



ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ  
ЖӘНЕ БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІ

КОМИТЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО  
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ

010000, Нұр-Сұлтан қ., Мәңгілік ел даңғ., 8  
«Министрліктер үйі», 14-кіреберіс  
Тел.: 8(7172)74-01-05, 8(7172)74-08-55

010000, г. Нур-Султан, просп. Мангилик ел, 8  
«Дом министерств», 14 подъезд  
Тел.: 8(7172) 74-01-05, 8(7172)74-08-55

№ \_\_\_\_\_

**АО «Кристалл Менеджмент»**

**Заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду**  
«Отчет о возможных воздействиях намечаемой деятельности на окружающую среду  
проекта Дополнение № 2 к проекту пробной эксплуатации месторождения Караколь  
АО «Кристалл Менеджмент» на период 2022–2023 г.г. в Кызылординской области»

АО «Кристалл Менеджмент», юридический адрес: г. Алматы, ул. Байзакова, 280  
БЦ «Almaty Towers», северная башня. Контракт № 3996-УВС от «07» февраля 2014г., 8727-  
313-1301, 87013621320, [a.inozemtsev@crystal-management.kz](mailto:a.inozemtsev@crystal-management.kz) БИН 071240002008

Деятельность АО «Кристалл Менеджмент», согласно представленной информации  
в Отчете о возможных воздействиях намечаемой деятельности на окружающую среду  
проекта Дополнение № 2 к проекту пробной эксплуатации месторождения Караколь  
АО «Кристалл Менеджмент» на период 2022–2023 г.г. в Кызылординской области (далее–  
Отчет) осуществляется на геологическом отводе, площадь которой составляет 18256,48 км<sup>2</sup>.

Лицензионной территорией, на которой расположено месторождение Караколь,  
владеет АО «Кристалл Менеджмент» согласно Контракта №3996-УВС от «07» февраля  
2014г. в пределах участка (блок А), на блоках XXVII-34-А (частично), В (частично), С, Е  
(частично), F (частично), 35-36-А, В (частично), С, D, Е (частично), F (частично); XXVIII-  
35-А (частично), В, С, D (частично), Е, F, 36.

Между Компетентным органом и недропользователем подписано Дополнение № 8  
(государственный регистрационный № 4849-УВС МЭ РК от «22» сентября 2020 г.) к  
Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., а период разведки Контрактной  
территории продлен до «31» октября 2023 г.

Согласно п.п. 2.1 п. 2 раздела 2 приложения 1 Экологического кодекса Республики  
Казахстан (далее–Кодекс) от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК, разведка и добыча  
углеводородов входит в перечень видов намечаемой деятельности и объектов, для которых  
проведение процедуры скрининга воздействий намечаемой деятельности является  
обязательным.

Согласно вывода заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на  
окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности,  
Департаментом экологии по Кызылординской области KZ73VWF00058402 от 07.02.2022 г.,  
на основании п.25 Главы 3 «Инструкции по организации и проведению экологической  
оценки» (утв. приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от  
30.07.2021 г. №280, было вынесено решение о необходимости проведения обязательной  
оценки воздействия на окружающую среду.

Согласно п.п. 1.3 п. 1 Раздела 1 Приложения 1 Кодекса и в соответствии п. 3, 4 ст. 12  
Кодекса, разведка и добыча углеводородов относится к объектам I категории.

*Краткая характеристика намечаемой деятельности.* Согласно Отчета, цель  
пробной эксплуатации – уточнение имеющейся и получение дополнительной исходной  
информации о геолого-физической характеристике продуктивных горизонтов,

термобарических условиях их залегания, фильтрационно-емкостных и продуктивных свойствах призабойной зоны скважин, физико-химических свойствах насыщающих коллектора флюидов и т.д.

Задачи пробной эксплуатации – бурение и ввод в пробную эксплуатацию четырех проектных опережающих добывающих скважин (К-3, К-4, К-5 и К-8) с задачами доразведки и продолжение пробной эксплуатации существующих скважин К-1, К-2, К-6 и КМ-7; изучение эффективных способов эксплуатации скважин и оптимальных технологических режимов; изучение возможных осложнений при добыче, сборе и подготовке скважинной продукции; проведение лабораторных биостратиграфических исследований керна, уточнение петрографии и свойств пластов-коллекторов; специальные лабораторные исследования керна по определению фильтрационных и продуктивных свойств коллекторов; отбор и лабораторное изучение глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды; бурение одной проектной оценочной скважины для доразведки месторождения.

Срок пробной эксплуатации – согласно Дополнения № 8 (государственный регистрационный № 4849-УВС МЭ РК от «22» сентября 2020 г.) к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., период разведки месторождения Караколь был продлен до «31» октября 2023 г. Объекты пробной эксплуатации – на основании результатов проведенных исследовательских работ обосновано выделение на текущей стадии двух объектов пробной эксплуатации, которыми являются продуктивные горизонты–Ю-III и Ю-IV-2-2. Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1, ввиду недостаточной изученности и незначительных запасов нефти, выделен в качестве второстепенного, возвратного объекта, который требует доразведки. Запасы нефти и газа продуктивных горизонтов Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4 и Ю-IV-2-5 оценены по категории С2 и поэтому не участвуют в пробной эксплуатации и требуют доразведки.

В рамках настоящего дополнения №2 к проекту пробной эксплуатации закачка воды или других агентов в продуктивные пласты не предусматривается. Учитывая месторождения аналоги, на месторождении Караколь промышленную добычу предполагается вести с поддержанием пластового давления путем закачки воды в продуктивные пласты. В качестве рабочего агента для закачки в продуктивные пласты и вытеснения нефти к забоям добывающих скважин может использоваться попутно-добываемая вода. При этом, в период разведки рекомендуется провести отборы и исследование проб воды нижнемеловых и юрских отложений на совместимость, так как гидрогеологическая характеристика месторождения остается не изученной. Вместе с тем, в период продолжения пробной эксплуатации рекомендуется изучить скважины на приемистость коллекторов.

#### Общие сведения.

Контрактный участок АО «Кристалл Менеджмент» расположен на территории Кызылординской (части Кармакшинского, Жалагашского, Сырдарьинского районов), Карагандинской (часть Улытауского района) и Актюбинской (часть Иргизского района) областей Республики Казахстан. Месторождение Караколь находится на территории листа L-41-XI, в Жалагашском районе Кызылординской области. В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Торгайской низменности.

На контрактной территории имеется достаточно хорошо развитая инфраструктура на соседних месторождениях Майбулак и Арысқум, принадлежащие АО «ПККР» (5-10 км от месторождений Северный Майбулак, Караколь и Бестобе). От Блока А до промысла месторождения Нуралы ТОО «СП «КГМ» расстояние в среднем составляет до 153 км. Также на юге проходит республиканский магистральный газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент». Ближайшими станциями железной и автомобильной дороги являются Торетам и Жосалы, расположенные соответственно в 75 и 90 км на юг от южной границы участка и административно относящиеся к Кызылординской области. Расстояние до ближайшего областного центра – города Кызылорда – 180 км, г. Жезказган – в 250 км к северо-востоку.

В орографическом отношении район работ представляет собой низменную равнину с отметками рельефа от 60 до 130 м, осложненную возвышенным плато с отметками 200-230 м над уровнем моря.

Климат района – резко континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальная температура летом достигает +300 -+350С, минимальная зимой – 350-400С. Осадки выпадают неравномерно, главным образом, в зимне-весенний период. Их среднегодовое количество не превышает –150 мм. Для района месторождения характерны сильные ветры: летом западные и юго-западные, в остальное время года – северные и северо-восточные, в зимнее время часты метели и бураны. Водные артерии на площади месторождения отсутствуют.

Первооткрывательницей месторождения Караколь является скважина КМ-7, где из отложений кумкольской свиты верхней юры получены промышленные притоки нефти с газом. В 2018 г. отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и газа на месторождении Караколь, Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.06.2018 г.)» был утвержден в ГКЗ РК, запасы нефти и газа приняты в оперативном порядке на Государственный баланс запасов полезных ископаемых Республики Казахстан.

Вышеназванный отчет по оперативному подсчету запасов нефти и газа послужил основанием для разработки проектного документа «Проект пробной эксплуатации месторождения Караколь (по состоянию изученности на 01.01.2019 г.)», который был рассмотрен и утвержден ЦКРР при МЭ Республики Казахстан.

Компанией АО «НИПИнефтегаз» по результатам бурения, интерпретации материалов ГИС и опробования четырех скважин был повторно составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и газа на месторождении Караколь в Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 02.01.2020 г.)», вновь утвержденный ГКЗ Республики Казахстан. В рамках вновь утвержденного оперативного подсчета запасов дополнительно установлены четыре горизонта – Ю-0-1, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4 и Ю-IV-2-5, запасы нефти и газа которых оценены по категории С2.

Вышеназванный отчет по оперативному подсчету запасов нефти и газа, а также продление периода разведки до «31» октября 2023 г. на основании Дополнения № 8 к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г. явились основанием для разработки настоящего дополнения №2 к ранее утвержденному проекту пробной эксплуатации

Для технического водоснабжения используются слабоминерализованная вода альбских и сеноманских горизонтов, залегающих на глубине от 70 до 500 м.

На месторождении Караколь нефтегазоносность установлена в юрских отложениях. Скважиной первооткрывательницей является поисковая скважина КМ -7, при опробовании которой в 2018 г. из Ю-IV-2-2 горизонта был получен приток нефти и газа дебитами 42,7 м3/сут и 4,2 тыс. м3/сут соответственно.

По результатам переинтерпретации материалов ГИС и анализа информации по новым пробуренным скважинам в отчете ОПЗ 2020 года выделено 7 продуктивных горизонтов: Ю-0-1, Ю -III, Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4, Ю-IV-2-5. Из них Ю-0-1, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4 и Ю-IV-2-5 – выявлены впервые при бурении новых скважин. Все залежи, приуроченные к продуктивным горизонтам, по характеру насыщения являются нефтяными, кроме залежи, принадлежащей горизонту Ю-III, являющейся нефтегазовой.

Впервые на месторождении Караколь Оперативный подсчёт запасов нефти был произведён по результатам бурения и опробования скважины КМ-7. Отчет был составлен и утверждён протоколом ГКЗ РК от 04.12.2018 г. (Протокол № 1994-18-П от 04.12.2018 г.).

В целом по месторождению утвержденные запасы составили:

		нефть	раствор.газ	«газовая шапка»
категория С1:	геологические	2175 тыс.т	289,6 млн.м3	160 млн.м3
	извлекаемые	892тыс.т	118,6млн.м3	144 млн.м3
категория С2:	геологические	3833 тыс.т	511,0 млн.м3	
	извлекаемые	1572 тыс.т	209,4 млн.м3	

Всего по месторождению Караколь геологические/извлекаемые запасы нефти, растворенного газа и газа «газовой шапки» категории С1+С2, составляют 6008 тыс. т /2464 тыс. т; 800,6 млн. м<sup>3</sup>/ 328 млн. м<sup>3</sup>; 160 млн. м<sup>3</sup>/144 млн. м<sup>3</sup>, соответственно.

Коэффициент извлечения нефти для залежей был принят на уровне 0.413 для Ю-III и 0.404 для Ю-IV-2, как было принято по соседним месторождениям, а коэффициент извлечения газа на данной стадии изученности принят 0,9 д.ед. В 2020 году был составлен и утвержден протоколом ГКЗ РК второй Оперативный подсчет запасов нефти и газа на месторождении Караколь от 15.05.2020 г.

В целом по месторождению начальные геологические (извлекаемые) запасы нефти и растворенного в ней газа составляют 5856 (2382) тыс. т и 807,6 (328,3) млн. м<sup>3</sup>.

по категории С1:		по категории С2:	
нефть	растворенный газ	нефть	растворенный газ
2892 (1178) тыс. т	392,8 (159,8) млн. м <sup>3</sup>	2964 (1204) тыс. т	414,8 (168,5) млн. м <sup>3</sup>

Запасы газа газовой шапки в целом по месторождению составили 167,5 млн. м<sup>3</sup> по категории С2. Соотношение геологических запасов нефти промышленной категории С1 к запасам с категорией С2 составляет 49%/51%.

Гидрогеология. В разрезе Южно–Торгайской впадины выделяются три гидрохимические зоны: верхняя, средняя и нижняя. Водоносные горизонты разделены глинистыми флюидоупорами, развитыми по всей площади месторождений. Воды, извлекаемые попутно с нефтью, можно использовать для закачки в продуктивные пласты для поддержания пластового давления. Воды верхних водоносных горизонтов (альб-сенноманские и турон-сенонские) могут быть использованы для организации орошаемого земледелия, водоснабжения и обводнения пастбищных территорий, а также для технических целей и бытовых нужд. Они не пригодны в качестве питьевой воды и для заводнения.

На основании бурения, интерпретации материалов геофизических исследований и опробования четырех скважин, по материалам повторного оперативного подсчета запасов нефти и газа (14), на месторождении Караколь установлены 7 продуктивных горизонтов в отложениях верхней и нижне-средней юры: Ю-0-1, Ю-III, Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4 и Ю-IV-2-5.

Запасы нефти и растворенного газа промышленной категории С1 оценены и приняты на Государственный баланс запасов полезных ископаемых в пределах радиуса 500 м от пробуренных скважин по горизонтам Ю-III, Ю-IV-2-1 и Ю-IV-2-2.

По материалам оперативного подсчета запасов (14), водонефтяные контакты по установленным залежам изменяются от «минус» 1060,5 м (горизонт Ю-0-1) до «минус» 1960,2 м (горизонт Ю-IV-2-5). Поэтому максимальная глубина для проведения пробной эксплуатации составит «минус» 2000 м.

Отчетом представлена выкопировка из картограммы Геологического отвода, где указаны границы месторождения Караколь для проведения пробной эксплуатации.

Координаты угловых точек Геологического отвода

Точки	Северная широта	Восточная долгота
1	45° 38' 00"	64° 20' 00"
2	45° 41' 25"	64° 18' 45"
3	46° 02' 36"	64° 17' 05"
4	46° 08' 54"	63° 45' 12"
5	46° 40' 00"	63° 30' 00"
6	47° 00' 00"	63° 00' 00"
7	47° 12' 00"	63° 01' 00"
8	47° 04' 30"	63° 30' 00"
9	47° 02' 50"	65° 35' 00"
10	47° 11' 00"	65° 35' 00"
11	47° 26' 30"	63° 41' 00"
12	47° 40' 00"	63° 40' 30"

13	47° 53' 00"	63°40' 00"
14	47° 55' 01"	63° 41' 00"
15	48°00' 00"	63° 40' 00"
16	48° 00' 00"	64°30' 00"
17	46° 16' 09"	64°30' 00"
18	46° 00' 00"	64° 52' 15"
19	46°00' 00"	65° 00' 00"
20	45° 38' 00"	65° 00' 00"
21	45° 38' 00"	64°30' 00"

Координаты границ для проведения пробной эксплуатации.

Точки	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 36' 50"	64° 28' 16"
2	46° 37' 35"	64° 30' 01"
3	46° 39'45"	64°28' 17"
4	46°38' 59"	64° 26' 23"

Краткая характеристика проектируемого производства

На месторождении Караколь пробурено всего 4 скважины (КМ-7, К-1, К-2 и К-6), из которых: скважина КМ-7 – поисковая, К-1 и К-2 – опережающие добывающие и К-6 – оценочная. По состоянию на 01.10.2021 г. скважины КМ-7 и К-6 эксплуатируются на Ю-IV-2-2 продуктивном горизонте, скважина К-2 – на Ю-III продуктивном горизонте. Скважина К-1 числится в испытании Ю-III продуктивного горизонта.

Скважина КМ-7. Пробная эксплуатация фактически на месторождении начата вводом существующей скважины КМ-7 на Ю-III продуктивный горизонт. Скважина на рассматриваемом горизонте эксплуатировалась до «21» августа 2019 г. и была переведена для эксплуатации на нижезалегающий горизонт Ю-IV-2-2. Безводный дебит скважины в июле 2019 г. составил 15,5 т/сут, августе 2019 г. –9,0 т/сут. Скважина характеризовалась высоким газовым фактором–403-942 м<sup>3</sup>/т. Всего из рассматриваемого горизонта за счет пробной эксплуатации было отобрано 0,453 тыс.т нефти и 0,284 млн.м<sup>3</sup> газа.

С сентября 2019 и на момент составления настоящего отчета скважина эксплуатируется на Ю-IV-2-2 продуктивном горизонте. Скважина характеризуется высоким газовым фактором, который во время эксплуатации монотонно увеличивается. Визуально такое увеличение можно разделить на 2 периода, 1 период – с сентября 2019 г. по май 2020 г. газовый фактор увеличился с 168,7 м<sup>3</sup>/т до 1553,0 м<sup>3</sup>/т, затем резкое падение до 27,2 м<sup>3</sup>/т и 2 период – с июля 2020 г. и на момент составления настоящего отчета увеличился с 27,2 м<sup>3</sup>/т до 521,7 м<sup>3</sup>/т. Всего из рассматриваемого горизонта за счет пробной эксплуатации было отобрано 9,415 тыс.т нефти, 9,540 тыс.т жидкости и 4,049 млн.м<sup>3</sup> газа.

Скважина К-1 введена в пробную эксплуатацию на Ю-IV-2-2 продуктивный горизонт «15» августа 2019 г. Скважина на рассматриваемом горизонте эксплуатировалась до «27» июня 2021 г. и была переведена для испытания на вышезалегающий продуктивный горизонт Ю-III. Скважина характеризовалась безводным дебитом (большой период эксплуатации) и высоким газовым фактором. При вводе в эксплуатацию дебит по нефти в августе 2019 г. составил 20,9 т/сут и в процессе эксплуатации наблюдалось снижение дебита, который в июне 2021 г. составил 8,2 т/сут. Газовый фактор за все время эксплуатации изменялся в пределах 120,7-518,6 м<sup>3</sup>/т. Всего из рассматриваемого горизонта за счет пробной эксплуатации было отобрано 9,554 тыс.т нефти, 9,577 тыс.т жидкости и 2,813 млн.м<sup>3</sup> газа. С июля 2021 г. скважина числится в испытании Ю-III продуктивного горизонта.

Скважина К-2. Скважина была введена в пробную эксплуатацию на Ю-III продуктивный горизонт «24» августа 2019 г. На момент составления настоящего отчета скважина эксплуатируется на рассматриваемом горизонте и характеризуется безводной продукцией. При вводе в эксплуатацию дебит по нефти составил 35,9 т/сут, в последующие два месяца наблюдается некоторое падение до 24,9-27,9 т/сут, далее происходит два резких

роста: в ноябре 2019г до 41,5 т/сут и монотонным падением до 37,8 т/сут в апреле 2020 г. и в июне 2020 г до 57,4 т/сут и монотонным падением до 47,0 т/сут в сентябре 2021 г. Газовый фактор за анализируемый период изменялся в пределах 67,8-309,7 м3/т. Всего из рассматриваемого горизонта за счет пробной эксплуатации было отобрано 34,226 тыс.т нефти, 34,228 тыс.т жидкости и 7,342 млн.м3 газа.

Скважина К-6. Скважина была введена в пробную эксплуатацию на Ю-IV-2-2 продуктивный горизонт «29» октября 2020 г. На момент составления настоящего отчета скважина эксплуатируется на рассматриваемом горизонте и характеризуется безводной продукцией. При вводе в эксплуатацию дебит по нефти составил 35,9 т/сут, в последующие два месяца наблюдается некоторое падение до 24,9-27,9 т/сут, далее происходит два резких роста: в ноябре 2019г до 41,5 т/сут и монотонным падением в апреле 2020 г. до 37,8 т/сут и в июне 2020 г до 57,4 т/сут и монотонным падением до 47,0 т/сут в сентябре 2021 г. Газовый фактор за анализируемый период изменялся в пределах 67,8-309,7 м3/т. Всего из рассматриваемого горизонта за счет пробной эксплуатации было отобрано 1,010 тыс.т нефти, 1,103 тыс.т жидкости и 0,708 млн.м3 газа.

Пробная эксплуатация будет продолжена двумя горизонтами: Ю-III и Ю-IV-2-2.

Пробная эксплуатация выделенных горизонтов будет вестись на режиме истощения пластовой энергии, без поддержания пластового давления.

С 2022 г. предусмотрен перевод всех скважин на механизированный фонд для оптимизации технологических режимов работы и недопущения эксплуатации с забойными давлениями ниже давления насыщения нефти газом.

В процессе пробной эксплуатации как продуктивного горизонта Ю-IV-2-2, так и горизонта Ю-III в добывающих скважинах рекомендуется придерживаться рекомендуемых режимов работы, которые приведены в предыдущей главе (таблица 3.9.2). В обязательный комплекс исследований рекомендуется включить специальные режимные исследования, согласно п. 60 «Единые правила...», по результатам которых необходимо установить на скважинах оптимальные режимы работы, в противном случае, скважины эксплуатирующиеся с забойными давлениями ниже давления насыщения нефти газом подлежат остановке.

Необходимо подчеркнуть, что после перевода скважин на механизированный фонд и оптимизации режимов работы скважин по результатам запланированных рекомендуемых исследовательских работ, ожидается снижение газовых факторов до «нормальных» значений. Однако расчет объемов сырого газа на период продолжения пробной эксплуатации запланирован на максимальные объемы по фактическим газовым факторам и объясняется необходимостью получения разрешения на сжигание на факелах от Компетентного органа. Так, для расчета ориентировочных уровней добычи попутного газа по I-му объекту пробной эксплуатации в существующей скважине К-2 принят фактический средний газовый фактор, который составил 212,3 м3/т за 9 месяцев эксплуатации, а по проектным скважинам К-3 и К-5 – утвержденная величина газосодержания, полученная по данным исследования глубинной пробы нефти – 127,4 м3/т. По II-му объекту пробной эксплуатации ориентировочные объемы добычи попутного газа рассчитаны аналогичным образом: приняты фактические газовые факторы по существующим скважинам, а по проектным – по газосодержанию 137,5 м3/т.

В период продолжения пробной эксплуатации горизонта Ю-III планируется отобрать 50,5 тыс.т нефти и 8,963 млн.м3 попутного газа. При этом отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти, с учетом уже произведенных отборов, составит 18,9 %, а обводненность добываемой продукции достигнет 1,5 %. Коэффициент извлечения нефти достигнет всего 0,078 д.ед. при утвержденной величине 0,413 д.ед.

В период продолжения пробной эксплуатации горизонта Ю-IV-2-2 планируется отобрать 19,2 тыс.т нефти и 6,997 млн.м3 попутного газа. При этом отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти, с учетом уже произведенных отборов, составит 6,2 %, а обводненность добываемой продукции достигнет 6,3 %. Коэффициент извлечения нефти достигнет всего 0,026 д.ед. при утвержденной величине 0,404 д.ед.

В целом по месторождению Караколь в период продолжения пробной эксплуатации будет отобрано 69,7 тыс.т нефти и 15,961 млн.м<sup>3</sup> попутного газа. При этом отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти, с учетом уже произведенных отборов, составит 10,9 %, а обводненность добываемой продукции достигнет 2,7 %. Коэффициент извлечения нефти достигнет всего 0,044 д.ед. при утвержденной величине 0,407 д.ед.

Учитывая, что месторождение Караколь находится на этапе разведки, включая пробную эксплуатацию, проектное количество скважин и их местоположения обосновываются исходя из необходимости не только изучения добычных возможностей горизонтов, но и с целью их доразведки. Так, например, во всех планируемых проектных опережающих добывающих скважинах предусмотрено проведение опробования после бурения и перед вводом их в эксплуатацию.

Предусмотренная в настоящем дополнении к проектному документу наиболее плотная сетка скважин в период разведки, включая пробную эксплуатацию, обусловлена сложным геологическим строением месторождения и степенью разведанности запасов нефти (соотношение категории С1 к С2 составляет почти 50/50 %), что в дальнейшем позволит повысить уровень разведанности запасов и перейти на промышленный этап добычи.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать следующим проектным технологическим показателям разработки, по нижеследующим параметрам: по нефти 34, 8 тыс.т/год; по жидкости 35,7 тыс.т/год; по газу 7,2 млн. м<sup>3</sup>/год.

Программа утилизации газа. Утилизация попутного газа на период пробной эксплуатации месторождения должна производиться в соответствии с документом «Программа развития переработки попутного газа», которая должна быть разработана на основании настоящего проектного документа на проведение пробной эксплуатации, после утверждения в контролирующих органах Республики Казахстан.

Продолжительность пробной эксплуатации составляет 25 месяцев – с 01 октября 2021 г. по «31» октября 2023 г. (включительно).

Основной задачей нормирования газа на собственные нужды является установление и применение технически и экономически обоснованных норм расхода для осуществления режима экономии, рационального распределения и наиболее эффективного его использования. Методическими указаниями предусматривается определение объема расхода на планируемый период на основной технологический процесс расчетно-аналитическим способом, с учетом возможности использования инфраструктуры и производственных мощностей.

Таким образом, на месторождении Караколь для рационального использования добываемого газа часть объема сырого газа будет расходоваться на собственные технологические нужды в качестве топлива на подогрев продукции при сборе нефти. В качестве подогревателя планируется использовать устьевой подогреватель «УП-0,2», предназначенной для подогрева нефтяной продукции.

По мере сбора информации и по результатам пробной эксплуатации будут уточняться вопросы дальнейшего развития переработки добываемого газа.

В системе внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции на этапе пробной эксплуатации основным объектом потребления газа на месторождении является: Устьевой подогреватель «УП-0,2»–8 единицы; Устьевой подогреватель «УП-0,2», расположенный на «ППН» месторождения Караколь–1 единица.

Расход газа по скважинам месторождения Караколь, с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 25 м<sup>3</sup>/час.

Объем технологически неизбежного сжигания газа при ППЭ месторождения Караколь необходимо рассчитать в соответствии с действующей «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утвержденной приказом Министра энергетики РК от 5 мая 2018 года за №164. Фактический объем сжигания сырого газа при пробной эксплуатации

месторождения не должен превышать нормативный объем сжигания сырого газа при пробной эксплуатации месторождения (VIV).

В соответствии с требованиями Кодекса РК «О недрах и недропользовании» на нефтяных и газовых месторождениях необходимо обеспечить максимальную переработку либо утилизацию сырого газа. Во исполнение законодательных требований, на месторождение планируется использование устьевых подогревателей «УП-0,2».

Таким образом, объемы сырого газа, которые потребуются на собственные технологические нужды составят в 2022 г.–1147,8 тыс. м<sup>3</sup>/год, в 2023 г.–1351,8 тыс. м<sup>3</sup>/год.

В соответствии с п. 5 ст. 146 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» «Сжигание газа при пробной эксплуатации месторождения может быть разрешено на общий срок, не превышающий три года» сырой газ в период с 01 октября 2021 по 31 октября 2023 гг. будет частично использоваться на собственные нужды и частично направляться на факельную установку, не противоречащей законодательным нормам и правилам в области экологии.

Требования к конструкциям скважин. Пробная эксплуатация месторождения будет продолжена двумя горизонтами: Ю-III и Ю-IV-2-2. Пробная эксплуатация продуктивного горизонта Ю-III будет продолжена эксплуатацией существующей скважиной К-2, а также дополнительным вводом из бурения двух проектных опережающих добывающих скважин К-3 и К-5, которые, в свою очередь, будут введены в эксплуатацию после проведения в них последовательного самостоятельного опробования нижезалегающих Ю-IV-2-3 и Ю-IV-2-2 горизонтов. Пробная эксплуатация продуктивного горизонта Ю-IV-2-2 будет продолжена эксплуатацией существующих скважин К-6 и КМ-7 и вводом из опробования и испытания скважины К-1, а также дополнительным вводом из бурения двух проектных опережающих добывающих скважин К-4 и К-8, которые, в свою очередь, будут введены в эксплуатацию после проведения в них последовательного самостоятельного опробования нижезалегающих Ю-IV-2-3 и Ю-IV-2-2 горизонтов.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважин, а также условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности. После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность. Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважин в случаях газонефтеводопроявлений.

При бурении проектных скважин рекомендуется оборудовать устье противовыбросовым оборудованием.

Сроки проведения ликвидационных работ. Работы по ликвидации 1 (одной) скважины АО «Кристалл Менеджмент», с учетом операции по установке трех изоляционных мостов, продолжительностью по 4 часа, с ОЗЦ не менее 24 часов, двух спускоподъемных операций, продолжительностью 12 час., и работ по оборудованию устья скважины продолжительностью 12 час., будут проводиться 144 часа. Итого по 5-ти скважинам составят 720 часов.

Перед технической рекультивацией использованных при разработке месторождения земельных площадей, необходимо провести анализ и оценку состояния земельных участков (орогидрографии, флоры, фауны, загрязнения земельных площадей углеводородами и другими отходами) относительно начального состояния. Площадь земли, подлежащая технической рекультивации после ликвидации скважины, определяется размерами земельного отвода скважины. Общее время рекультивации 36 часов на 1 скважину (180 часов на 5 скважин).

#### **Ожидаемые эмиссии в окружающую среду.**

##### ***Атмосферный воздух.***

Основными источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу при испытании в эксплуатационной колонне является факельная установка для сжигания

попутного газа, наливная эстакада, насосы для перекачки нефти, резервуары, запорно-регулирующая арматура и неплотностей фланцевых соединений. Загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферный воздух на данном этапе работ (при испытании) являются: оксиды азота, сероводород, углерод оксид, метан.

Ожидаемые максимальные приземные концентрации ЗВ от источников выбросов при строительстве и испытании скважин на границе СЗЗ не превысит нормируемых критериев качества атмосферного воздуха.

Возможными основными источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве скважин являются: стационарные организованные источники: выхлопные трубы дизельных двигателей БУ, ДЭС, факел при сжигании УВС, дымовая труба бойлера, дыхательные патрубки резервуаров хранения ГСМ, емкости для сбора нефти и т.д.; стационарные неорганизованные источники: открытые участки сварочных постов, планировка площадки буровой установки, блок приготовления бурового раствора, площадка хранения бурового шлама и т.д.

Строительство скважин предполагается вести поэтапно. На первом этапе строительства отсыпается площадка скважин, на втором этапе работ производится бурение скважины с последующим испытанием скважины - третий этап.

Проектом предусматривается использование автомобильного транспорта для транспортировки грузов и персонала.

Перечень используемых видов транспорта состоит из следующих видов автотехники: бульдозер, автоцистерна для воды, полноприводный легковой автомобиль, грузовые машины полуприцепы, самосвал, экскаватор и др. Объемы потребления топлива перечисленными транспортными средствами рассчитаны для суточного потребления. Суточное потребление топлива автотранспортом составляет: дизельное топливо – 0,75 т; бензин - 0,35 т.

В виду того, что операции при строительстве скважин будут вести последовательно с соблюдением всех норм и правил, требуемых законодательством РК негативное воздействие на атмосферный воздух значительно снижено, а при реализации плана природоохранных мероприятий, предложенных проектом воздействие на атмосферный воздух будет сведено к минимуму.

Этапы строительства скважин. Работы по строительству скважин будут неизбежно сопровождаться поступлением в атмосферу загрязняющих веществ, что требует оценки возможного воздействия на качество атмосферного воздуха. Выполнение планируемых работ будет сопровождаться выбросами в атмосферный воздух загрязняющих веществ от временных стационарных (организованных и неорганизованных) и передвижных источников.

Валовый выброс вредных веществ от автотранспорта рассчитанный по планируемому расходу бензина и дизельного топлива, которая составляет 10,859415 тонн/год. При строительстве объекта и при перевозке грузов используются существующие автодороги.

Строительно-монтажные, транспортные и строительно-дорожные машины, технические устройства, находящиеся в эксплуатации, должны быть исправны, оснащены сигнальными устройствами, тормозами, ограждениями доступных движущихся частей механизмов (муфт, передач, шкивов и т.п.) и рабочих площадок, противопожарными средствами, иметь освещение, комплект исправного инструмента, приспособлений, защитных средств от поражения электрическим током и необходимую контрольно - измерительную аппаратуру, а также исправно действующую защиту.

Электро-теплоснабжение. Электроснабжение поселка буровиков–автономный дизель-генераторы ДЭС, мощностью 350 кВт. Обогрев жилых вагонов в холодное время предусматривается за счет электрообогревателей, для производства горячей воды на бытовые нужды персонала – электронагреватели. В качестве источника электроснабжения в период СМР на буровой площадке предусматривается установка дизельных электростанций с дизельными генераторами различной мощности.

*Внедрение малоотходных и безотходных технологий, а также специальные мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферный воздух на уровне, соответствующем передовому мировому опыту*

Используемые технологические оборудования при строительстве разведочно-эксплуатационных скважин зарубежного и российского производства соответствуют стандарту ИСО 9001:2000, противопожарным, санитарным и экологическим требованиям и при использовании оборудования с соблюдением правил безопасности и согласно инструкции по эксплуатации гарантийный срок службы увеличивается в несколько раз.

На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газонефтеводопроявлением или открытым фонтанированием, на БУ устанавливается комплекс противовыбросового оборудования. Он включает в себя превенторную установку со станцией управления и штуцерный манифольд. Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра при давлении скважин до 700 кгс/см<sup>2</sup>. Штуцерный манифольд с рабочим давлением 700 кгс/см<sup>2</sup> позволяет плавно регулировать давление в скважине при проведении работ по глушению нефтегазопроявлений.

В процессе проведения работ будут образовываться коммунальные и производственные отходы. Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения (или после переработки использоваться повторно). Применение передовых технологий и надежного оборудования значительно снижают риск загрязнения окружающей среды вследствие аварий. Поэтому основным фактором воздействия на окружающую среду при проведении буровых работ остается сбор отходов и их утилизация. Применение малотоксичных реагентов для приготовления и обработки буровых растворов, безусловно, снижают отрицательное воздействие на окружающую среду. Учитывая особое значение экосистемы площади, буровая компания будет работать по принципу «безамбарный» метод. Технологические оборудования (дизельный генератор и др.) приняты по всем рассматриваемым вариантам, исходя из оценки местных условий и возможностей по перечисленным критериям, концентрация вредных выбросов в пределах допустимого и дополнительные мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не требуются.

#### **Мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу**

Для снижения воздействия производимых работ на атмосферный воздух проектом предусмотрены следующие природоохранные мероприятия: пылеподавление при использовании сыпучих материалов и цемента с эффективностью 90%; применение системы безопасности и мониторинга; применение системы контроля загазованности; в целях предотвращения фонтанирования на стволе скважины предусмотрены клапаны - отсекатели, которые перекрывают устье скважины в случае противодействия на пласт по каким-либо причинам и препятствуют выбросам нефти и газа в атмосферу; применение герметичной системы хранения буровых реагентов. Доставка реагентов на буровую производится в герметичной таре или в мешках заводской упаковки. Запас реагентов, необходимый для данного цикла бурения, хранится в закрытых бункерах. Подача реагентов из бункеров в затворный узел осуществляется по замкнутой системе пневмотранспортом, с последующей очисткой в пылесборниках, что сводит к минимуму пыление в процессе операций по приготовлению растворов или промывочных жидкостей; применение дизельных установок зарубежного производства, которые имеют выбросы оксида углерода, оксидов азота, углеводородов, сажи, формальдегида и бенз/а/пирена в 2-3,5 раза меньше, чем дизель-генераторы отечественного производства; оборудование дыхательными клапанами резервуаров с нефтью, уменьшающие потери углеводородов; организация измерения и контроля в резервуарах с нефтью температуры, давления, уровня жидкости; обеспечение прочности и герметичности технологических емкостей и соединительных трубопроводов; строгое соблюдение технологического регламента работы на стационарных дизельных установках; постоянная проверка двигателей автотранспорта на токсичность; своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики

оборудования; в случаях, когда имеются альтернативы использованию дизельного топлива для производства электроэнергии, отопления, отдавать предпочтение менее загрязняющему атмосфере топливу (или виду энергоснабжения); использование оборудования и транспортных средств с исправными двигателями; для снижения пылеобразования на территории технологической площадки необходимо регулярное увлажнение территории и дорог в теплое время года; необходимо строгое соблюдение технологического регламента.

**Водные ресурсы.** Водоснабжение и водоотведение. Участок работ характеризуется отсутствием сетей водопровода. Строительство и бурение скважин характеризуется большим потреблением воды. Вода будет использоваться на хозяйственно-бытовые, питьевые и производственно-технологические нужды. Вода для производственных нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения цемента и для других технических нужд. Суточный расход технической воды на производственные нужды определяется согласно «Техническому проекту на строительство скважин». Водоснабжение месторождения должно осуществляться с учетом охраны и комплексного использования водных ресурсов. Источниками водоснабжения, для хозяйственных нужд и технического водоснабжения используются воды сеноманских отложений. Для технического водоснабжения используются слабоминерализованные воды альбских и сеноманских горизонтов, залегающих на глубине от 70 до 500 м. Для хранения воды на производственные нужды на буровой площадке предусматривается ёмкость запаса воды объёмом 50 м<sup>3</sup>. К ней же будет подключена система противопожарного водопровода с насосом и с 4-мя пожарными гидрантами.

Для хозяйственно-бытовых нужд на месторождении используется привозная вода, доставляемая из г. Кызылорда, согласно договору. Для приготовления пищи в столовой предусмотрена отдельная ёмкость для питьевой воды, с герметичным люком и устройством для отбора проб воды. Вода, используемая на хозяйственно-бытовые нужды и приготовление пищи в столовой должна соответствовать требованиям СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к хозяйственно-питьевому водоснабжению» приказ №209 от 16.03.2015 г. Министра здравоохранения РК. Расчет потребляемой воды во время проведения работ производился с учетом потребления воды для нужд полевого лагеря.

Нормативная потребность в технической воде с некоторыми запасами при бурении составляет – 26м<sup>3</sup>/сут., при подготовительных работах к бурению –16м<sup>3</sup>/сут., на испытание 20 м<sup>3</sup>/сут, в период ликвидации (консервации) скважины 20 м<sup>3</sup>.

Хоз-бытовые сточные воды. Для отвода хоз-бытовых сточных вод от санитарных приборов, установленных в жилых вагончиках, от столовой и от прачечной, на территории полевого лагеря предусматривается система хоз-бытовой канализации.

Отвод сточных вод от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам специальные септики объёмом 20 м<sup>3</sup>, из которого по мере накопления откачиваются и вывозятся специальным автотранспортом на очистные сооружения в соответствии с договором со специализированной организацией. Септик будет изолирован гидроизолирующим экраном из полимерных материалов. Учет объемов сточных вод ведется по количеству рейсов и объему автоцистерны спец. автотранспорта.

**Отходы производства и потребления.** В процессе строительства скважины образуются различные видов отходов, на промплощадке будет осуществляться временное их хранение. Временное хранение и транспортировка могут стать потенциальными источниками воздействия на окружающую среду.

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

АО «Кристалл Менеджмент» не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей отходов. Все отходы временно складировуются в специальные емкости и по мере накопления вывозятся сторонними организациями на договорной основе. На

промплощадке предусматривается отдельный сбор с четкой идентификацией для каждого типа отходов: твердо-бытовых и различных типов промышленных отходов. Далее все образующиеся отходы производства и потребления на площади работ вывозятся на договорной основе на полигоны других предприятий. Перевозка всех отходов производится под строгим контролем и движение всех отходов регистрируется.

При строительстве скважин должна быть предусмотрена технология сбора отходов бурения в специальные металлические емкости (безамбарный метод бурения).

При пробной эксплуатации скважин образуются: Твердые бытовые отходы (ТБО) складироваться в специальном контейнере с крышкой, основание которого забетонировано, гидроизолировано на оборудованной площадке объемом 1,1 м<sup>3</sup>, ежедневно (один раз в сутки) в теплое время года и 1 раз в 3 суток в холодное время года, вывозится по договору со специализированной организацией. Срок временного хранения ТБО в летнее время 1 день, в зимнее время – 3 суток.

Промасленная ветошь будет временно складироваться на территории полевого лагеря на специально оборудованных площадках в контейнеры объемом 0,1 м<sup>3</sup>. Срок хранения отходов составит 30 дней и по мере накопления будут вывозиться согласно договору на площадку специализированной организации.

Отработанное масло собирается в металлические бочки объемом 0,2 м<sup>3</sup> и направляется на утилизацию в специализированные организации.

Тара из-под химических реагентов, металлолом, и огарки сварочных электродов в процессе буровых работ будут временно складироваться на оборудованной площадке полевой базы, и вывозиться на утилизацию в специализированные организации. Срок хранения отходов составит 30 дней, и по мере накопления будут вывозиться согласно договору на площадку специализированной организации.

Медицинские отходы до момента вывоза на полигон хранятся в запечатанных пластиковых мешках. Срок хранения отходов составит 30 дней, и по мере накопления будет вывозиться согласно договору на площадку специализированной организации.

Буровые отходы (буровой шлам (*БШ*), *Отработанный буровой раствор (ОБР)*, *Буровой шлам*) временно (7 дней) складироваться в шламособорнике объемом 20 и 30 м<sup>3</sup> непосредственно на буровых площадках. Вывозятся специализированной организацией по договору.

**Оценка воздействие проектируемых работ на недра.** Основным объектом воздействия проектируемых работ на недра являются продуктивные горизонты. Неблагоприятные изменения геологической среды в процессе проходки ствола скважины могут проявляться в виде неконтролируемых межпластовых перетоках в скважинах с негерметизированными колоннами. Поступление высокоминерализованных вод и пластовых жидкостей из продуктивных горизонтов в водоносные комплексы может привести к их загрязнению и невозможности использования в целях питьевого и технического водоснабжения в будущем.

В связи с этим необходимо предусмотреть: использование промывочных жидкостей, затрудняющих поглощения без токсичных добавок; надежная изоляция в пробуренных скважинах нефтеносных водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу; надежная герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах разработки месторождения.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов: работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин; бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа углеводородами; конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности

обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности; обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений; при газопроявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий; ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом; проведение мониторинга недр на месторождении; Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

**Оценка воздействия на растительный и животный мир.** Растительность является основным функциональным блоком экосистемы. Она выполняет роль биоклиматических и экологических индикаторов, участвует в формировании почв, влияет на круговорот вещества и энергии.

Основными факторами воздействия на растительность при пробной эксплуатации месторождения будут являться: 1. Механические нарушения, связанные со строительными работами при буровых операциях, установки технологического оборудования. Сильные нарушения непосредственно в местах строительства всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов полного уничтожения растительности. 2. Дорожная дигрессия. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимися полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопами газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка. 3. Загрязнение растительности. Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива нефти вблизи скважин и при ее транспортировке. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения являются скважины (при бурении и ремонте скважин), утечки при отгрузке и транспортировке нефти, места складирования отходов и др. растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий: С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно-растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение природоохранных мероприятий, основными из которых являются: осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории. Вокруг площадки сделать ограждения; рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны. Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования; ликвидация выявленных нефтезагрязненных участков; охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях; использование при проведении работ технически исправного, экологически безопасного оборудования и техники; использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки осуществлять только по утвержденным трассам; в местах хранения отходов исключить возможность их попадания в почву; с целью контроля и оценки происходящих изменений состояния окружающей

среды, прогноза их дальнейшего развития и оценки эффективности применяемых природоохранных мероприятий предусмотреть ведение производственного экологического контроля.

Животный мир представлен типичными видами пустынной и полупустынной фауны.

На контрактной территории встречаются широко распространенные пустынные виды, принадлежащие к монгольской и туранской фауне и южные пустынные - ирано-афганской и пустынной казахстанской фауне. В пустыне много хищных (лисица-корсак, волк и др.) и копытных (сайгак) животных, а также грызунов, птиц (рябки и др.) в дельте Сырдарьи акклиматизирована ондатра. Особую ценность эта территория имеет для бетбакдалинской группировки сайги. Здесь пролегают ее основные миграционные пути, располагаются места зимовок и летовок.

### **Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и видового разнообразия животного мира**

Воздействие пробной эксплуатации месторождения Караколь на животный мир можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования: ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью; своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом; разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных; запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.; немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям; участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС; соблюдение норм шумового воздействия; создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты; изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями; принимать меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ; проведение мониторинга животного мира.

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

1. Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду от 07.02.2022 г. № KZ73VWF00058402.
2. Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду к Дополнению № 2 к проекту пробной эксплуатации месторождения Караколь».
3. Протокол общественных слушаний, проведенных на платформе ZOOM

В дальнейшей разработке проектной документации необходимо учесть требования Экологического законодательства:

1. С 1 января 2022 года предусматривается выдача Лицензии на работы и услуги в сфере углеводородов на следующие подвиды деятельности по проектированию: Составление базовых проектных документов для месторождений углеводородов и анализ разработки месторождений углеводородов; Составление технических проектных документов для месторождений углеводородов. В случае самостоятельного выполнения заявителем работ по эксплуатации горных производств (углеводородов), необходимо получение в Министерстве энергетики РК Лицензии на работы и услуги в сфере углеводородов на следующие подвиды деятельности по эксплуатации: Промысловые исследования при разведке и добыче углеводородов; Сейсморазведочные работы при разведке и добыче углеводородов; Геофизические работы при разведке и добыче углеводородов; Прострелочно-взрывные работы в скважинах при разведке и добыче углеводородов; Бурение скважин на суше, на море и на внутренних водоемах при разведке и добыче углеводородов; Подземный ремонт, испытание, освоение, опробование, консервация, ликвидация скважин при разведке и добыче углеводородов; Цементация скважин при разведке и добыче углеводородов; Повышение нефтеотдачи нефтяных пластов

и увеличение производительности скважин при разведке и добыче углеводородов; Работы по предотвращению и ликвидации разливов на месторождениях углеводородов на море.

В случае самостоятельного выполнения заявителем работ по эксплуатации нефтехимических производств, необходимо получение в Министерстве энергетики РК Лицензии на работы и услуги в сфере углеводородов на подвид деятельности «Эксплуатация нефтегазохимических производств».

В случае самостоятельного выполнения заявителем работ по эксплуатации магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, необходимо получение в Министерстве энергетики РК Лицензии на работы и услуги в сфере углеводородов на подвид деятельности «Эксплуатация магистральных трубопроводов».

Согласно пункту 1 статьи 146 Кодекса «О недрах и недропользовании» (далее–КОН), сжигание сырого газа в факелах запрещается, за исключением случаев: угрозы или возникновения аварийных ситуаций, угрозы жизни персоналу или здоровью населения и окружающей среде; при испытании объектов скважин; при пробной эксплуатации месторождения; при технологически неизбежном сжигании сырого газа. Порядок выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах утверждается уполномоченным органом в области углеводородов. Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 25 апреля 2018 года № 140 утверждены Правила выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах.

В соответствии с пунктом 1 статьи 23 КОН, в случаях, предусмотренных настоящим Кодексом, операции по недропользованию могут проводиться только при наличии проектного документа, предусматривающего проведение таких операций. Также согласно пункту 1 статьи 134 КОН, операции по недропользованию по углеводородам осуществляются в соответствии со следующими проектными документами: базовые проектные документы: проект разведочных работ; проект пробной эксплуатации; проект разработки месторождения углеводородов; технические проектные документы, перечень которых устанавливается в единых правилах по рациональному и комплексному использованию недр. Государственная экспертиза базовых проектных документов в сфере недропользования по углеводородам регулируется статьей 140 КОН.

Вместе с тем, согласно пункту 3 статьи 134 КОН, проект разведочных работ (изменения и дополнения к нему), предусматривающий (предусматривающие) бурение и (или) испытание скважин, проект пробной эксплуатации (изменения и дополнения к нему) и проект разработки месторождения (изменения и дополнения к нему) подлежат государственной экспертизе проектных документов при наличии соответствующего экологического разрешения.

2. В соответствии п.2 ст.397 Кодекса, при проведении операций по недропользованию недропользователи обязаны обеспечить соблюдение решений, предусмотренных проектными документами для проведения операций по недропользованию, а также следующих требований: конструкции скважин и горных выработок должны обеспечивать выполнение требований по охране недр и окружающей среды; при проведении операций по недропользованию должны проводиться работы по утилизации шламов и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых, карьерных и шахтных сточных вод для повторного использования в процессе бурения, возврата в окружающую среду в соответствии с установленными требованиями; после окончания операций по недропользованию и демонтажа оборудования проводятся работы по восстановлению (рекультивации) земель в соответствии с проектными решениями, предусмотренными планом (проектом) ликвидации; буровые скважины, в том числе самоизливающиеся, а также скважины, не пригодные к эксплуатации или использование которых прекращено, подлежат оборудованию недропользователем регулирующими устройствами, консервации или ликвидации в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан; консервация и ликвидация скважин в пределах контрактных территорий осуществляются в соответствии с законодательством Республики Казахстан о недрах и недропользовании.

3. Предусмотреть внедрение мероприятий согласно Приложения 4 к Кодексу, а также предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, и по устранению его последствий: охрана атмосферного воздуха; охрана от воздействия на подземные водные экосистемы; охрана водных объектов; охрана земель; охрана животного и растительного мира; обращение с отходами; радиационная, биологическая и химическая безопасность; внедрение систем управления и наилучших безопасных технологий.

4. Инициатором, пользование поверхностными и (или) подземными водными ресурсами непосредственно из водного объекта с изъятием или без изъятия для удовлетворения намечаемой деятельности в воде, осуществлять при наличии разрешения на специальное водопользование в соответствии с требованиями статьи 66 Водного кодекса Республики Казахстан.

5. При подаче заявления на получение экологического разрешения на воздействие необходимо приложить полный перечень документов согласно ст. 122 Кодекса (в отношении намечаемой деятельности – проектной документации с детальной оценкой воздействия на окружающую среду по строительству и (или) эксплуатации объектов I или II категории, разрабатываемые в привязке к соответствующей проектной документации намечаемой деятельности и представляемой в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды вместе с заявлением на получение экологического разрешения. При этом, необходимо учесть требование по обязательному проведению общественных слушаний в рамках процедуры выдачи экологических разрешений для объектов I и II категорий согласно ст. 96 Кодекса.

6. В соответствии с п. 36 Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду, утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 при установлении нормативов допустимых выбросов рассматриваются мероприятия, осуществляемые оператором при неблагоприятных метеорологических условиях, обеспечивающие снижение выбросов вредных веществ, вплоть до частичной или полной остановки работы стационарных источников загрязнения атмосферы. В этой связи, согласно РД 52.04.52-85 определение необходимого снижения концентрации примесей в воздухе и выбросов в периоды НМУ необходимо пересмотреть режимы в процентном соотношении (первый режим- 15-20%, второй режим – 20-40%, третий режим -40-60%). В этой связи, характеристику залповых выбросов необходимо представить по форме Таблицы 3.2 РНД 211.2.02.02-97 Рекомендаций в сравнении с выбросами, осуществляемыми по регламенту, показать периодичность и продолжительность залпового выброса.

7. В представленном отчете о возможных воздействиях предусматривается сжигание сырого газа на факелах. Согласно ст. 146 КОН и «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» №63 от 10 марта 2021 год Приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан до начала пробной эксплуатации необходимо получить разрешение на сжигание газа на факелах.

8. Согласно п.4 статьи 225 Кодекса если при проведении операций по недропользованию происходит незапроектированное вскрытие подземного водного объекта, недропользователь обязан незамедлительно принять меры по охране подземных водных объектов в порядке, установленном водным законодательством Республики Казахстан, и сообщить об этом в уполномоченные государственные органы в области охраны окружающей среды, использования и охраны водного фонда, по изучению недр, государственный орган в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения. В этой связи, необходимо предоставить план мероприятий по охране подземных вод.

9. Согласно пп.2 п.4 ст. 46 Кодекса о здоровье народа и системе здравоохранения проводится санитарно-эпидемиологическая экспертиза проектов нормативной документации по предельно допустимым выбросам и предельно допустимым сбросам вредных веществ, и физических факторов в окружающую среду, зонам санитарной охраны и санитарно-защитным зонам. В последующем, для осуществления дальнейшей намечаемой деятельности необходимо получить санитарно-эпидемиологическое

заключение о соответствии объекта высокой эпидемической значимости (в случае превышения размера санитарно-защитной зоны объекта более 500 метров), на проекты нормативной документации по предельно допустимым выбросам и на проекты по установлению расчетных (предварительных) и установленных (окончательных) санитарно-защитных зон. Необходимо предусмотреть согласование проектной документации с уполномоченным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения объектов государственного санитарно-эпидемиологического контроля и надзора в соответствии с требованиями по обеспечению безопасности жизни и здоровья населения.

10. Согласно п.2 статьи 238 Кодекса, недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны: 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению; 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель; 3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

11. Необходимо указать объемы образования всех видов отходов проектируемого объекта с разделением их на строительство и эксплуатации намечаемой деятельности, а также предусмотреть альтернативные методы использования отходов (методы сортировки, обезвреживания и утилизации всех образуемых видов отходов и варианты методов обращения с данным видом отходов и его утилизации). Вместе с тем, в соответствии с Классификатором отходов, утвержденный Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314 необходимо указать класс опасности отходов (опасный, неопасный, зеркальные отходы).

12. Предусмотреть мероприятия по сохранению среды обитания и условий размножения объектов животного мира, путей миграции и мест концентрации животных субъектами, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность, для проведения геологоразведочных работ, добычи полезных ископаемых в соответствии со ст. 237 Кодекса и требованиями ст. 17 Закона РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира», также должно быть обеспечено неприкосновенность участков, представляющих особую ценность в качестве среды обитания диких животных и необходимо согласовать мероприятия с Комитетом лесного и животного мира МЭГПР РК.

13. Предусмотреть мероприятие по посадке зеленых насаждений согласно Приложения 4 Кодекса.

14. Согласно ст. 78 Кодекса, послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности проводится составителем отчета о возможных воздействиях в целях подтверждения соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду. 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.

15. В соответствии с требованиями статей 125 и 126 Водного кодекса Республики Казахстан, в случае размещения предприятия и других сооружений, производства строительных и других работ на водных объектах, водоохраных зонах и полосах, установленных акиматами соответствующих областей, инициатору намечаемой деятельности, подлежит реализовать намечаемую деятельность при наличии соответствующих согласований, предусмотренных Законодательствами Республики Казахстан, в т.ч. согласования с бассейновой инспекцией. При этом, согласно п.1 ст.223 Кодекса, в пределах водоохранной зоны запрещаются проектирование, строительство и ввод в эксплуатацию новых и реконструируемых зданий, сооружений (за исключением противоселевых, противооползневых и противопаводковых) и их комплексов, не обеспеченных сооружениями и устройствами, предотвращающими загрязнение и засорение водных объектов и их водоохраных зон и полос; проведение буровых работ, за исключением случаев, когда эти буровые работы согласованы с уполномоченными

государственными органами в области охраны окружающей среды, использования и охраны водного фонда; размещение объектов, оказывающих негативное воздействие на качество воды.

16. Предприятием пользование поверхностными и (или) подземными водными ресурсами непосредственно из водного объекта с изъятием или без изъятия для удовлетворения питьевых и хозяйственных нужд при намечаемой деятельности, а также сброс сточных вод с применением перечисленных сооружений и технических устройств необходимо осуществлять при наличии разрешения на специальное водопользование в соответствии с требованиями статьи 66 Водного кодекса Республики Казахстан.

17. В соответствии с п. 1 ст. 120 Водного Кодекса, физические и юридические лица, производственная деятельность которых может оказать вредное влияние на состояние подземных вод, обязаны вести мониторинг подземных вод и своевременно принимать меры по предотвращению загрязнения и истощения водных ресурсов и вредного воздействия вод. При этом, согласно п. 9 ст. 120 Водного Кодекса при геологическом изучении недр, разведке и добыче полезных ископаемых, строительстве и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, недропользователи обязаны принять меры по предупреждению загрязнения и истощения подземных вод.

18. Необходимо предусмотреть альтернативные методы использования отходов (методы сортировки, обезвреживания и утилизации всех образуемых видов отходов и варианты (твёрдо-бытовые отходы, промасленная ветошь, буровой шлам и др.).

19. Согласно п.2 ст.320 Кодекса, места накопления отходов предназначены для: временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению. Также, в соответствии с п.1 ст.336 Кодекса, субъекты предпринимательства для выполнения работ (оказания услуг) по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов обязаны получить лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды по соответствующему подвиду деятельности согласно требованиям Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях». В этой связи, при подаче материалов на экологическое разрешение, необходимо предоставить копии лицензий специализированных организаций на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды. Также, необходимо предоставить анализ движения по каждому виду отходов, указанных в графах 3-5, с разбивкой на процессы, согласно пп.1 п.6 ст.92 Кодекса.

20. В соответствии с п.3, 4 ст. 320 Кодекса накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения). Запрещается накопление отходов с превышением сроков, указанных в пункте 2 настоящей статьи, и (или) с превышением установленных лимитов накопления отходов (для объектов I и II категорий).

21. Необходимо предусмотреть систематический мониторинг атмосферного воздуха, почвы и подземных вод, («Правила разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и представления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля от 14.07.2021 г № 250).

**Вывод:** Представленный «Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду к Дополнению №2 к проекту Пробной эксплуатации месторождения Караколь» допускается к реализации намечаемой деятельности при соблюдении условий, указанных в настоящем заключении.

**Заместитель председателя**

**А. Абдуалиев**

Представленный « Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду к проекту «Дополнение №2 к проекту Пробной эксплуатации месторождения Караколь» соответствует Экологическому законодательству.

Дата размещения проекта отчета **14.02.2022** год на интернет ресурсе Уполномоченного органа в области охраны окружающей среды.

Объявление о проведении общественных слушаний на официальных интернет-ресурсах уполномоченного органа: <https://www.gov.kz/memleket/entities> **29.03.2022** года;

- 1) Дата распространения объявления о проведении общественных слушаний через теле- или радиоканал (каналы): эфирная справка «QZYLDORDA» с 7 по 8 февраля 2022 г.. Ассоциация «Сыр Табигатты»
- 2) Дата размещения проекта отчета о возможных воздействиях на официальных Интернет-ресурсах местных исполнительных органов 11.02.2022 года.
- 3) На досках объявлений местных исполнительных органов административно-территориальных единиц (областей, городов республиканского значения, столицы, районов, городов областного и районного значения, сел, поселков, сельских округов) и в местах, специально предназначенных для размещения объявлений в количестве 2 объявлений по адресам: Здание ГУ «Аппарат Акима Жалагашского сельского округа, с. Жалагаш, ул. Казыбек б ид. 55.
- 4) Фото-материалы прилагаются к настоящему протоколу общественных слушаний.  
Электронный адрес и номер телефона, по которым общественность могла получить дополнительную информацию о намечаемой деятельности, проведении общественных слушаний, а также запросить копии документов, относящихся к намечаемой деятельности –
- 5) АО «Кристалл Менеджмент» БИН 071240002008, эл.почта: A.INOZEMTSEV@CRYSTAL-MANAGEMENT.KZ, контакты 8-727-313-1301, +77013621320
- 6) Электронный адрес и почтовый адрес уполномоченного органа или его структурных подразделений, по которым общественность могла направлять в письменной или электронной форме свои замечания и предложения к проекту отчета о возможных воздействиях - [kerk@ecogeo.gov.kz](mailto:kerk@ecogeo.gov.kz).

Сведения о процессе проведения общественных слушаний: **08 февраля 2022** года, общественные слушания проведены в режиме онлайн, посредством видеоконференцсвязи на платформе Zoom.

Сведения о наличии проведения общественных слушаний: проведены 29.03.2022г. в 11.00 часов. Протокол размещен на Едином экологическом портале

Все замечания и предложения общественности к проекту отчета о возможных воздействиях, в том числе полученные в ходе общественных слушаний, и выводы, полученные в результате их рассмотрения были сняты.

Также, замечания и предложения от заинтересованных государственных органов инициатором сняты.