

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИГИ
РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ

ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ
ЖӘНЕ БАҚЫЛАУ КОМИТЕТИ



МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ И
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

КОМИТЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ

010000, Астана қ., Мәңгілік Ел даңғылы, 8
«Министрліктер үйі», 14-кіреберіс
Тел.: 8(7172)74-01-05, 8(7172)74-08-55

№

010000, г. Астана, проспект Мангилик Ел, 8
«Дом министерств», 14 подъезд
Тел.: 8(7172) 74-01-05, 8(7172)74-08-55

Филиал «Норт Каспиан Оперейтинг
Компани Н.В.»

Заключение
по результатам оценки воздействия на окружающую среду
к проекту Дополнение к проекту разработки месторождения Караган (по состоянию на
01.01.2025г)

Материалы поступили» №KZ19RVX01488818 от 22.09.2025 года

Доработанные материалы представлены: исх.№ NC-O-2510168 от 21.10.2025 года

Сведения об инициаторе намечаемой деятельности: Филиал "Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.", 060002, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, АТЫРАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, АТЫРАУ Г.А., Г.АТЫРАУ, улица Қайырғали Смағұлов, дом № 8,000241000874, РУО ДЖАНКАРЛО, 927228, GALIMZHAN.KUSSAINOV@NCOC.KZ.

Разработчик отчета воздействия: Товарищество с ограниченной ответственностью «SED» (Sustainable Ecology Development) 050043, г. Алматы, ул. Аскарова, 3, тел.: 8 (727) 247 23 23, e-mail: sed@sed.kz Директор – Носков Владимир Васильевич.

Сведения о документах, подготовленных в ходе оценки воздействия на окружающую среду:

- Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду № KZ83VWF00410041, Дата: 22.08.2025г.;

- Проект отчета о возможных воздействиях для намечаемой деятельности к проекту к проекту Дополнение к проекту разработки месторождения Караган (по состоянию на 01.01.2025г)

- Протокол общественных слушаний от 08.10.2025 г., 13.10.2025г.

Согласно Приложению 1 ЭК, раздел 1 п. 2, п/п.2.1 (добыча нефти и природного газа в коммерческих целях, при которой извлекаемое количество превышает 500 тонн в сутки в отношении нефти и 500 тыс. м³ в сутки в отношении газа), данный вид деятельности относится к перечню видов намечаемой деятельности и объектов, для которых проведение оценки воздействия на окружающую среду является обязательным.

Согласно разделу 1 приложения 2 к ЭК РК по видам намечаемой деятельности и иным критериям, на основании которых осуществляется отнесение объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, объект относится к I категории (п. 1, пп. 1.3 «разведка и добыча углеводородов, переработка углеводородов»).

Месторождение Караган, расположенное в шельфовой зоне северо-восточной части Каспийского моря, на территории Атырауской области РК. Разработка месторождений осуществляется в рамках Соглашения о разделе продукции по Северному Каспию от 18



ноября 1997 года с изменениями и дополнениями (СРПСК). Северо-восточная граница месторождения находится примерно в 75 км южнее г. Атырау и в 69 км от ближайшего населенного пункта, пос. Дамба. Ближайшие тростниковые заросли (экологически уязвимые зоны) находятся с северной и восточной стороны, минимальное расстояние до них – 28 км к северу от острова А. Тюлени острова расположены в 200 км на юго-запад от Восточного Кашагана и не входят в зону влияния выбросов данных производственных площадок. Общая площадь месторождения составляет около 820 км².

Освоение месторождения ведется в сложных условиях: шельфовая зона, неблагоприятное сочетание мелководных условий и льдообразования (около 5 месяцев в году), экочувствительная зона, большие глубины залегания месторождения (до 4800 м), высокое начальное пластовое давление (78 МПа), высокое содержание сероводорода (до 18 %). Эти условия существенно влияют на концепцию проекта разработки мощностей для ведения добычи.

Наземные объекты месторождения Кашаган располагаются в Атырауской области на территории Макатского района (Установка комплексной переработки нефти и газа «Болашак» (УКПНиГ-1), пруд-испаритель производственных сточных вод, Железнодорожный комплекс на Западном Ескене (ЖКЗЕ), комплекс по обезвреживанию и нейтрализации шлама (КпОиНН), промысловые и часть экспортных трубопроводов), Махамбетского района (экспортный нефтепровод) и территории, находящейся под управлением маслихата г. Атырау (экспортный нефтепровод). Географические координаты размещения Наземных объектов месторождения Кашаган следующие: 47° 14' 56,834", 52° 26' 28,526".

Ближайшими морскими портами являются Актау (400 км к югу) и порт Баутино (235 км к юго-западу).

Расстояния от крайних источников производственных объектов УКПНиГ «Болашак» (по уточненным планам расположения площадки) до следующих ближайших населенных пунктов: ж/д. ст. Таскесекен – 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-1.

Краткая характеристика намечаемой деятельности

В соответствии с проектной документацией по разработке месторождения Кашаган нефтегазовая залежь рассматривается как единый объект освоения, охватывающий зоны Восточного Кашагана, Перешейка и Западного Кашагана. Объектом освоения является карбонатная залежь верхнедевонского и каменноугольного возраста, обладающая высоким содержанием сероводорода и высоким пластовым давлением.

Месторождение Кашаган находится на стадии промышленной разработки с поэтапным освоением и наращиванием добычи в рамках реализации Этапа 1, а также потенциальных Этапов 2 и 3, с учетом необходимых утверждений и разрешений, находятся на ранних стадиях разработки и будут продолжать оптимизироваться. Месторасположение, конфигурация и строительство наземных объектов Этапов 2 и 3 определены условно согласно пункту 28 главы 3 методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений и будут рассмотрены согласно законодательству, в сфере архитектурно-градостроительной деятельности на последующих стадиях проектирования с материалами оценки воздействия на окружающую среду.

На месторождении утверждены значительные запасы углеводородов. Геологические запасы нефти составляют порядка 4,71 млрд т, извлекаемые - 2,12 млрд т. Геологические запасы газа оцениваются в 3,1 трлн м³, извлекаемые 1,4 трлн м³. По текущим проектным оценкам, при полной реализации проектных решений суточный уровень добычи нефти может достигать порядка 1120 тыс. барр. в сутки (около 52 млн т в год), а производительность по добыче газа - до 33 млрд м³ в год.



В составе продукции предусматриваются: товарная нефть, газ, сжиженные углеводороды (пропан-бутан) и сера. Потенциальный объем экспорта сжиженного углеводородного газа (СУГ) составляет до 2100 т/сутки, а годовой объем производимой серы может достигать порядка 1,5372 млн т. Размещение серы на серных картах УКПНиГ составит не более 630 тыс. т/год. Переработка газа и выделение серы осуществляются на площадке УКПНиГ; часть сырого газа передается сторонним организациям по трубопроводной системе. Состав и характеристики продукции определяются высоким содержанием сероводорода (до 18%) и углекислого газа.

Производственные параметры (максимальные значения):

Проектная мощность по нефти: 52 млн тонн/год (до 1120 тыс. барр./сут);

Проектная мощность по газу: 33 млрд м³/год;

Сжиженный углеводородный газ (СУГ): 2100 т/сутки;

Сера: 1,5372 млн тонн/год;

Размещение серы на картах: до 630 тыс. т/год.

Состав проектируемых объектов:

– искусственные острова и скважины;

– установка комплексной подготовки нефти и газа (УКПНиГ);

– система обратной закачки газа (ППД); – межпромысловые и экспортные трубопроводы;

– резервуары, станции очистки воды, системы сбора. Проектная схема освоения месторождения предусматривает:

– добычу нефти с постепенным наращиванием до 52 млн тонн в год;

– сопутствующую добычу и переработку попутного и пластового газа;

– расширение инфраструктуры по мере роста добычи;

– закачку газа для поддержания пластового давления.

ДПРМ продолжает и уточняет утвержденную стратегию ПРМ, направленную на последовательное освоение месторождения с поэтапным вводом объектов добычи, подготовки, транспортировки и поддержания пластового давления. Проектируемая система обеспечивает достижение высоких коэффициентов извлечения при минимизации воздействия на окружающую среду.

Варианты разработки включают:

1. Базовый сценарий (уточненный утвержденный вариант ПРМ);

2. Варианты с естественным истощением и расширением системы обратной закачки газа;

3. Вариативные сроки ввода в эксплуатацию и объемы работ по капитальным проектам, графики бурения и оценочных работ;

4. Оптимизация сценариев бурения

Краткое описание существующих основных морских и наземных объектов

Морские объекты Основным принципом, принятым при проектировании морских сооружений, являлась минимизация производственных объектов, требующих обслуживания, если отсутствуют неопровергимые доводы в необходимости их наличия. В этой связи острова А, ЕРС -2, -3, -4 эксплуатируются без персонала. Остров Д является объектом, который эксплуатируется с присутствием персонала. На рисунке 1.3.1 представлена обзорная схема существующей системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции месторождения Кашаган.

Остров А

Остров А является островом устьев 8 добывающих скважин с эксплуатационным манифольдом и системами инженерного обеспечения для обеспечения безопасности и работоспособности острова, работающего в нормальных условиях в автоматическом режиме. На острове А имеется собственная факельная система. Факельный ствол оснащен факельным наконечником акустического типа, который обеспечивает полное сжигание сбрасываемых газов, благодаря улучшенному смешиванию воздуха и газа, при достижении скорости звука на



выходе из факельного оголовка. Решение о применении факельной установки со звуковым факельным наконечником согласовано с соответствующими контролирующими органами РК.

На острове А размещены следующие установки:

- Устья добывающих скважин;
- Приемный манифольд;
- Камеры пуска/приема очистных устройств;
- Факельная система.

На острове А флюиды из каждой добывающей скважины поступают во входной манифольд и, далее, по общему 18" трубопроводу транспортируются до острова Д. Оперативный замер дебита каждой скважины острова А осуществляется с помощью многофазного расходомера (МФР). В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» данный замер должен обеспечить получение достоверной информации о дебитах нефти, газа, воды, изменении газового фактора.

Во время тестирования продукция скважины поступает через тестовую линию, на которой имеется специализированная панель для отбора поверхностных проб при низком давлении. Данная система дает возможность отбора проб для мониторинга физико-химических свойств флюида.

Острова ЕРС-2, ЕРС-3 и ЕРС-4

По аналогии с островом А острова ЕРС являются островами устьев добывающих скважин с эксплуатационным манифольдом и системами инженерного обеспечения для обеспечения безопасности и работоспособности блока, работающего в нормальных условиях в автоматическом режиме. На ЕРС размещены технологические установки и установки инженерного обеспечения, предназначенные для сбора и транспортировки флюида на остров Д.

На ЕРС размещены следующие установки:

- Устья добывающих скважин;
- Приемный манифольд;
- Камеры пуска/приема очистных устройств.

От добывающих скважин ЕРС флюид (поток нефти, газа и добытой воды) поступает в приемный манифольд и, далее по внутримысловому трубопроводу транспортируется до острова Д. Оперативный замер дебита скважин предусмотрен на установке узла многофазного расходомера для каждой скважины отдельно. В соответствии с «Едиными правилами...» данный замер должен обеспечить получение достоверной информации о дебитах нефти, газа, воды, изменении газового фактора.

Остров Д (ЭТК-1)

Остров Д (эксплуатационный технологический комплекс (ЭТК-1) представляет собой производственное сооружение для предварительной подготовки нефтегазовой смеси, поступающей с добывающих скважин самого острова Д (ЭТК-1), с островов А, ЕРС-2, ЕРС-3 и ЕРС-4 перед транспортировкой на береговой комплекс, а также для закачки части газа в пласт.

В состав сооружений острова Д (ЭТК-1) входят:

- Остров устьев скважин – для размещения добывающих и нагнетательных скважин, а также технологических площадок и площадок инженерного обеспечения бурения, необходимых для процесса сбора нефти и газа;
- Подъемный остров – для размещения подъемной части трубопроводов на поверхность, технологических, вспомогательных площадок и трубных эстакад. Площадь подъемного участка увеличена за счет веерообразного расположения трубопроводов и их общего количества;



- Участок обеспечения технологического процесса Линии 1 – искусственное сооружение, предназначенное для размещения площадок, зданий и эстакад, обеспечивающих технологический процесс;
- Участок обеспечения технологического процесса Линии 2 – искусственное сооружение, предназначенное для размещения площадок, зданий и эстакад, обеспечивающих технологический процесс;
- Площадка логистической поддержки – включает в себя участок спасения и эвакуации, участок материально-технического обеспечения. Бассейн хранения запаса морской воды, в котором установлены на фундаментных сваях модули жилого комплекса №№ 11, 12 и модули системы инженерного обеспечения №№ 8, 9 и 10;
- Участок инженерного обеспечения – искусственное сооружение, предназначенное для размещения площадок, зданий и эстакад, обеспечивающих осуществление технологического процесса;
- Главные эстакады на Северном, Восточном и Южном коффердамах. На Восточном коффердаме установлены новые эстакады, связывающие модуль 5 с островом устьев скважин;
- Мосты, соединяющие эстакады технологических модулей с эстакадами на участках;
- Барьеры безопасности – сооружения, устанавливаемые для предотвращения столкновения курсирующих в акватории судов и двигающимися льдинами в сезон ледостава с установленными на фундаментных сваях модулями и пролетными строениями.

Наземные объекты

Береговые сооружения. Технология подготовки добываемой продукции до товарной кондиции на установке комплексной подготовки нефти и газа (УКПНиГ)

Трубопроводы от УКПНиГ до потребителей

- Экспортный нефтепровод диаметром 600 мм (24") из углеродистой стали протяженностью 51600 м, рассчитанный на давление 7,8 МПа, максимально допустимое рабочее давление 7,4 МПа, предназначенный для транспортировки товарной нефти до узла учета ОЕ5, расположенного возле КТО и КТК (Атырау);
- Экспортный газопровод, диаметром 600 мм (24") из углеродистой стали протяженностью 89100 м, рассчитанный на давление 7,8 МПа, максимально допустимое рабочее давление 7,4 МПа и предназначенный для транспортировки товарного газа до пункта узла учета GE5, расположенного возле ст. Макат;
- трубопровод 12" топливного газа от трубопровода диаметром 56" Северный Кавказ – Макат к УПНиГ, который использовался для подачи топливного газа на этапе подготовительных строительных работ. После ввода в эксплуатацию в 2016 г. объекты наземного и морского комплекса месторождения Кашаган используют собственный очищенный газ. Трубопровод 12" топливного газа используется в периоды долгосрочных остановов (при потреблении имеющегося топливного газа), например, в ходе капремонта.

Установка комплексной подготовки нефти и газа (УКПНиГ-1)

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

Технология УКПНиГ-1 обеспечивает соответствие качества получаемой товарной продукции нормативным требованиям.

Качество нефти определяется показателями качества товарной нефти согласно результатам лабораторных испытаний. Анализ показателей качества товарной нефти по согласованию с Заказчиком свидетельствует о стабильной подготовке нефти.

В настоящее время реализация товарного газа осуществляется в рамках действующего ДКПГ (Договор купли-продажи газа) между ПК и КТГ (КазТрансГаз) в магистральную систему «Интергаз Центральная Азия» через коммерческий узел учета газа. Перед подачей в



магистральный трубопровод проводится регулярный контроль за качеством подготовки товарного газа, для чего периодически проводится отбор проб товарного газа и определение его компонентного состава.

По действующему договору купли-продажи качество газа соответствует нижеуказанным установленным требованиям. В случае пересмотра или изменения договора купли-продажи указанные требования могут измениться.

Отбор проб и проверку серы перед экспортом осуществляет НКОК. Паспорт качества выпускает лаборатория НКОК.

Отбор проб и проверка производится согласно соответствующим аналитическим процедурам и стандартам.

В генеральном плане предусмотрено зонирование территории УКПНиГ по функциональному использованию. Выделены следующие участки:

- внезаводская зона;
- зона инженерного обеспечения;
- технологическая зона;
- складская зона;
- факелы ВД, НД.

Товарная продукция, получаемая на УКПНиГ:

- товарная нефть;
- товарный (топливный) газ;
- элементарная сера;
- фракция C3/C4 (50 % используется в качестве топлива и 50 % отправляется в систему товарного газа).

Установка подготовки нефти

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

- сепарация нефти для разгазирования сырой нефти с высоким содержанием (7,61%) H2S на четвертой ступени сепарации НД (низкого давления);
- обезвоживание и обессоливание сырой нефти;
- стабилизация;
- демеркаптанизация нефти (MEROX);
- резервуары хранения товарной и некондиционной нефти и насосная для откачки товарной нефти в Экспортный нефтепровод;
- компримирование газа мгновенного испарения для сжатия газа мгновенного испарения, выделившегося в сепараторе НД Установки 200 – Сепарации нефти НД, в стабилизационной колонне Установки 210 – Подготовки сырой нефти и в абсорбере насыщенного амина Установки 330 – Удаления кислых газов.

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

Установка комплексной подготовки газа

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

- сепарация газа для улавливания конденсата из потока нефтяного газа с высоким содержанием H2S, поступающего на входные сооружения УКПНиГ;
- обессеривания газа для удаления из высокосернистого газа кислых составляющих, таких как H2S и CO2, а также меркаптанов и сернистых соединений (сероокиси углерода COS, сероуглерода CS2) через MEROX;



- осушка обессеренного газа от влаги адсорбционным способом через молекулярное сито;
- контроль точки росы для удаления тяжелых частиц с помощью эффекта Джоуля-Томпсона;
- компримирование товарного газа для сжатия газа, подаваемого в экспортный газопровод для отпуска внешним потребителям и в газопровод топливного газа для подачи на сооружения острова Д. Установка газа оснащена камерами пуска/приема скребка для очистки экспортного газопровода и газопровода топливного газа.

Комплекс по извлечению и формовке серы

Комплекс по извлечению и формовке серы состоит из следующих установок:

- извлечение серы;
- очистка хвостовых газов;
- сбор кислой воды;
- формовка и хранение серы.

Установка извлечения серы

Установка предназначена для переработки кислого газа, получаемого на установке 330 – удаления кислых газов и состоящего в основном из H2S и CO2. Процесс извлечения серы предусматривается на двух установках 331 производительностью по 0,7 млн./год серы каждая:

- Установка 331, Технологическая линия 1;
- Установка 331, Технологическая линия 2.

Установка очистки хвостовых газов

Установка предназначена для очистки кислого газа, поступающего с Установки 331 – Извлечения серы.

Предусмотрены две установки 332 производительностью по 2,2 млрд.м3/год (110 тыс.барр/сут нефтяного эквивалента) сухого газа каждая:

- Установка 332, технологическая линия 1;
- Установка 332, технологическая линия 2.

Установка сбора кислой воды

Установка предназначена для сбора кислой воды и перекачки на установку 560 с целью удаления из нее кислого газа.

Краткое описание этапов ДПРМ

Настоящий проект дальнейшего освоения месторождения Кашаган ставит целью наращивание объемов добычи для обеспечения прогнозируемого уровня добычи нефти в 142,5 тыс.т/сутки (до 1120 тыс. барр./сутки).

В приведенном ниже описании излагается текущее состояние разработки месторождения, и при необходимости, варианты его разработки. Он представляет собой наилучший доступный план на момент представления проектного документа. Следует отметить, что ряд проектов, в частности Этап IIА и Этап IIВ, зависит от готовности третьей стороны, в то время как Этап IIС и Этап III, находятся на очень ранних стадиях разработки и будут продолжать оптимизироваться.

Этапы ПРМ (добыча нефти)	Проект/Исследования	Год ввода в эксплуатацию (ГВЭ)
Максимальный стабильный уровень добычи нефти ~ 55,9 тыс.т/сутки (439 тыс. барр./ сутки)	Освоение участка коллектора существующими скважинами	
	ОПР	Реализовано
	Группа проектов 1, ЗСГ (закачка сырого газа)	Реализовано
	1 млрд куб. м. в год	2026г.
	КРС в скважинах	2027-2028гг.
	GRIP (перевод скважин под закачку)	2033г.
Этап IIА Максимальный стабильный уровень добычи нефти	Подача сернистого газа на завод третьей стороны Освоение нового	2029г



в 59,8-62,3 тыс.т/сутки (470-490 тыс.бarr./сут.) в зависимости от сезонного периода, в среднем 61,3 тыс.т/сут (482 тыс.бarr./сут.)	участка коллектора на DC-05 Восточного Кашагана	2031г
Этап II В Дополнительный прирост полки добычи нефти 26,7 тыс.т/сутки (210 тыс.бarr./сут.)	Использование перерабатывающих мощностей третьей стороны Освоение DC-10 на Восточном Кашагане	2033г. 2036г.
Этап II С Дополнительный прирост полки добычи нефти 26,7 тыс.т/сутки (210 тыс.бarr./сут.)	Освоение DC-12 на Восточном Кашагане. Естественное истощение, экспорт сернистого газа	2042г.
Этап II + Продление максимального стабильного уровня добычи нефти Этапа II	Освоение оставшихся участков Восточного Кашагана и Перешейка для поддержания максимального стабильного уровня добычи на месторождении путем подготовки к вводу в эксплуатацию новых скважин и DC.	
Этап III Дополнительный прирост полки добычи нефти 25,4 тыс.т/сутки (200 тыс.бarr./сут.)	Освоение западной части месторождения Кашаган с возможностью закачки в коллектор м. Кашаган	2042г.
Этап III+ Продление максимального стабильного уровня добычи нефти Этапа III	Поддержание добычи нефти путем подготовки к вводу в эксплуатацию новых эксплуатационных скважин и объектов закачки газа.	

Предусмотренная концепция развития содержит следующие основные составляющие:

- Максимальное использование потенциала участка коллектора на Этапе I через существующие объекты ОПР (Этап I): оптимизация объектов и развитие проектов по обработке попутного газа.

- Освоение нового участка коллектора (Этап II): на основании опыта, полученного в ходе ОПР, текущая концепция для Этапа II позволит расширить знания, приобретенные в ходе ОПР и ранних этапах о дополнительных участках Восточного Кашагана и восточной части Перешейки Кашагана. Бурение новых добывающих скважин в нескольких центрах бурения планируется осуществлять в три основных этапа: DC-05 (Этап IIА), DC-10 (Этап IIВ) и DC-12 (Этап IIС), а оставшиеся дополнительные скважины увеличивают период максимального стабильного уровня добычи. Планируется, что первоначально добыча на участке Этапа II будет производиться методом естественного истощения, сопровождаемая экспортом газа (для поставки третьей стороне), а не закачкой газа.

- Дальнейшее освоение Западного Кашагана и участков за его пределами (Этап III): текущая концепция состоит из дальнейшего расширения масштабов освоения на оставшуюся часть Перешейка и начала освоения Западного Кашагана (Этап III) с закачкой газа, включая данные и опыт, полученные на предыдущих этапах. Сеть закачки сернистого газа и компрессоры закачки сырого газа будут развернуты в рамках Этапа III.

Дальнейшее освоение Кашагана планируется с переходом от восточной к западной части месторождения. Цель заключается в вовлечении в освоение большего количества запасов и снижение неопределенности, так как планируемые четыре этапа разработки продолжают разворачиваться – Этап IIА (прирост по нефти ~ 6,3 тыс.т/сутки (~50 тыс. барр./сутки), Этап IIВ (прирост по нефти 26,7 тыс.т/сутки (210 тыс. барр/сутки), Этап IIС (прирост по нефти 26,7 тыс.т/сутки (210 тыс. барр./сутки) и Этап III (прирост по нефти 25,4 тыс.т/сутки (200 тыс. барр./сутки).

Этап I

Цель Этапа I ПРМ заключается в оптимизации и модернизации существующих объектов стадии ОПР для наращивания мощностей существующих сооружений морского и наземного



комплекса, а также в модернизации сооружений по закачке и экспорта сернистого газа на завод третьей стороны для достижения уровня добычи нефти 57,3 тыс.т/сутки (450 тыс. барр./сутки без необходимости ввода дополнительных скважин).

В состав проектов Этапа I ПРМ входят:

- Проект передачи 1 млрд куб. м. газа в год – ввод в эксплуатацию в 2026 г. (согласно данным «QazaqGaz»);
- КРС (капитальный ремонт скважин) – 2027-2028 гг.;
- GRIP (расширение закачки газа за пределами острова Д – ввод в эксплуатацию в 2033 г.;
- Проект экспорта сжиженного углеводородного газа (СУГ) – ввод в эксплуатацию в 2026 г. (согласно данным «QazaqGaz»).

Этап IIА

Целью проекта Этапа IIА является повышение объема добычи нефти на существующих производственных объектах месторождения Кашаган до целевого уровня приблизительно 63,6 тыс.тонн/сутки (500 000 барр. нефти/сутки) путем переработки около 250 млн ст. куб. футов/сутки (2,5 млрд куб. м в год) осущененного сернистого газа на газоперерабатывающем заводе (ГПЗ) третьей стороны.

Ключевыми изменениями проекта по сравнению с ПРМ-2021 является то, что результаты моделирования показывают, что объем добычи в 500 тыс. баррелей нефти в сутки может быть достигнут за счет имеющегося фонда эксплуатационных скважин.

Объем работ по Этапу IIА включает:

- Новый трубопровод сернистого газа протяженностью 95 км диаметром 22" (с морского комплекса, Острова Д на УКПНиГ):
 - обустройство морского участка трубопровода диаметром 22";
 - камера пуска скребка (морской комплекс) и соответствующее оборудование/трубопроводы;
 - новый трубопровод сернистого газа диаметром 22";
 - береговой клапан аварийного останова (КАО) на входе и выходе, а также 4 новых линейных арматурных узла (ЛАУ) путем расширения инфраструктуры существующих ЛАУ трубопровода сернистого газа 28";
 - камера приема скребка (наземный комплекс) и соответствующее оборудование/трубопроводы;
 - трубопровод для врезки на входе в существующий газосепаратор (УКПНиГ) и инженерные сети.
- Новый трубопровод сернистого газа протяженностью 14 км диаметром 18" (от УКПНиГ до третьей стороны):
 - трубопровод для врезки на выходе существующего газосепаратора (УКПНиГ) и инженерные сети;
 - проектирование трубопровода/точек врезки, модернизация существующих сооружений, новые трубные эстакады и трубопроводы на УКПНиГ;
 - камера пуска скребка на УКПНиГ и соответствующее оборудование/трубопроводы; – 3 ЛАУ (линейных арматурных узла): путем расширения ЛАУ-1 и 2 на трубопроводе проекта передачи 1 млрд куб. м. газа в год путем расширения инфраструктуры ЛАУ трубопровода сернистого газа диаметром 16 дюймов и отдельного ЛАУ-3;
- Модернизация насосов экспортной отгрузки нефти на морском комплексе:
- Замена насоса с соответствующими силовыми трансформаторами на ТЛ 1 и 2 (два на каждую ТЛ) на насосы большей производительности.
- Модернизация узла учета КТК в рамках объема работ третьей стороны (объем работ выполняется третьей стороной (КТК)).

Этап IIБ



Готовность к вводу в эксплуатацию DC05 в 2033 г. и готовность к вводу в эксплуатацию DC10 в 2036 г.

Основной целью Этапа III является продолжение разработки участка Восточного Кашагана с целью повышения объема добычи нефти на 26,7 тыс. тонн (210 тыс. баррелей) нефти в сутки.

На этом этапе будут задействованы перерабатывающие мощности третьей стороны, и ожидается, что свободные мощности станут доступны в 2033 году. Работы, намеченные для этого этапа, включают в себя:

- Строительство нового острова DC-10 для размещения дополнительных добывающих мощностей;
- Строительство нового многофазного трубопровода от DC-05 до берега: для эффективной транспортировки продукции с DC-05 на наземные объекты третьей стороны будет проложен новый многофазный трубопровод. Уточненный маршрут трубопровода будет определен относительно расположения завода третьей стороны;
- Бурение 8 новых скважин на DC-10: бурение и заканчивание 8 новых скважин на DC-10 повысит потенциал добычи;
- Перенаправление продукции DC-05 с объектов ОПР на береговые объекты: начиная с 4 квартала 2033 года продукция с DC-05 будет перенаправляться на береговые объекты;
- Прокладка многофазного трубопровода между DC-10 и DC-05: многофазный трубопровод соединит DC-10 с DC-05, что облегчит бесперебойную транспортировку продукции из обоих центров бурения.
- Перенаправление продукции на наземные приемные сооружения: продукция с DC-10 будет направляться на наземные приемные сооружения третьей стороны в 4 квартале 2036 года, а продукция с DC-05 будет перенаправляться на объекты ОПР.

Этап IIС

Ввод в эксплуатацию объектов Этапа IIС запланирован на 2042 год. Благодаря повышению проектной мощности на Этапе IIС в 26,7 тыс. тонн (210 тыс. барр.) нефти в сутки, максимальный стабильный уровень добычи на месторождении Кашаган на Этапе IIС увеличится приблизительно до 920 тыс. барр. нефти в сутки, т.е. почти вдвое превысит объемы добычи нефти на Этапе I. Показатели эффективности предыдущих этапов будут тщательно отслеживаться, и в случае любых отклонений от текущих допущений НКОК может изменить предложенный подход для улучшения экономических показателей проекта.

Этап IIС первоначально включает в себя один остров бурения и добычи (DC12) и предусматривает транспортировку многофазных флюидов по многофазному трубопроводу от морского острова бурения и добычи до установки комплексной подготовки нефти и газа. На УКПНиГ-2 будет осуществляться обработка флюидов путем сепарации, дегидратации и компримирования газа, полной стабилизации сырой нефти, обессеривания нефти, хранения и экспорта. Сернистый газ будет экспортироваться третьей стороне. Товарная нефть будет экспортироваться по трубопроводу КТК с расходом 210 тыс. барр. нефти в сутки.

Этап III

Ввод в эксплуатацию объектов Этапа III запланирован на 2046 год с приростом добычи нефти и газа на 25,4 тыс. т/сут (200 тыс. барр. нефти в сутки) и 17,0 млн м³/сут (660 млн ст. куб. футов), что позволит увеличить суточную добычу нефти на месторождении Кашаган примерно до 142,5 тыс. т/сут (1120 тыс. барр. нефти в сутки).

Концепция Этапа III предусматривает создание морского технологического комплекса частичной подготовки на новом западном морском эксплуатационном технологическом комплексе и закачку газа на западном и восточном участках.

После Этапа IIС разработку месторождения Кашаган планируется продолжить на Этапе III с разработкой месторождения Западный Кашаган. Эксплуатационный технологический комплекс Этапа III – это морской технологический комплекс частичной подготовки. Весь



попутный газ с Этапа III будет подвергаться дегидратации с закачкой в частично истощенный коллектор Восточного Кашагана.

На морском эксплуатационном технологическом комплексе Этапа III добываемые флюиды с DC-18a/b и DC-19a/b собираются и отделяются, а нефть обезвоживается, обессоливается и стабилизируется на морском комплексе.

Стабилизированная нефть транспортируется по трубопроводу из углеродистой стали (УС) на новую наземную технологическую установку (УКПН-3), которую планируется разместить вблизи установки комплексной подготовки нефти и газа-4 «Болашак» для удаления и хранения меркаптанов. Затем товарная нефть подается в экспортный нефтепровод.

В начале добычи на Этапе III газ закачивается на восточном участке на DC-05B и DC-11A. Позже, в 2055 году, на Этапе III+, газ будет закачиваться на западном участке на DC-18a и DC-33a.

Основные характеристики вариантов разработки:

Варианты разработки	Вариант 1 (базовый)	Вариант 2	Вариант 3	Под-вариант 3А	Под-вариант 3Б	Вариант 4			
Основной объект разработки	Объект I (включает Башкирский, Серпуховский и Окский горизонты)								
Возвратные объекты	ВРП, объект II								
Способ утилизации попутного газа	Обратная закачка на объект I для ППД, топливные нужды, продажа потребителю								
Режим разработки	Объект I								
	Платформа – ППД; Римовая зона – естественное истощение			Платформа – ППД (остров Д и за его пределами); Римовая зона – естественное истощение					
Система и принцип размещения скважин	Бурение скважин производится на основной объект разработки I Сетка скважин - квадратная 1400 x 1400 м (1000 x 1000 м на острове Д)								
	В будущих зонах закачки: линейная система размещения нагнетательных скважин								
	Плотность сетки скважин: 2577-500 Га/скв								
Направление скважин	Наклонно-направленные								
Общее кол-во эксплуат. скв. ед. (доб/нагн)	28/6 - 166/30 (+1 набл. скв.)	28/6 -169/27 (+1 набл. скв.)	28/6 – 167/29 (+1 набл. скв.)	28/6 – 167/29 (+1 набл. скв.)	28/6 – 167/29 (+1 набл. скв.)	28/6 – 188/8 (+1 набл. скв.)			
Соотношение действующих добывающих и нагнетательных скважин	0,77:1 - 9,1:1	0,44:1 - 12,17:1	0,48:1 - 9,82:1	0,24:1 - 9,88:1	0,45:1 - 9,82:1	2,38:1 - 20,88:1			
Режим работы добывающих скважин	Фонтанный								
Предельные значения давлений	В добывающих скважинах минимальное Рзаб = 30,854 МПа (> Рнас) * на абс. отм. -4300м В нагнетательных скважинах максимальное Рзаб = 82,0 МПа (Р прочности покрышки) на абс.отм. -4300м								
Соотношение давлений в добывающих скважинах*	Рпл/Рзаб = 1,0-2,52 Рпл/Рнас = 1,06-2,76 Рзаб/Рнас = 1,06-2,76	Рпл/Рзаб = 1,0-2,52 Рпл/Рнас = 1,06-2,45 Рзаб/Рнас = 1,06-2,43	Рпл/Рзаб = 1,0-2,52 Рпл/Рнас = 1,06-2,45 Рзаб/Рнас = 1,06-2,41	Рпл/Рзаб = 1,0-2,52 Рпл/Рнас = 1,06-2,45 Рзаб/Рнас = 1,06-2,45	Рпл/Рзаб = 1,0-2,52 Рпл/Рнас = 1,22-2,45 Рзаб/Рнас = 1,06-2,41	Рпл/Рзаб = 1,0-2,52 Рпл/Рнас = 1,06-2,45 Рзаб/Рнас = 1,06-2,40			
Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам	538-21457 м3/т	554-15147 м3/т	611-13162 м3/т	538-12918 м3/т	550-29755 м3/т	538-21457 м3/т			
Способ эксплуатации пластов	Единая сетка скважин на все горизонты								
Примечание:	* - Согласно PVT исследованиям Рнас варьирует в диапазоне 27,06-31,5 МПа (табл.2.3.2). Принятое значение Рнас для I PVT региона составляет 29,04 МПа, для II PVT региона – 30,99 Мпа (см. раздел 2.3).								

Вариант 1 (базовый)

Первый вариант предусматривает разработку объекта I с обратной закачкой добываемого газа. Система ППД ведется в платформенной части объекта, это зона характеризуется более однородными свойствами по проницаемости. Ниже приводится краткое описание проектов полномасштабного освоения и сроков их реализации.



Этап I – максимально используются существующие мощности объектов ОПР на Восточном Кашагане, включая следующие проекты:

– Проект 1ВСМА – экспорт газа на газоперерабатывающий завод (ГПЗ) третьей стороны мощностью 1 млрд. м³/год / 100 млн. фут³/сут. Завершение данного проекта и ввод в эксплуатацию ГПЗ ожидается в 2026 г. (согласно данным «QazaqGaz»). Следует учитывать, что указанные сроки могут быть отложены по причинам, находящимся в зоне ответственности третьей стороны.

– Проект УНР (строительство трубопроводов сверхвысокого давления (СВД)) - предусматривает расширение участка закачки сернистого газа за пределы острова Д путем перевода трех нефтедобывающих скважин в газонагнетательные на островах ЕРС-2 (скв. КВ02-02) и ЕРС-3 (скв. КВ03-02, -05). На этом этапе предполагается транспортировать сернистый газ для закачки через трубопроводы СВД (70,0 МПа), которые будут проложены от острова Д до островов ЕРС-2 и ЕРС-3.

– КРС – планируется провести капитальный ремонт на ряде скважин в 2027-2028 гг. с целью их ввода в эксплуатацию и вывода из бездействующего фонда.

Этап II (2027 г.) включает расширение освоения Восточного Кашагана за пределы участка ОПР, что позволит увеличить максимальный стабильный уровень суточной добычи нефти. Данный этап разделен на промежуточные этапы:

– Этап IIА (2027 г.) - предусматривает разработку Восточного Кашагана за пределами участка ОПР. Текущая концепция предусматривает, что проектные эксплуатационные скважины будут пробурены на существующем центре бурения (ЦБ) DC-05, включающем скважины КВ05-01, КВ05-02 (вводятся из консервации). Продолжается стратегия частичного истощения коллектора: объем нагнетаемого газа сохраняется на среднегодовом уровне 17,5 млн.м³/сут. Прирост объема экспортного газа составит около 1,55 млрд.м³/год / 150 млн.фут³/сут. Планируется оптимизация мощностей существующих объектов ОПР до 62,2 тыс.т/сут / 489 тыс.барр./сут.

– Этап IIВ (2030 г.) - в текущей концепции первоначально осваивается участок коллектора около DC-10. Этот центр бурения примыкает к Перешейку, и он будет предоставлять информацию о производительности коллектора из римовых скважин трещиноватого коллектора, а также позволит ускорить получение геолого-физических данных о показателях добычи на Перешейке. Ключевым фактором риска является ранний прорыв воды в римовой зоне. По этой причине результаты непрерывного мониторинга римовых скважин Этапа IIА будут иметь особое значение в целях определения оптимального местоположения будущих скважин, принятых для будущих этапов освоения месторождения. Дополнительный объем экспортного газа третьей стороне составит около 6,2 млрд.м³/год / 600 млн.фут³/сут. Продолжается стратегия частичного истощения коллектора путем закачки стабильного объема газа в соответствии со среднегодовым уровнем, равным 17,5 млн.м³/сут. –

Этап IIС (2036 г.) – участок коллектора возле DC-12 и DC-01 будет разрабатываться с охватом римовой зоны на западе Восточного Кашагана. Данные по добыче, полученные на Этапе IIА, и параметры коллектора, полученные по скважинам, пробуренным на Этапе IIВ, будут использоваться для обновления будущей стратегии освоения месторождения в рамках Этапа IIС. Продолжается стратегия частичного истощения коллектора путем закачки стабильного объема газа в соответствии со среднегодовым уровнем, равным 17,5 млн.м³/сут. Дополнительный объем экспортного газа составит около 6,2 млрд.м³/год / 600 млн.фут³/сут с достижением максимального уровня экспортного газа 21,2 млрд.м³/год / 2055 млн.фут³/сут.

Этап III (2042 г.) - прирост суточной полки добычи нефти составит 25,4 тыс.т / 200 тыс.барр. На данном этапе планируется начать освоение Западного Кашагана с двух островов DC-18a/b, DC 19a/b. За исключением использования топливного газа, весь попутный газ Этапа III будет проходить осушку и закачиваться в частично истощенную часть Восточного Кашагана посредством переведенных под закачку скважин островов DC-05b и DC-11a. Таким



образом, объем нагнетаемого газа планируется увеличить на 6,8 млрд.м³/год / 660 млн.фут³/сут.

После 2055 г. закачка газа начнется на Западном Кашагане с DC-18а и DC-33а с достижением максимального объема нагнетания по месторождению около 18,6 млрд.м³/год / 1800 млн.фут³/сут. В качестве газа, предназначенного для закачки на Этапе III, будет также использоваться сернистый газ с ЭТК Этапа ПВ/С, прошедший осушку. Сеть закачки сернистого газа, построенная на этом этапе, соединяет Центры компримирования газа островов DC-05, DC-11, DC-33, DC-18 (ЦК01, 02, 03, 04, соответственно) на восточном и западном участке для обеспечения полной гибкости при распределении нагнетаемого газа.

Планируется, что общий фонд скважин для реализации данного варианта составит 196 скважин, в том числе 30 нагнетательных и 1 наблюдательную скважину. Таким образом, в рамках реализации варианта дополнительно к существующему фонду скважин планируется ввести 158 скважин, из них: из бурения 156 эксплуатационных добывающих скважин с будущим переводом под закачку 24 скважин, также в рамках оптимизации фонда скважин планируется ввод в эксплуатацию 2-х скважин (КВ05-01, КВ05-02) из консервации.

Оценка воздействия на компоненты окружающей среды

Воздействие на атмосферный воздух.

Максимальный уровень выбросов ЗВ по вариантам 1, 2 ожидается в 2046, по вариантам 3, 3А, 3Б, 4 в 2050 году за счет максимального технологически неизбежного сжигания газа на факелях.

Ориентировочные максимальные валовые выбросы ЗВ в атмосферу в год максимальных выбросов по вариантам разработки месторождения Кашаган составят:

- по варианту 1 – 250554.7316 т/год (107448.2978 т/год от источников объектов морского комплекса и 143106.4338 т/год от источников объектов наземного комплекса);
- по варианту 2 – 235549.5270 т/год (110358.1917 т/год от источников объектов морского комплекса и 125191.3353 т/год от источников объектов наземного комплекса);
- по варианту 3 – 235181.5556 т/год (110353.2909 т/год от источников объектов морского комплекса и 124828.2647 т/год от источников объектов наземного комплекса);
- по варианту 3А – 236349.9637 т/год (110548.3688 т/год от источников объектов морского комплекса и 125801.5949 т/год от источников объектов наземного комплекса);
- по варианту 3Б – 235477.7640 т/год (110356.0987 т/год от источников объектов морского комплекса и 125121.6653 т/год от источников объектов наземного комплекса);
- по варианту 4 – 209910.0722 т/год (98105.3759 т/год от источников объектов морского комплекса и 111804.6963 т/год от источников объектов наземного комплекса).

Воздействие на водные ресурсы.

Морской комплекс

Производственные операции на объектах МК, выполняемые на стадии эксплуатации, а также при обеспечении и снабжении этих работ, будут являться источниками воздействия на морскую природную среду.

Основными факторами воздействий на морскую среду при эксплуатации месторождения могут быть химическое загрязнение воды при осаждении атмосферных выпадений (выбросы судовых двигателей, технологического и энергетического оборудования), а также забор воды для охлаждения судовых двигателей.

Работа производственного оборудования, двигателей, устройств и механизмов, будет сопровождаться выбросами ЗВ в атмосферный воздух, водозабором, образованием сточных вод.

Эксплуатация объектов МК неизбежно потребует постоянного присутствия различных типов судов, а также перемещения судов на акватории моря и вертолетов в воздушном



пространстве, которые будут являться источниками выбросов ЗВ и др. видов воздействия на ОС.

Выпадение ЗВ из атмосферы

Эвтрофикация. Северная часть Каспийского моря чувствительна к эвтрофикации вследствие обогащения биогенами посредством стоков рек Волга и Урал. Добавление биогенных веществ в уже обогащенную систему, такую как эта, может стимулировать разрастание водорослей, снизить прозрачность вод, повлиять на процесс насыщения кислородом. Учитывая, что сточные воды с объектов МК не будут сбрасываться в Каспий, основным источником поступления некоторого количества азота будут выпадения из атмосферы.

Определенные выбросы загрязняющих веществ, связанные с эксплуатацией МК включают и выбросы NOx. Некоторое количество азота будет оседать в пределах водораздела Каспийского моря. При попадании в водную систему NOx трансформируется и будет поглощаться первичными продуцентами. Следовательно, выпадение NOx может способствовать обогащению вод Северного Каспия биогенами и последующей эвтрофикации (ERM, 2008).

Подкисление вод. Основой для оценки закисления моря послужили результаты моделирования с использованием математической модели EMEP/MSC-W, разработанной в Метеорологическом синтезирующем центре «Запад» (MSC-W, Норвегия) в рамках «Совместной программы мониторинга и оценки распространения загрязнителей воздуха на большие расстояния в Европе» или EMEP/EMEP.

Наземный комплекс

Непосредственно в районе проведения работ нет значимых водных объектов. Каспийское море, реки Урал, Эмба, Сагиз расположены на значительном расстоянии от УКПНиГ, поэтому водные объекты не попадают под воздействие намечаемых работ в период эксплуатации.

В непосредственной близости от участка проектируемых работ расположены мелкие соры, и солончаки, которые в весенний период заполнены водой, к лету - осени вода в некоторых сорах испаряется.

Транспортировка необходимых материалов и оборудования будет осуществляться по имеющимся транспортным подъездным путям. Движение транспортных средств через ближайшие водотоки не предусматривается.

В районе расположения проектируемых объектов поверхностных водотоков, имеющих связь с Каспийским морем, нет. Ближайшие поверхностные водотоки реки Урал и Эмба расположены на расстоянии более 30 км.

В силу большой удаленности от Каспийского моря (более 20 км), низкой вероятности воздействия морских нагонов и относительно глубокого залегания уровня грунтовых вод, вероятность переноса загрязняющих веществ в Каспийское море минимальна.

Водоснабжение и водоотведение

Морской комплекс

Вода используется: – в хозяйственно-бытовых целях; – на вспомогательные нужды технологических установках эксплуатируемых объектов, как существующих, так и планируемых; – на производственные нужды при бурении.

Основным источником водоснабжения является Каспийское море, из которого осуществляется забор морской согласно выданному Разрешению на специальное водопользование.

Для питьевых нужд и приготовления пищи в столовых используется привозная бутилированная вода питьевого качества.

Забор морской воды на технические и технологические нужды, для приготовления пресной воды будет производиться постоянно в течение всей намечаемой деятельности. Эксплуатация судов двигателей неизбежно сопровождается забором морской воды, которая



циркулирует в системе охлаждения, а затем сбрасывается обратно в море, в результате чего может быть оказано незначительное воздействие на морские воды и морскую биоту акватории восточной части Северного Каспия. Сброс в море воды из систем охлаждения и охлаждения судов производится постоянно в течение всей намечаемой деятельности.

Воды, сбрасываемые из систем охлаждения и охлаждения, представляют собой возвратные воды. Температура морской воды в контрольных створах не должна повышаться более чем на 5 °C (оставаясь в пределах естественной природной изменчивости) в результате сброса этих вод. Мониторинговыми исследованиями отмечено, что существующая разница в несколько градусов между температурой, сбрасываемой с жилых барж воды и принимающих морских вод достаточна для обеспечения разбавления сбрасываемых вод.

На сооружениях морского комплекса месторождения Кашаган в процессе эксплуатации технологического комплекса и жилых модулей, ЖПК образуются сточные воды, которые вывозятся на береговые приемные сооружения при помощи специализированных судов снабжения.

Наземный комплекс

Ввиду отсутствия собственных ресурсов пресных вод, водоснабжение осуществляется за счет волжской воды, забираемая в районе Астрахани и транспортируемая по северо-восточному побережью Каспия по водоводу «Астрахань-Мангышлак» эксплуатируемому «КазТрансОйл» (КТО), диаметром 1200 мм, с давлением 5,5 Мпа.

Общий водозабор находится на р. Кигач, которая является протокой дельты р. Волга и протекает вдоль западной границы Атырауской области. Водозабор расположен на левом берегу реки ниже на 2,5 км по течению от паромной переправы у с. Малый Арал.

На существующее положение трубопровод «Астрахань - Мангышлак», транспортирующий волжскую воду в состоянии обеспечить постоянный дебит и требуемое качество воды для производственных нужд НК в течение всего года.

Подача воды на объекты НК осуществляется посредством построенного водовода из полиэтиленовых труб с подключением к магистральному водоводу КТО. Расчетная производительность водовода для водоснабжения объектов УКПНиГ составляет 6000 м³/сутки, расчетное давление в трубопроводе – 1.0 Мпа, диаметр 400 мм, протяженность 24.12 км.

УКПНиГ «Болашак», Новые наземные установки

На данной стадии проектирования предполагается, что водопотребление новых наземных установок (УКПНиГ-2, -3 и -4) будет аналогична существующей УКПНиГ «Болашак».

В настоящее время на территории УКПНиГ предусмотрены следующие системы водоснабжения:

- Система технического водоснабжения – Установка 500;
- Система производственного водоснабжения – Установка 520;
- Система хозяйственно-питьевого водоснабжения – Установка 530;
- Система деминерализованной воды – Установка 530;
- Система противопожарного водоснабжения – Установка 730.

После 2046 года предполагается максимальный ежегодный сброс на пруды испарители который составит 3864,172 тыс.м³/год. Для размещения этих объемов потребуется дополнительное обустройство таких прудов с воздействием на почвогрунты и горизонт грунтовых вод, при котором локально будут изменяться пути фильтрации.

Водоотведение

УКПНиГ «Болашак», Новые наземные установки

На данной стадии проектирования предполагается, что водоотведение новых наземных установок (УКПНиГ-2, -3 и -4) будет аналогична существующей УКПНиГ «Болашак». Реализация хозяйственной деятельности на УКПНиГ сопровождается образованием сточных вод.



В соответствии с проектом на территории УКПНиГ предусмотрены следующие раздельные системы водоотведения:

- Система бытовой канализации (Установка 570);
- Система производственно-ливневой канализации (Установка 540);
- Производственные сточные воды, образовавшиеся в результате технологических процессов УКПНиГ;
- Система сброса сточных вод (Установка 590).

Допустимый сброс (ДС) загрязняющих веществ, отводимых с очищенными сточными водами существующих объектов Наземного Комплекса в приемники сточных

Номер выпуска	Наименование показателя	Нормативы сбросов, г/ч, и лимиты сбросов, т/год, загрязняющих веществ на перспективу				Год достижения ДС	
		Расход сточных вод		Допустимая концентрация на выпуске	Сброс		
		м3 /ч	тыс. м3 /год	мг/дм3	г/час	т/ год	
Нормативы сбросов загрязняющих веществ, поступающих в пруд-испаритель с производственными сточными водами УКПНиГ «Болашак»							
1	Взвешенные вещества	224,67	1148,800	41,4	9301.3380	47.5603	-
	Железо общее			2,2	494.2740	2.5274	-
	Нефтепродукты			3,0	674.0100	3.4464	-
	Сероводород			1,5	337.0050	1.7232	-
	Метанол			3	674.0100	3.4464	-
	Всего				11480.6370	58.7037	-
Нормативы сбросов загрязняющих веществ, загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в испарительные емкости от объектов ЖКЗЕ							
1	Взвешенные вещества	35,0	18,451	50	1750	0,92255	-
	Нефтепродукты			5	175	0,09226	-
	Сероводород			5,536	193,76	0,10214	-
	Всего				2118,76	1,11695	-
Нормативы сбросов загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в пруды-испарители серных карт УКПНиГ «Болашак»							
	Взвешенные вещества	3,5	30,894	325	1137,5	10,04055	-
	Нефтепродукты			6,7	23,45	0,20699	-
	Сероводород			10	35	0,30894	-
	Всего					10,55648	-
Нормативы сбросов загрязняющих веществ, поступающих в пруды-накопители с очищенными хозяйствственно-бытовыми сточными водами после очистных сооружений вахтовых посёлков «Самал»							
	Взвешенные вещества	45,83	401,5	44,4	2034,85	17,8266	-
	Хлориды			460,0	21081,80	184,6900	-
	Сульфаты			450,0	20623,50	180,6750	-
	Фосфаты			9,0	412,47	3,6135	-
	Азот аммонийный			1,8	82,49	0,7227	-
	Нитриты			3,0	137,49	1,2045	-
	Нитраты			80,0	3666,40	32,1200	-
	Нефтепродукты			1,36	62,33	0,5460	-
	Фенолы			0,0046	0,21	0,0018	-
	СПАВ (АПАВ)			0,6	27,50	0,2409	-
	Железо общее			0,35	16,04	0,1405	-
	ХПК			94,0	4308,02	37,7410	-
	БПК 5			20,0	916,60	8,0300	-
	Всего:					467,5525	

Накопление и захоронение отходов.

Морской комплекс

Все острова Морского комплекса, кроме острова Д, являются автоматизированными и функционируют без постоянного присутствия персонала. При выполнении ремонтных работ на островах А, ЕС2, ЕС-3, ЕС4, образованные отходы собираются в контейнеры на



специально отведенных местах и по окончании работ транспортируются на остров Д для накопления и передачи на наземные объекты для дальнейшего накопления/утилизации/удаления. Отходы бурения также будут собираться в контейнеры на специально отведенных местах центров бурения, буровой платформы или баржи и по окончании работ транспортируются на остров Д для дальнейшей передачи на береговые сооружения. В качестве наземных объектов могут использоваться существующие объекты поддержки морских операций НКОК (поселки Баутино и Кошанай) или, в случае необходимости, другие аналогичные береговые сооружения.

Виды образуемых отходов: Отработанные аккумуляторы; Нефтесодержащие отходы, в том числе: Буровой шлам, Отработанный буровой раствор; Промасленные отходы; Остатки химреагентов (жидкие); Остатки химреагентов (твердые); Отработанные технические масла; Сернистые отходы; Ртутьсодержащие отходы; Нефтешлам; Отработанные источники питания; Отработанные газовые баллоны; Непригодные сигнальные средства; Металлолом; Пищевые отходы; Отходы РТИ; Коммунальные отходы; Отходы бумаги и картона; Отходы пластика; Отходы бетона; Отработанные фильтры установки водоочистки и водоподготовки; Использованная рентгеновская пленка; Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха; Изношенные средства защиты и спецодежда; Отходы абразива; Портативное оборудование и оргтехника; Строительные отходы; Отработанное пищевое масло; Бытовые жиры; Древесные отходы.

Сравнение вариантов разработки месторождения с точки зрения образования отходов на Морском комплексе:

Наименование отходов	Максимальное образование отходов, т/год					
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант ЗА	Вариант ЗБ	Вариант 4
Всего	74083,8410	108331,8012	108318,2247	81005,8846	108319,3475	94666,4358
в том числе отходов производства	72645,9260	106893,8861	106880,3096	79567,9696	106881,4324	93228,5207
отходов потребления	1437,9150	1437,9150	1437,9150	1437,9150	1437,9150	1437,9150

Наземный комплекс

Действующая система управления отходами на Наземном комплексе Компании состоит из следующего:

- осуществляется идентификация с последующей классификацией отходов;
- в Компании действуют внутренние процедуры/документы постоянно актуализирующийся в соответствии с природоохранным законодательством РК;
- в Компании ведется раздельное накопление отходов по видам и классам опасности;
- смешивания разных видов и разного класса опасности отходов не происходит;
- уменьшение объемов отходов пластика и бумаги и картона путем прессовки;
- транспортировка отходов под строгим контролем и при помощи специализированного транспорта (ст.322 ЭК РК);
- все образованные отходы своевременно вывозятся специализированными организациями для дальнейших операций с ними (отсутствие остатков отходов на конец отчетного периода) и фактов захоронения отходов внутри предприятия не происходило;
- осуществление контроля по учету жизненного цикла отходов с момента образования до их восстановления, утилизации или удаления в процессе сбора.

Виды образуемых отходов: Отработанные аккумуляторы; Нефтесодержащие отходы; Промасленные отходы; Остатки химреагентов (жидкие); Остатки химреагентов (твердые); Отработанные технические масла; Сернистые отходы; Ртутьсодержащие отходы; Очищенный осадок подготовки нефти; Нефтешлам; Отработанные источники питания; Отработанные газовые баллоны; Непригодные сигнальные средства; Технический грунт при обслуживании прудов накопителей/испарителей; Некондиционные огнеупорные и футеровочные материалы; Отходы от процессов осушки и катализа с низким уровнем опасности; Металлолом; Пищевые отходы; Отходы РТИ; Коммунальные отходы; Отходы бумаги и картона; Отходы пластика;



Отходы бетона; Отработанные фильтры установки водоочистки и водоподготовки; Серосодержащие отходы; Использованная рентгеновская пленка; Медицинские отходы; Остатки лакокрасочных материалов; Осадок хоз-бытовых сточных вод; Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха; Изношенные средства защиты и спецодежда; Отходы абразива; Портативное оборудование и оргтехника; Строительные отходы; Отработанное пищевое масло; Бытовые жиры; Древесные отходы.

Сравнение вариантов разработки месторождения с точки зрения образования отходов на Наземном комплексе:

Наименование отходов	Максимальное образование отходов, т/год					
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 3А	Вариант 3Б	Вариант 4
Всего	128088,3687	130331,0925	130173,3197	129196,6039	130120,6250	106831,3254
в том числе отходов производства	122818,5244	124968,9635	124817,6828	123881,1574	124767,1564	102436,1758
отходов потребления	5269,8443	5362,1290	5355,6369	5315,4465	5353,4686	4395,1495

Условия, при которых реализация намечаемой деятельности признается допустимой.

1. Согласно статье 111 Экологического кодекса Республики Казахстан (далее-Кодекс), наличие комплексного экологического разрешения обязательно для объектов I категории;

Согласно статье 418 Кодекса, получение комплексного экологического разрешения является обязательным для объектов, введенные в эксплуатацию до 1 июля 2021 года, в случае их намечаемой реконструкции. Под реконструкцией объекта I категории понимается существенное изменение назначения, технических и технологических характеристик или условий эксплуатации объекта путем его расширения, технического перевооружения, модернизации, переоборудования, перепрофилирования.

2. Обеспечить выполнение экологических требований по охране атмосферного воздуха согласно статьям 208, 210, 211 Кодекса;

3. Выполнять мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды неблагоприятных метеорологических условий, вплоть до остановки производственных работ;

4. Согласно п. 2 статьи 216 Кодекса сброс не очищенных до нормативов допустимых сбросов сточных вод в водный объект или на рельеф местности запрещается.

5. При обращении с отходами руководствоваться требованиями СП «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» от 25 декабря 2020 года № КР ДСМ-331/2020;

6. Выполнять мероприятия по минимизации негативного воздействия на компоненты окружающей среды в полном объеме, разработать план природоохранных мероприятий, в том числе по охране земель и недр согласно приложению 4 к Кодексу;

7. Организовать ведение систематического мониторинга на основании «Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и представления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля» от 14 июля 2021 года № 250;

8. При реализации намечаемой деятельности принимать меры по сохранению биоразнообразия в соответствии с требованиями статьи 241 Кодекса, а также принимать меры по устранению возможного экологического ущерба;

9. В соответствии со ст. 327 Кодекса необходимо выполнять соответствующие операции по управлению отходами таким образом, чтобы не создавать угрозу причинения вреда жизни и (или) здоровью людей, экологического ущерба, и, в частности, без: 1) риска для вод, в том числе подземных, атмосферного воздуха, почв, животного и растительного мира; 2) отрицательного влияния на ландшафты и особо охраняемые природные территории. При этом, необходимо учитывать принципы иерархии мер по предотвращение образования отходов согласно ст. 329, п.1 ст. 358 Кодекса.



10. Согласно Водному Кодексу строительные, дноуглубительные и взрывные работы, добыча полезных ископаемых и других ресурсов, прокладка кабелей, трубопроводов и других коммуникаций, рубка леса, буровые и иные работы на водных объектах или водоохраных зонах, влияющие на состояние водных объектов, производятся по согласованию с бассейновыми инспекциями.

11. Запрещается складирование отходов вне специально установленных мест, предназначенных для их накопления или захоронения.

12. Обеспечить соблюдение норм статьи 140 Земельного кодекса РК, а именно: выемку, хранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с повреждением земель; восстановление нарушенных земель, их плодородия и других полезных свойств и своевременное вовлечение их в хозяйственный оборот.

13. Операторы объектов I и (или) II категорий в целях рационального использования водных ресурсов обязаны разрабатывать и осуществлять мероприятия по повторному использованию воды, оборотному водоснабжению.

14. Согласно пункту 1 статьи 207 ЭК РК, запрещаются размещение, ввод в эксплуатацию и эксплуатация объектов I и II категорий, которые не имеют предусмотренных условиями соответствующих экологических разрешений установок очистки газов и средств контроля за выбросами загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

15. В соответствии со ст. 77 Кодекса составитель отчета о возможных воздействиях, инициатор несут ответственность, предусмотренную законами Республики Казахстан, за сокрытие полученных сведений о воздействиях на окружающую среду и представление недостоверных сведений при проведении оценки воздействия на окружающую среду.

16. В соответствии с пунктом 2 статьи 147 Кодекса о недрах и недропользовании РК, недропользователь, осуществляющий добычу углеводородов, обязан проводить мероприятия, направленные на минимизацию объемов сжигания сырого газа. В связи с чем, необходимо принять меры по снижению объемов сжигания сырого газа на факеле.

17. В соответствии со статьей 78 ЭК РК провести послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности.

Послепроектный анализ должен быть начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду, а также направить заключение по результатам послепроектного анализа направить в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды.

18. Предусмотреть мероприятия по посадке зеленых насаждений согласно требованию приложения 3 Кодекса. Согласно п.50 Параграфа 2 СП «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Утверждены приказом и. о. Министра здравоохранения РК от 11.01.2022 года №ҚР ДСМ-2), С33 для объектов I классов опасности максимальное озеленение предусматривает – не менее 40% площади, с обязательной организацией полосы древесно-кустарниковых насаждений со стороны жилой застройки.

При невозможности выполнения указанного удельного веса озеленения площади С33 (при плотной застройке объектами, а также при расположении объекта на удалении от населенных пунктов, в пустынной и полупустынной местности), допускается озеленение свободных от застройки территорий и территории ближайших населенных пунктов, по согласованию с местными исполнительными органами, с обязательным обоснованием в проекте С33.

19. Согласно п.1 ст. 278 Кодекса «Запрещается использовать оборудование и аппаратуру, а также суда, ранее работавшие в иных водных бассейнах, без проведения экологического обследования во избежание случайной интродукции объектов растительного и животного мира в Каспийское море. Предоставить результаты таких исследований.



20. В соответствии со ст. 327 Кодекса необходимо выполнять соответствующие операции по управлению отходами таким образом, чтобы не создавать угрозу причинения вреда жизни и (или) здоровью людей, экологического ущерба, и, в частности, без:

1) риска для вод, в том числе подземных, атмосферного воздуха, почв, животного и растительного мира;

2) отрицательного влияния на ландшафты и особо охраняемые природные территории.

При этом, необходимо учитывать принципы иерархии мер по предотвращению образования отходов согласно ст. 329, п.1 ст. 358 Кодекса.

Кроме того, согласно п.3 ст. 359 Кодекса оператор объекта складирования отходов представляет ежегодный отчет о мониторинге воздействия на окружающую среду в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды.

Вывод о допустимости реализации намечаемой деятельности: Проект «Дополнение к проекту разработки месторождения Кашаган (по состоянию на 01.01.2025г)» допускается к реализации намечаемой деятельности при соблюдении условий, указанных в настоящем заключении.

Заместитель председателя

А. Бекмухаметов

Исп. Кенесов М.

Приложение

1.Основные аргументы и выводы, послужившие основой для вынесения заключения. ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ к проекту « Дополнение к проекту разработки месторождения Кашаган (по состоянию на 01.01.2025г)».

Дата размещения проекта отчета 23.09.2025 г. на интернет-ресурсе Уполномоченного органа в области охраны окружающей среды.

2. Информация о проведении общественных слушаний:

Информация о проведении общественных слушаний распространена на казахском и русском языках следующими способами:

1) на Национальный банк данных о состоянии окружающей среды и природных ресурсов, дата публикации 03-04.09.2025г;

2) на официальном интернет-ресурсе местного исполнительного органа (областей, городов республиканского значения, столицы) или официальном интернет-ресурсе государственного органа-разработчика Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Атырауской области; 08.09.2025г.

3) Газета ««Прикаспийская коммуна», выпуск №33 (20835) от 21.08.2025 г., Газета «Атырау» выпуск № №33 (20 898) от 21.08.2025г., Газета «Мақат тынысы» выпуск № 33 (1251) от 22.08.2025г.

4) Телеканал Caspian NEWS: 22.08.2025г.

5) В местах, доступных для заинтересованной общественности на территории соответствующих административно-территориальных единиц (областей, городов республиканского значения, столицы, районов, городов областного и районного значения, сел, поселков, сельских округов), в количестве 3 объявлений в информационных досках.

Дата, время, место проведения общественных слушаний (дата(-ы) и время открытого собрания общественных слушаний):

06.10.2025г. в 10:00 в с. Дамба, ул. Аманкелды 15, актовый зал в здании сельского клуба.

09.10.2025г. в 10:00 в с. Доссор, ул. Г. Сулейменова 39, Дом культуры.

Сведения об инициаторе намечаемой деятельности: Филиал "Норт Каспийн Оперейтинг Компани Н.В.", 060002, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, АТЫРАУСКАЯ



ОБЛАСТЬ, АТЫРАУ Г.А., Г.АТЫРАУ, улица Қайырғали Смагұлов, дом № 8,000241000874, РУО ДЖАНКАРЛО, 927228, GALIMZHAN.KUSSAINOV@NCOC.KZ.

Разработчик отчета воздействия: Товарищество с ограниченной ответственностью «SED» (Sustainable Ecology Development) 050043, г. Алматы, ул. Аскарова, 3, тел.: 8 (727) 247 23 23, e-mail: sed@sed.kz Директор – Носков Владимир Васильевич.

При вынесении заключения по результатам оценки воздействия на окружающую среду учтены замечания и предложения заинтересованных государственных органов и общественности.

Заместитель председателя

Бекмухаметов Алибек Муратович

