЭП-36) и в ряде проб серии ПС, приуроченных к площадке дробления серы (ПС-1,5,6), площадке погрузки серы в вагоны (ПС-8,10), площадке покрытия вагонов с серой (ПС15).

В 2024г средние содержания элементарной серы на площадке дробления серы (ПС-1-ПС-6) составили весной 90,79 мг/кг, осенью 80 мг/кг, на площадке погрузки серы в вагоны (ПС-8, ПС-10) весной 113,19 мг/кг, осенью 80 мг/кг, а на площадке покрытия вагонов (ПС-15) – весной 92,97 мг/кг, осенью 80 мг/кг.

Сера общая

Кларк серы в почвах по Виноградову равен 850 мг/кг.

Весной 2021 г. содержания общей серы в почвах не определялось, осенью колебались в значительных пределах: в поверхностном горизонте на фоновых станциях – от 194,6 до 4341,5 мг/кг и от 27,5 до 5566 мг/кг в горизонте 5-20 см; на площадке УКПНГ – от 117 до 15197,3мг/кг и от 159,2 до 7265,7 мг/кг соответственно; на границе С33 от 354,4 до 9288 мг/кг в горизонте 0-5 см и от 550,3 до 9551,7 мг/кг в горизонте 5-20 см; на площадке прудов-накопителей от 326,9 до 6568 мг/кг в горизонте 0-5 см и от 329,0 до 1266,6 мг/кг в горизонте 5-20 см; на площадке Установки 590 от 4383 до 10400,7 мг/кг в горизонте 0-5 см и от 4134 до 21101,5 мг/кг в горизонте 5-20 см; на площадке хранения серы от 983,8 до 16770 мг/кг в горизонте 0-5 см и от 813,8 до 17300 мг/кг в горизонте 5-20 см.

В 2022 г. средние содержания общей серы на фоновых станциях весной в горизонте 0-5 см составляли 2373,3 мг/кг и 2011,8 мг/кг в горизонте 5-20 см, осенью – 1587,3 мг/кг и 2111,9 мг/кг соответственно. На площадке УКПНГ среднее содержание серы в поверхностном горизонте весной составляло 1560 мг/кг, в горизонте 5-20 см – в три раза выше (4818 мг/кг). Осенью среднее содержание в горизонте 0-5 см было 5605 мг/кг, в слое 5-20 см – 4947,3 мг/кг. Аналогичное распределение с преобладанием содержаний в осенней серии проб независимо от горизонта по отношению к весенним пробам отмечены на границе С33. Минимальные в 2022 г. средние содержания серы были присущи площадке прудов-накопителей (387-957 мг/кг), на площадке Установки 590 весной в поверхностном горизонте среднее содержание было 1516 мг/кг, в слое 5-20 см – 4088 мг/кг, осенью содержания были близки – 2146-2271 мг/кг. На площадке хранения серы (СЭП-37) весной и осенью в интервале 0-5 см содержание серы было около 16500 мг/кг, в горизонте 5-20 см – 10400-10800 мг/кг.

В 2023 г. дисперсия содержаний на фоновых станциях была незначительной, среднее содержание составляло 4527 мг/кг. На других контролируемых производственных площадках средние содержания были ниже, чем на фоновых станциях, отмечена тенденция превышения весенних результатов над осенними. Исключение составила только площадка хранения серы, где весенние содержания в обоих горизонтах были 454-537 мг/кг, осенью же они увеличились до 9243-16795 мг/кг.

Кроме того, в 2023 г. программа мониторинга за почвами была несколько расширена – дополнительным детализационным опробованием были охвачены площадка дробления серы, ее транспортировка и площадка погрузки в вагоны.

По результатам анализов, среднее содержание серы на площадке дробления серы было близко к ее распределению на фоновых станциях 2023 г. Так, ее концентрация весной при среднем по двум горизонтам составляла 4293 мг/кг, при содержаниях в поверхностном слое 2944 мг/кг, в горизонте 5-20 см – 5642 мг/кг, осенью среднее содержание было 4893,4 мг/кг, в интервале 0-5 см – 3765 мг/кг, в интервале 5-20 см – 6022 мг/кг.

При транспортировке и погрузке серы в вагоны средние содержания весной, по сравнению с фоновыми, возрастают вдвое, до 8764-10465 мг/кг, средние содержания в опробуемых горизонтах, в целом, сопоставимы.

В 2024 г. средние содержания общей серы на площадке дробления серы (ПС-1-ПС-6) составили весной 4817 мг/кг, осенью 1483 мг/кг, на площадке погрузки серы в вагоны (ПС-8, ПС-10) весной 2994,18 мг/кг, осенью 6766,9 мг/кг, а на площадке покрытия вагонов (ПС-15) – весной 99,43 мг/кг, осенью 544,3 мг/кг.

Распределение серы в почвах, связанных с обработкой серы площадок, в 2024 г. приведено на рис. 3.2.4.1.

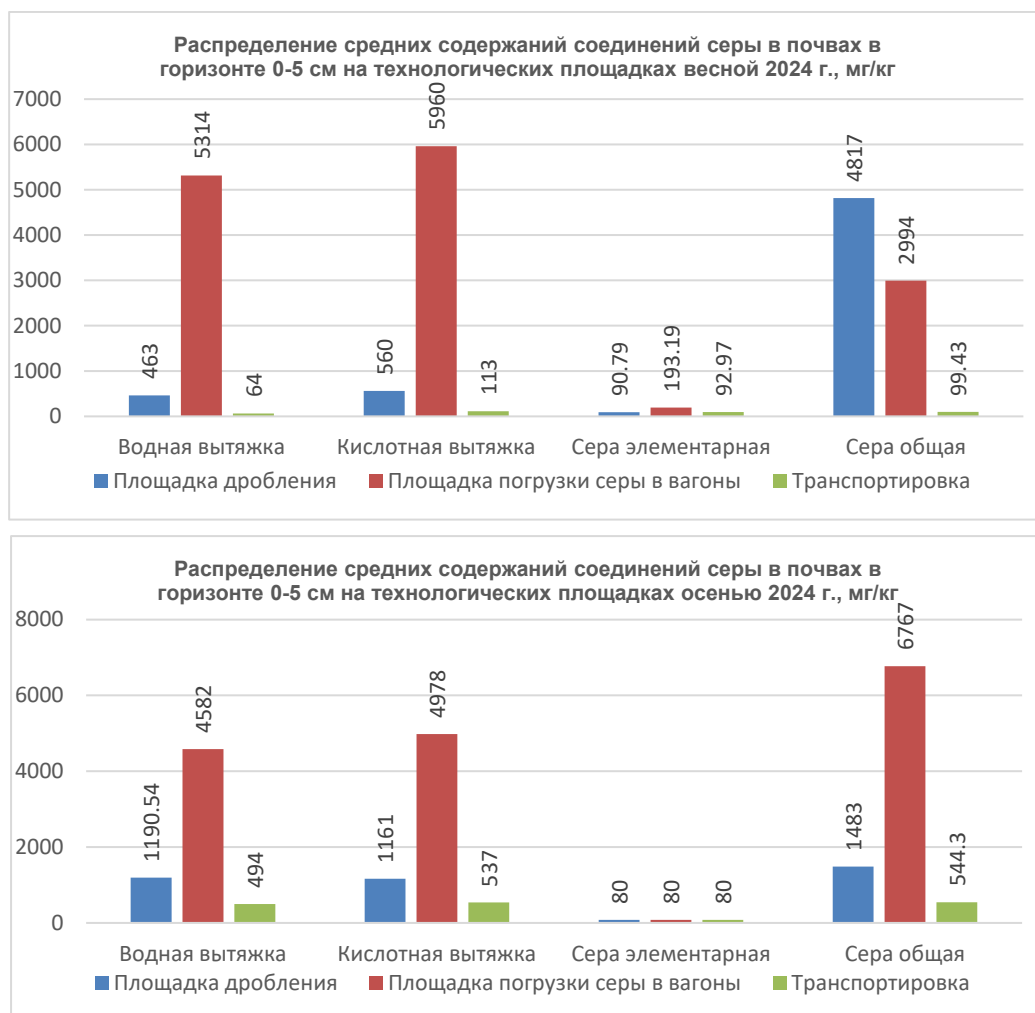


Рисунок 3.2.4.1 Распределение средних содержаний соединений серы по технологическим площадкам обработки серы весной и осенью 2024 гг.

Сульфатная сера

Сера относится к перечню элементов широкого распространения в земной коре, что обуславливает присутствие сульфатов в почвах, их образование обусловлено естественными природными процессами и происходит около поверхности земли, насыщенной кислородом.

Сульфаты, с точки зрения химии, являются солями серной кислоты, образующейся при окислении серы или биохимической активности сульфаторедуцирующих микроорганизмов.

Большинство сульфатных анионов неустойчивы и способны трансформироваться в сульфиды при недостатке кислорода, при его избытке возможен также обратный переход – окисление сульфидов до сульфатов.

Сульфаты различных элементов обладают различной растворимостью, как правило, сульфаты щелочных металлов имеют хорошую растворимость в воде, сульфаты тяжелых и щелочноземельных элементов растворимы только в кислотах.

Водорастворимая форма сульфатов в почвах в основном представлена сульфатами натрия, калия и магния. Ввиду значительной подвижности в гипергенных условиях, они, как правило, в верхних почвенных горизонтах не накапливаются, при изменении ландшафтно-геохимических условий легко из них вымываются. Концентрации водорастворимых форм сульфатов в целом почти всегда ниже, чем кислоторастворимых, в условиях района представленных почти на 100% гипсом.

Анализ распределения водорастворимых сульфатов на площадках технологических операций с серой в 2023 г. сводится к следующему:

- На площадке дробления серы содержание водорастворимых сульфатов весной и осенью в целом соответствует фоновому 2023 г.;
- Содержания водных сульфатов в почвах на пути транспортировки незначительно возрастают, достигая 3500-3900 мг/кг;
- В почвах площадки погрузки серы в вагоны содержание водорастворимых сульфатов резко возрастает до 7238 мг/кг в поверхностном слое и 10710 мг/кг в горизонте 5-20 см.

В 2024 г. средние содержания водорастворимых сульфатов составляли на площадке дробления серы весной 463 мг/кг, осенью - 1190,54 мг/кг, на площадке погрузки серы весной 5314 мг/кг, осенью – 4582 мг/кг, на площадке транспортировки весной 64 мг/кг, осенью – 494 мг/кг.

Кислоторастворимая форма сульфатов в почвах представлена главным образом гипсом. Источниками гипса являются гипс- и пиритсодержащие почвообразующие породы, сульфатно-кальциевые грунтовые воды, а также золотые гипсоносные отложения, в отличие от водорастворимых сульфатов, гипс практически не вымывается из почвы из-за его малой растворимости и небольшого количества осадков в районе исследований.

В 2023 г. в пробах почв с станций мониторинга кислоторастворимые формы сульфатов не определялись, за исключением проб с площадок, связанных непосредственно с технологическими процессами обработки серы – площадка дробления серы, ее транспортировка и погрузка в вагоны. В целом, распределение кислоторастворимых форм близко к таковому для водорастворимых сульфатов. Пробы с минимальными содержаниями приурочены к площадке дробления серы, максимальные содержания отмечались на площадке погрузки в вагоны (до 13946 мг/кг), статистических закономерностей ввиду низкой фактической обеспеченности, не наблюдается.

В 2024 г. средние содержания кислоторастворимых сульфатов составляли на площадке дробления серы весной 560 мг/кг, осенью – 1161 мг/кг, на площадке погрузки серы весной 5960 мг/кг, осенью – 4978 мг/кг, на площадке транспортировки весной 113 мг/кг, осенью – 537 мг/кг.

Сульфидная сера

Сульфиды в химическом отношении рассматриваются как соли сероводородной кислоты H_2S . В почвах района встречаются как гипергенные соединения серы с металлами и неметаллами – железом, натрием, кальцием, калием, магнием. Сульфидные формы щелочных и

щелочноземельных элементов достаточно хорошо растворимы в воде, и как правило, накопление данной формы соединений для почв не специфично, сульфиды железа (пириты) менее мобильны и могут накапливаться в специфических условиях.

В подавляющем большинстве проб, отобранных в 2021-2023 гг., содержания сульфидов были на уровне $<0,15$ мг/кг, значимые содержания фиксировались в единичных пробах,

Так, в 2022 г. сульфидная форма серы фиксировалась только на фоновой станции СЭП-51 в горизонте 5-20 см осенью (50,9 мг/кг), в 2022 г.: весной – на СЭП-40, горизонт 0-5 см 6,38 мг/кг и 44,73 мг/кг в горизонте 5-20 см, СЭП 41 – 11007,4 мг/кг в горизонте 0-5 см и 128,2 в горизонте 5-20 см, СЭП-44 – 178,5 мг/кг в горизонте 0-5 см; осенью на СЭП-39 в горизонте 0-5 30,3 мг/кг, на СЭП 40 – в горизонте 5-20 (33,03 мг/кг), СЭП-41 1552,9 мг/кг в горизонте 0-5 см, в подстилающем слое 5-20 см – 12,5 мг/кг, СЭП-46 547,35 мг/кг в поверхностном слое 0-5 см, СЭП-51 50,89 мг/кг и СЭП-52 462 мг/кг в горизонте 0-5 см.

В 2023-2024 гг. сульфидная сера в значимых концентрациях в почвенных пробах стандартных станций мониторинга практически не фиксировалась.

В пробах с технологических площадок обработки серы содержания элементарной серы, как правило, были ниже порога обнаружения (80 мг/кг) и только в единичных случаях значимые содержания достигали 135 мг/кг.

Выводы

Результаты обследования 2021-2024 гг. показали, что почвы имеют очень низкое содержание гумуса и общего азота. Обеспеченность валовым фосфором находится на низком и среднем уровнях. Сумма поглощенных оснований в поверхностных горизонтах почв изменяется в широких пределах от 18,7 до 83,9 мг-экв/100 г. В составе обменных оснований преобладают катионы кальция и натрия.

Содержание водорастворимых солей в поверхностном 20-ти сантиметровом слое почв в районе расположения наземных объектов разработки месторождения Кашаган составляет 0,06-2,84%. Тип химизма засоления хлоридный и сульфатно-хлоридный – по анионам и натриевый и кальциево-натриевый – по катионам. Степень засоления изменяется от слабой до очень сильной. Реакция водных суспензий щелочная (pH 7,95-9,40). Поверхностный горизонт почв имеет песчаный и супесчаный механический состав в редких случаях - легкосуглинистый.

Анализ результатов содержания тяжелых металлов в почвах мониторинговых площадок показал, что в течении 2021-24 годов превышений ПДК (ПДУ) не было.

Результаты проведенного мониторинга почв в 2024 г. не выявили устойчивых тенденций к увеличению содержания загрязняющих веществ, связанных с производственной деятельностью Компании NCOC N.V. В целом, явно выраженных изменений, в распределении по горизонтам опробования и величине значений содержаний тяжелых металлов в почвах не происходит.

Ранее выявленное в отдельные годы превышение нормативных показателей валовых форм мышьяка в почвах мониторинговых площадок в 2021-2024 гг. не подтвердилось. Значения результатов многолетних наблюдений на исследуемой территории свидетельствуют об изначально высоком, природном уровне содержания мышьяка в почвах. Концентрации остальных контролируемых элементов находятся в пределах нормативных значений (ПДК).

Содержание нефтепродуктов в почвах ничтожно мало относительно допустимого уровня и составляет 0,001-0,05 доли ДУ.

Почвы исследуемой территории характеризуются высоким естественным фоном серы. Содержание в почвах сульфатов превалирует над остальными формами соединений серы. На долю сульфидных соединений приходится небольшая часть от общего содержания и составляет менее 0,15 мг/кг. Содержание элементарной серы в подавляющем большинстве проб находится ниже предела обнаружения.

Низкая гумусированность и обеспеченность почв элементами питания, солонцеватость и засоление обусловлены природными факторами почвообразования. Описываемые почвы обладают низким агропроизводственным потенциалом или совсем непригодны для ведения

сельского хозяйства. Почвы характеризуемых станций не подвержены антропогенной деградации. На большей части нарушенных ранее участках к настоящему времени проведена рекультивация.

3.7. РАСТИТЕЛЬНОСТЬ

3.7.1. Общая характеристика флоры района

Согласно схеме ботанико-географического районирования пустынной области Казахстана и Средней Азии, рассматриваемая территория относится к северным пустыням Западно-Северотуранской подпровинции Северо-Туранской провинции, зоне бурых почв и входит в состав Сахаро-Гобийской пустынной области, Ирано-туранской подобласти, Северо-туранской провинции, Западно-северо-туранской подпровинции (Ботаническая..., 2003).

Согласно схеме флористического районирования Казахстана, рассматриваемая территория относится к Прикаспийскому флористическому району, охватывающему часть северных и северо-восточных районов Прикаспийской низменности в пределах пустынной зоны (Флора Казахстана, т. 1, 1956). Особенностью флоры этого района служит ее относительная бедность и ведущее положение представителей сем. Маревых (*Chenopodiaceae*). Связано это, прежде всего с экстремальными (природно-климатическими) условиями развития почвенно-растительного покрова региона. Его пространственная неоднородность вызвана былыми трансгрессиями Каспийского моря и выражается в характерной для данной местности комплексности растительности. Среди природных факторов, обуславливающих ее динамику, в первую очередь, необходимо отметить процессы изменения водно-солевого режима почв.

Пространственная неоднородность почвенно-растительного покрова вызвана прошлыми трансгрессиями Каспийского моря и выражается в характерной для данной местности комплексности растительности.

Формированию неоднородного почвенно-растительного покрова, а также развитию западного микро - и нано рельефа способствует сочетание таких факторов, как слабый дренаж, засоленность грунтов, суффозионные явления в совокупности с явлениями выщелачивания почв, деятельностью землероев. Основными факторами, определяющими распределение растительности в пространстве, являются условия увлажнения, засоленность, механический состав почв, а также геоморфологические условия.

Растительный покров рассматриваемой территории относится к пустынному типу растительности. Пустынный тип растительности характеризуется доминированием ксерофильных и галофильных полукустарничков и полукустарников (солянок и полыней) или однолетних солянок, наиболее устойчивых к неблагоприятным условиям пустыни и почвенного засоления. Из других жизненных форм распространены коротковетвистые однолетние и многолетние травы (эфимеры и эфемероиды). Основными чертами описываемой территории являются незначительное присутствие злаковой растительности, изреженность, бедность флористического состава растительных группировок, зачастую ограниченного одним-двумя видами.

Растительный покров территории, в целом, подразделяется на следующие экологические группы:

- ксерофитная растительность (произрастающая на зональных, слабозасоленных почвах);
- галофитная растительность (произрастающая на засоленных почвах и солончаках);
- луговая растительность (злаковая растительность, произрастающая на почвах лугового ряда).

Особенностью пространственного распределения растительного покрова территории является доминирование комплексной растительности с участием ограниченного количества видов. Главными факторами, определяющими распределение растительности в пространстве, являются экологические (увлажнение, засоленность, механический состав почв и грунтов) и геоморфологические условия.

Основу растительного покрова рассматриваемой территории составляют комплексы полынных (*Artemisia*) и биюргуновых (*Anabasis salsa*) ценозов. Полынные сообщества формируются на

солонцеватых и солончаковых разностях бурых пустынных почв и образуют комплексные контуры с биюргуном (*Anabasis salsa*) и однолетними солянками (*Climacoptera brachiata*, *C. lanata*, *Petrosimonia brachiata*, *P. triandra*).

На большей части территории преобладают комплексные растительные сообщества с доминированием биюргуна (*Anabasis salsa*) и сарсазана (*Halocnemum strobilaceum*). Биюргуновые фитоценозы приурочены к солонцам пустынным, а сарсазановые к солончакам типичным. В составе этих сообществ обильны однолетники (*Eremopyrum orientale*, *Eremopyrum triticeum*, *Ceratocephala falcata*, *Ceratocephala testiculata*, *Lepidim perfoliatum*, *Alyssum turkestanicum*). Кроме многолетников- доминантов, в этих сообществах встречаются такие многолетники как *Tanacetum achilleifolium*, *Cachrys odontalgica*, *Ferula caspica*, *F. tatarica*, *Rheum tataricum*. Характерными компонентами этих сообществ являются эфемеры (*Eremopyrum orientale*, *E. triticeum*, *Senecio noeanus*, *Lepidium perfoliatum*) и однолетние солянки (*Climacoptera brachiata*, *C. lanata*, *Petrosimonia brachiata*, *P. triandra*). Значительные площади на обследованной территории занимают соровые депрессии, которые лишены растительности и лишь по краям, узкой каймой окружены сарсазановыми (*H. strobilaceum*) фитоценозами с участием однолетних солянок рода *Climacoptera*, *Suaeda*, *Salsola*.

На участках современной морской равнины, находящихся под влиянием сгонно-нагонных процессов, формируются, практически, монодоминантные сообщества солероса (*Salicornia europaea*), иногда с участием видов из рода *Suaeda*.

Доминирующими экологическими группами на данной территории являются ксерофиты и галофиты. Они относятся, преимущественно, к жизненным формам полукустарничков, полукустарников, кустарничков, травянистых многолетников и однолетников с коротким (эфемеры и эфемероиды) и длительным периодами вегетации.

Растительность имеет 2 пика вегетации. В благоприятные по метеорологическим условиям годы весной в составе сообществ увеличивается роль эфемеров и эфемероидов (*Eremopyrum orientale*, *E. triticeum*, *Lepidium perfoliatum*, *Rheum tataricum*, *Ferula caspica*, *Senecio noeanus*), а осенью преобладают однолетние маревые (*Climacoptera lanata*, *Climacoptera brachiata*, *Salsola foliosa*, *Petrosimonia triandra*, *Atriplex aucherii*, *A. hastata*).

Результаты мониторинговых наблюдений

Мониторинговые наблюдения состояния растительного покрова на площадках мониторинга, выполненных ранее Компанией, разной степени детальности, регулярно проводятся различными субподрядными организациями с 2006 г. В целом, результаты наблюдений в межгодовом разрезе могут не совпадать в деталях, однако они не выходят за пределы естественных колебаний, вызванных вариацией погодно-климатических условий, несовпадением сроков наблюдений и т. д.

Так, в период с 2006 г. по 2012 г. на станциях мониторинга в пределах рассматриваемой территории был зафиксирован 71 вида высших растений, относящийся к 42 родам и 16 семействам (ОВОС УКПНИГ ПК версия 3.0).

В растительном покрове территории доминируют представители ксерофитной и галофитной флоры, характерные для пустынной зоны Прикаспия с преобладанием сем. Маревых (*Chenopodiaceae*) на засоленных почвах. Полынная и злаковая растительность выступает в роли кондоминанта и приурочена к бурым и луговым почвам.

Ведущее положение по количеству видов занимает семейство Маревые (*Chenopodiaceae*), насчитывающее в своем составе 22 вида, что составляет около 34,9% всех выявленных растений. Второе место занимает сем. Астровые (Сложноцветные), (*Asteraceae*) – 8 видов (12,7%) и на третьем месте сем. Мятликовые (Злаковые), (*Poaceae*) 7 видов (11,1 %), Бурачниковые (*Boraginaceae*) включают 6 видов (9,5%), Капустные (*Brassicaceae*) включают 5 видов (7,9%). Гречишные – (*Polygonaceae*) насчитывают 3 вида (4,8%). Остальные семейства включают по 1-2 видам (1,6%). Таким образом, спектр ведущих по количеству видов семейств, т.е. первые 5, составляют 76,5% от общего числа отмеченных видов.

По количеству во флоре мониторинговых станций преобладают однолетники (29 видов) и эфемеры (6 видов) их общее количество вместе с двулетниками (2 вида) составляет 37 видов.

Общее количество всех многолетников (кустарники, полукустарники, полукустарнички, многолетники) различных жизненных форм составляет 26 видов.

Среди однолетников так же преобладают представители семейства Маревых (*Chenopodiaceae*) 17 видов. Общее количество многолетних травянистых растений насчитывает 16 видов, из них семейства Астровых (*Asteraceae*) включает 6 видов и Мятликовых (*Poaceae*) включает 4 вида. Эфемеры представлены 6 видами, а эфемероиды 4. Остальные жизненные формы представлены незначительным количеством видов.

За период 2009-2016 гг., зарегистрировано 78 видов высших сосудистых растений. Анализ систематической принадлежности видов исследуемой флоры показал, что в ее состав вошли представители 18 семейств (Проект ОВОС «Корректировка очередей 1,2,3 с выделением пусковых комплексов. Дополнение»).

Как и в предшествующий период, ведущее положение по количеству видов занимает семейство Маревые (*Chenopodiaceae*), насчитывающее в своем составе 24 вида, что составляет около 34.8% всех выявленных растений. Второе место занимает сем. Мятликовые (Злаковые), (*Poaceae*), – 11 видов (15.9%) и на третьем месте Астровые (Сложноцветные), (*Asteraceae*) 9 видов (13.0 %). Семейство Бурачниковые (*Boraginaceae*) насчитывает 8 видов (11.6%), сем Капустные (*Brassicaceae*) включает 7 видов (10.1%), сем Гречишные – (*Polygonaceae*) и Зонтичные (*Apiaceae*) насчитывают по 3 вида (4.3%). Остальные семейства включают по 1-2 видам (1.4 и 2.9%). Таким образом, спектр ведущих по количеству видов семейств, т.е. первые 5 составляют 85.5% от общего числа отмеченных видов.

По количеству видов во флоре преобладают однолетники (34 вида) и эфемеры (8 видов) их общее количество вместе с двулетниками (2 вида) составляет 44 вида. Общее количество всех многолетников (кустарники, полукустарники, полукустарнички, многолетние травы) различных жизненных форм составляет 34 вида.

Видовой состав и степень развития растительности в определяющей степени зависят от типов почв, которые довольно адекватно отражают жизненные условия формирования растительного покрова в различных ландшафтно-геохимических условиях, в связи с чем представляется целесообразным обобщить результаты многолетних регулярных флористических наблюдений на 45 специальных стационарных станциях площадью по 100 м² в зависимости от почвенного субстрата.

Наиболее регулярные посезонные наблюдения на постоянных стационарных экологических площадках (СЭП), характеризующих практически все разнообразие ландшафтно-геохимических условий рассматриваемой территории, проводились в период с 2017 г. по 2023 г., их результаты и были положены в основу характеристики современного растительного покрова территории.

Растительный покров на бурых обычных почвах

На обычных бурых почвах, формирующихся, как правило, на повышенных участках волнистых, волнисто-увалистых равнин, весной растительность обычно представлена мятликово-полынным (полынь Лерховская (*Artemisia lerchiana*), мятлик луковичный (*Poa bulbosa*), полынным (*Artemisia lerchiana*), мятликово-полынным (*Artemisia lerchiana*, *Poa bulbosa*) с биюргуном (*Anabasis salsa*) сообществами с проективным покрытием 80-90%. Видовой состав на мониторинговых площадках представлен обычно 6-12 видами многолетников и однолетников, сообщество обычно одноярусное, высота – 20-45 см по количеству видов чаще преобладают однолетние.

Осенью видовой состав растительных сообществ остается, в целом, стабильным, может отмечаться повышение роли или выпадение некоторых видов. Проективное покрытие 50-75%. Сообщество обычно одноярусное, высотой 25-40 см. Доминанты мятлик луковичный (*Poa bulbosa*) и полынь Лерховская (*Artemisia lerchiana*).

Растительный покров на бурых солонцевато-солончаковых почвах

Бурые солончаковые почвы сформированы на засоленных почвообразующих породах, образуют комплексы с солончаками типичными и соровыми, и широко распространены на рассматриваемой площади. Состав растительных ассоциаций на этих почвах в целом близок к