



060011, QR, Atyraý qalasy, B. Qulma.Nev kóshesi, 137 úi
tel/faks: 8 (7122) 213035, 212623
e-mail: atyrauekol@rambler.ru

060011, РК, город Атырау, улица Б. Кулманова, 137 дом
тел/факс: 8 (7122) 213035, 212623
e-mail: atyrauekol@rambler.ru

ТОО «5А OIL (5А OIL)»

Заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду на отчет о возможных воздействиях к «Проекту разработки месторождения Байчунас Западный» (по состоянию на 01.05.2023 г.)

В соответствии пп.1.3 п.1 раздела 2 Приложения 2 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, разведка и добыча углеводородов относится к I категории.

Необходимость разработки отчета о возможных воздействиях определена Заключением об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности № KZ51VWF00108559 от 19.09.2023 года.

Общие сведения

Месторождение Байчунас Западный расположено, в 80 км к северо-востоку от Атырау и в 30 км к юго-западу от Доссора.

В административном отношении рассматриваемое месторождение Байчунас Западный расположено в Макатском районе Атырауской области РК в пределах листа международной разграфки L-39.

Координаты условных точек месторождения Байчунас контур №1:

1. 47°16'07" с.ш., 52°55'49" в.д.
2. 47°16'37" с.ш., 52°56'09" в.д.
3. 47°15'57" с.ш., 52°57'25" в.д.
4. 47°15'46" с.ш., 52°56'38" в.д.

Глубина до подошвы юрских отложений, площадью 1,49 кв.км.

Координаты условных точек м/р Байчунас контур №2:

1. 47°14'07" с.ш., 52°55'16" в.д.
2. 47°14'36" с.ш., 52°55'22" в.д.
3. 47°14'47" с.ш., 52°55'53" в.д.
4. 47°14'51" с.ш., 52°56'47" в.д.
5. 47°14'55" с.ш., 52°57'05" в.д.
6. 47°13'30" с.ш., 52°57'55" в.д.
7. 47°13'05" с.ш., 52°57'55" в.д.
8. 47°13'05" с.ш., 52°57'10" в.д.
9. 47°13'59" с.ш., 52°57'10" в.д.
10. 47°14'00" с.ш., 52°57'10" в.д.
11. 47°13'51" с.ш., 52°57'00" в.д.

Целевое назначение работы

Объект исследования – система разработки месторождения Байчунас Западный.

Целью настоящего проекта является обоснование рациональной системы разработки месторождения Байчунас Западный.

По состоянию на 01.05.2023г. на месторождении Байчунас Западный всего пробурено 5 скважины БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-3, БЧЗ-4 и БЧЗ-6. Скважина БЧЗ-3, в связи с отсутствием в ее разрезе



продуктивных горизонтов, ликвидирована. Скважины БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-4 и БЧЗ-6 находятся в консервации.

Сбор и отгрузка добытой продукции от скважин при пробной эксплуатации скважины БЧЗ-1 и испытании скважин БЧЗ-2 и БЧЗ-4 осуществлялась по упрощенной схеме, предусматривающей сбор, дегазация добытой жидкости и отгрузку ее через наливной стояк в автоцистерны для дальнейшей транспортировки и подготовки на действующей УПН, находящейся на контрактной территории ТОО «5А ОИЛ (5А ОИЛ)» месторождения Восточный Макат (участок Жана Макат).

При проведении промышленной разработке месторождения Байчунас Западный предусматривается с использованием скважин БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-4, БЧЗ-6. Скважина БЧЗ-6 предусмотрена в качестве нагнетательной для ППД водой. Также предусмотрено подключение ранее ликвидированной скважины БЧЗ-3 после ее восстановления путем зарезки бокового стола и проектной оценочной скважины БЧЗ-7, в случае вскрытия в их разрезе продуктивных горизонтов и последующего проведения испытания продуктивных объектов.

Проектом предусмотрен три варианта разработки для объекта I, различающихся между собой количеством проектных скважин и плотностями сеток скважин для объекта, а также системой воздействия на пласт, и один вариант для II объекта.

1 вариант:

I объект запланирован к эксплуатации 2 скважинами (БЧЗ-1 и БЧЗ-4). Подготовительный этап принимается до конца 2023 года, до завершения обустройства. Начиная с 2024 года, запланирован ввод в эксплуатацию скв-н БЧЗ-1 и БЧЗ-4 с января 2024г. с начальными дебитами по нефти 15 и 8 т/сут. Далее, по мере выработки, скважина БЧЗ-4 планируется к ликвидации в конце 2028 года. Режим работы залежи принимается как упруговодонапорный режим, переходящий в режим растворяемого газа.

II объект – данный объект планируется разрабатывать одной скважиной БЧЗ-2. С учетом высокого газового фактора, связанного в том числе и с прорывами газа газовой шапки, определили ограничение по суточной добыче газа на месторождении в целом на уровне 5300 м³/сут, что соответствует объему утилизации всего добытого газа на собственные нужды. С учетом ежемесячного снижения отборов газа по объекту I (Ю-V), добыча газа из объекта II скважины БЧЗ-2 (Ю-IVб) будет постепенно возрастать, т.е фактически будет производиться отбор и растворенного газа, и газа газовой шапки. Режим работы залежи принимается как упруговодонапорный режим, переходящий в режим растворяемого газа и газонапорный режим.

С учетом ограничения по добыче газа, запланированного к полной утилизации на собственные нужды промысла, входной дебит скважины БЧЗ-2 принят на уровне 12 т/сут, ввод скважины запланирован в середине 2024 года. Эксплуатация предполагается фонтанным способом, на режиме постоянной депрессии. Первые полгода работы принимается работа скважины безводной нефтью.

Данное проектное технологическое решение по II объекту принимается для всех трех представляемых вариантов.

2 вариант (рекомендуемый):

Данный вариант аналогичен первому, в плане работы добывающих скважин БЧЗ-1 и БЧЗ-4 по объекту I. Отличием является тот момент, что запланирован ввод под нагнетание скважины БЧЗ-6 в 2024 году, которая на данный момент находится в консервации. Режим работы залежи принимается по блоку I с ППД, III блок как упруговодонапорный режим, переходящий в режим растворяемого газа.

3 вариант:

Представленный вариант аналогичен первому и второму вариантам объекта I, в плане работы добывающих скважин БЧЗ-1 и БЧЗ-4, а также вводом под нагнетание скважины БЧЗ-6 в 2024 году. Основным отличием данного варианта является ввод из бурения добывающей скважины БЧЗ-5 в 2025 году на объекте I.

При проведении промышленной разработке месторождения Байчунас Западный предусматривается с использованием скважин БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-4, БЧЗ-6. Скважина БЧЗ-6



предусмотрена в качестве нагнетательной для ППД водой. Также предусмотрено подключение ранее ликвидированной скважины БЧЗ-3 после ее восстановления путем зарезки бокового стола и проектной оценочной скважины БЧЗ-7, в случае вскрытия в их разрезе продуктивных горизонтов и последующего проведения испытания продуктивных объектов.

Описание состава технологического оборудования на УПН, с учетом установки дополнительного оборудования, и технологического процесса приведены ниже.

Система сбора и подготовки будет включать основные компоненты, такие как:

- Выкидные линии Ду 80 мм;
- Манифольд;
- Блок дозирования химического реагента БДР-2,5 типа ОЗНА – 1 ед.
- Насосная станция для ППД -1ед.;
- Насос НБ-125ИЖ– 1 ед., НБ-125ИЖ (резерв)– 1 ед., для ППД;
- 3-х фазный сепаратор НГСВ 2-1.4-1200, V=6,5 м³ – 1 ед.;
- 3-х фазный сепаратор НГСВ 2-1.4-2000, V=25 м³ – 1 ед.;
- Сепаратор газа ГС 1-0.6-1.6 – 1 ед.;
- ГРПШ 0.7-У1 - шкаф для регулирования давления газа – 1 ед.;
- Подогреватель ПП-0.63А для нагрева входящей нефти – 1 ед.,
- Подогреватель ПП-0.63А для нагрева закачиваемой воды и технологических трубопроводов – 1 ед.,
- Вертикальная факельная установка с оголовком - 1 ед.
- Хранение жидкостей: Отстойник нефти ОГН-П-50м³-1ед., резервуар РГСН-75 м³ (нефть) с теплоизоляцией - 3 ед., Емкость РГСВ-75 м³ (пластовая вода) – 2 ед., Емкость РГСВ-100 м³ (вода для пожаротушения) – 2 ед.;
- Газовый генератор электричества (ГЭС) мощностью 400 кВА - 2 ед.;
- Дизель-генератор мощностью 360 кВА - 1 ед.
- Технологические циркуляционные насосы типа КМ100-80-170-Е - 2 ед. (Q=100 м³/час, Н=25 м, N=11 кВт*час) для циркуляции пластовой воды между РГСН и подогревателем.
- Механическая сливно-наливная установка типа АСН-2В (О-КМ-1) У2 (953.00.00.00.00-02/196.03.00.00). – 2 ед.
- Емкость для хранения дизельного топлива для электрических генераторов V=25 м³ – 1 ед.

Описание технологических процессов

Сбор и транспорт нефти на месторождении Байчунас Западный осуществляется по лучевой герметизированной напорной системе, газожидкостная смесь из скважин по выкидным линиям поступает на площадку манифольдного блока регулируемого разными задвижками, где поток направляется на тестирование и на добычу.

Линия замера (тестирования) поступает в блок тестового нефтегазового сепаратора со сбросом воды НГСВ 2-1,4-1200, объем сепаратора V = 6.5 м³ под давлением 2.0 бар. Общий поток нефтегазовой продукции других скважин поступает в первичный нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ 2-1.4-2000, V=25 м³ под давлением 2.0 бар. Далее, линии выхода нефти от двух сепараторов проходят через подогреватель ПП-0.63А (газовая косвенного нагрева) где нагревается до ≈ 80⁰С. Хим.реагент от блока дозирования реагента БДР-1, ОЗНА-2.5 дозируется в общий поток продукции скважин. Тип реагента - деэмульгатор.

Нефть после ПП-0.63А, направляется под собственным давлением в емкость-отстойник нефти ОГН-П-50 м³ для отстаивания воды и обессоливания. Далее нефть направляется в горизонтальные емкости РГСН-75 м³ (3 ед.) для хранения, при условии качества нефти соответствующей товарной нефти или на другой РГСН-75 м³ для дальнейшей промывки и обессоливания нефти, если содержание соли в нефти выше нормы 100 ppm.

В первичном и тестовом нефтегазовых сепараторах предусмотрены сбросные предохранительные клапана, предназначенные для сброса газа с верхней части сосуда при превышении давления в сепараторах. Сброс выполняется на факел через факельный газопровод.

Отделившаяся попутная пластовая вода с трехфазных сепараторов НГСВ 2-1.4-2000, V=25 м³ и НГСВ 2-1,4-1200, V=6,5 м³, направляется под собственным давлением на ПП-0.63А для



подогрева и далее на емкости РГСН-75 м³ (2 ед.), где производится замер воды. При заполнении резервуаров вода подается на нагнетательную скважину БЧЗ-6 для закачки в пласт с насосами НБ-125 ИЖ (2 ед.).

Сепарированный газ с трехфазных сепараторов НГСВ 2-1,4-1200 и НГСВ 2-1,4-2000 направляется на газовый сепаратор ГС 1-1,6-800. На ГС 1-1,6-800, рабочее давление 2 бар, происходит разделение остаточного конденсата и где давление газовой линии регулируется с помощью ГРПШ, далее газ используется на подогревателях нефти и воды (подогрев нагнетаемой воды и технологических трубопроводов в целях избежания отложения парафина), двух газовых генераторов электричества (ГЭС) с мощностью 400 кВА и используется для обеспечения технологических нужд факельной установки (продувка, дежурная горелка). Аварийный сброс с СППК осуществляется в факельную систему.

На УПН для налива нефти в автоцистерны используют наливную эстакаду, состоящую из площадки налива, вертикального стояка и запорной арматуры (предусмотрен счетчик нефти для откачки нефти). Подача нефти из резервуара на наливную эстакаду осуществляется с помощью блока для автоналива.

Питьевая вода для персонала привозная бутилированная. Вода на технологические нужды транспортируется из поселка Доссор.

В процессе промышленной эксплуатации месторождения Байчунас Западный, с 2024г., запланированный к добыче сырой газ, предусмотрено использовать в качестве топлива для собственных нужд (подогрев входящей жидкости, подогрев нагнетаемой воды и технологических трубопроводов в целях избежания отложения парафина, выработка электроэнергии).

К началу промышленной разработки месторождения предусматривается установить на УПН дополнительное технологическое оборудования (подогреватель ПП-0,63А и газопоршневые генераторы мощностью 400 кВА).

Таким образом, использование сырого газа предусматривается в следующем технологическом оборудовании:

- подогреватель ПП-0.63А для нагрева входящей жидкости (347 дней в году) – 1 ед.;
- подогреватель ПП-0.63А для нагрева закачиваемой воды и обогрева помещений (120 дней в году) – 1 ед.;
- источники электроэнергии ГЭС-1 и ГЭС-2 (газовые генераторы электричества мощностью 400 кВА), работа ГПЭС попеременно в течение года – 2 ед.

Также, предусмотрена эксплуатация факельной установки в дежурном режиме (дежурная горелка и продувка), предназначенной для технологически неизбежного сжигания сырого газа, для обеспечения безопасности производства (V7).

Технологически неизбежное сжигание сырого газа при проведении пусконаладочных работ технологического оборудования (V6), техническом обслуживании и ремонтных работах (V8), технологических сбоях, отказах и отклонении в работе технологического оборудования (V9), не предусмотрено.

Баланс газа месторождения Байчунас Западный на 2024-2029гг.

Год	Добыча газа, млн.м ³	Потребление на собственные нужды, млн.м ³					Технологически неизбежное сжигание (дежурная горелка и продувка), млн.м ³	Утилизация, %
		Всего	Подогреватель ПП-0.63А (вх. жидкость)	Подогреватель ПП-0.63А (нагнет. вода и обогрев)	ГЭС – 1, 400 кВА	ГЭС – 2, 400 кВА		
2024	1,699477	1,655557	0,545317	0,144000	0,483120	0,483120	0,04392	97,4
2025	1,900658	1,856858	0,543818	0,153216	0,581501	0,578323	0,04380	97,7



2026	1,722154	1,678354	0,509674	0,161280	0,505080	0,502320	0,04380	97,5
2027	1,439952	1,396152	0,466368	0,164160	0,383861	0,381763	0,04380	97,0
2028	1,263348	1,219428	0,437220	0,167328	0,307440	0,307440	0,04392	96,5
2029	1,151688	1,107888	0,416400	0,165888	0,263520	0,262080	0,04380	96,2

В 2023 году согласно утвержденного отчета запасы нефти и газа по месторождению по Байчунас Западный, составили:

- нефти по категориям: С1 – 92 тыс. т / 36 тыс.т.; С2 – 39 тыс. т / 8 тыс.т.;
- растворенного газа: С1 – 22,7 млн. м3/ 8,9 млн. м3; С2 – 8 млн. м3/ 1,8 млн. м3;
- газ газовой шапки: С1–3 млн. м3/ С2 – 2,5 млн. м3.

Оценка воздействия на качество атмосферного воздуха

Источниками выбросов при выводе из консервации скважины

Подготовительные работы и монтаж установки КРС

Источник №6001 – Участок сварки;

Источник №6002 - Погрузочно-разгрузочные работы;

Источник №6003 - Разработка грунта экскаватором;

Источник №6004 - Разработка грунта бульдозером (ПРС).

Ракоконсервация скважин и подготовительные работы к испытанию:

Организованные источники

Источник №0001 – Дизельный двигатель при освещении;

Источник №0002- Дизельный двигатель БУ ZJ-20

Источник №0003 – Цементировочный агрегат, «ЦА-320М»;

Источник №0004 – Дизельгенератор (резерв.)

Источник №0005 – Сварочный агрегат;

Неорганизованные источники

Источник №6005 – Емкость для дизтоплива;

Источник №6006 – Насос для перекачки дизтоплива;

Источник №6007 – Емкость для масла;

Источник №6008 – Емкость для сбора шлама.

В целом по месторождению при выводе из консервации скважины выявлено: 13 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 5, неорганизованных – 8.

Выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при выводе из консервации скважины выбросов загрязняющих веществ в атмосферу – 12.586286306 г/с и/или 75.22114751 т/год.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации являются:

Организованные источники

Источник №0001-0002, Подогреватель нефти ПП-0,63А;

Источник №0003-0004, ГЭС-1 и ГЭС-2;

Источник №0005, ДЭС 360 кВт;

Источник №0006, Факельная установка (дежурная горелка);

Неорганизованные источники

Источник №6001, Емкость для дизтоплива 25 м3;

Источник №6002, Емкость отстойник нефти ОГН-П-50 м3;

Источник №6003-6005, Резервуар РГСН 75 м3 нефти;

Источник №6006-6007, Насос для нефти;

Источник №6008-6009, Сливно-наливная установка;

Источник №6010, Сепаратор газа;

Источник №6011-6012, Насос НБ-125;

Источник №6013, Насос для закачки пластовой воды;

Источник №6014, Выкидные линии;



Источник №6015-6017, Устье скважин;

Источник №6018, Блок реагентов;

Источник №6019, 3-х фазный сепаратор НГСВ 2-1.4-1200, V=6,5 м³;

Источник №6020, 3-х фазный сепаратор НГСВ 2-1.4-1200, V=25 м³;

В целом по месторождению при эксплуатации выявлено: 26 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 6, неорганизованных – 20.

При количественном анализе выявлено, что общий объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период разработки на год макс. добычи – 32.586286306 г/с и/или 205.268114751 т/год.

Водопотребление и водоотведение объекта на период строительства

Питьевая вода для персонала привозная бутилированная. Использование воды с водных ресурсов не предусматривается. Снабжение питьевой водой рабочих бригад, для санитарно-бытовых приборов и столовой осуществляется привозной водой с близлежащего населенного пункта в пластиковых бутылках объемом 19 литров или автоцистернами. Хранение технической воды предусматривается в двух емкостях объемом 15 и 10 м³, обеспечивающих пожарный и аварийный объемы воды

Вода для хозяйственно-бытовых нужд привозится также согласно договору специализированной организацией.

Баланс водоотведения и водопотребления при расконсервации скважины

Потребитель	Норма водопотребление, л	Количество, чел	Время работ, сутки	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут.	м ³ /год	м ³ /сут.	м ³ /год
Питьевые нужды	0,125	10	2	1,25	2,5	1	2
Бытовые нужды	0,015	10	2	0,15	0,3	0,12	0,24
Всего	-	-	-	1,4	2,8	1,12	2,24
Технические нужды	8,36	-	2	8,36	16,72	6,688	13,376
Итого:	-	-	-	8,36	16,72	6,688	13,376
				9,76	19,52	7,808	15,62

Баланс водоотведения и водопотребления при эксплуатации

Потребитель	Норма водопотребление, л	Количество, чел	Время работ, сутки	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут.	м ³ /год	м ³ /сут.	м ³ /год
Питьевые нужды	0,125	10	365	1,25	456,25	1	365
Бытовые нужды	0,015	10	365	0,15	54,75	0,12	43,8
Всего	-	-	-	1,4	511	1,12	408,8
Технические нужды	8,36	-	365	8,36	3051,4	6,688	2441,12
Итого:	-	-	-	8,36	3051,4	6,688	2441,12
				9,76	3562,4	7,808	2849,92

Водоотведение. Хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся по самотечной сети в приемные отделения септик с насосной установкой, где происходит грубая механическая очистка стоков. По мере его наполнения стоки будут откачиваться, и вывозиться автоцистернами на очистные сооружения специализированным организациям имеющие очистное сооружение и экологическое разрешение.

Септики после окончания работ очищаются, дезинфицируются и могут использоваться повторно. Территория расположения септиков подлежит засыпке и рекультивации.

Физическое воздействие

К основным источникам физических воздействий (шум, вибрация) в период проведения работ относятся ДВС техники и автотранспорта.

Источники радиационного излучения на площадке отсутствуют.

К источникам шума, вибрации относятся: технологическое оборудование, вентиляторы, автотранспорт, электродвигатели. Источников теплового излучения на площадке нет.

Источников электромагнитного излучения на предприятии нет.



В районе расположения природных и техногенных источников радиационного загрязнения нет.

Накопление отходов

Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности: основными отходами при регламентной работе нефтепромыслового оборудования и промысла в целом являются:

- тара из-под масла и нефти,
- отработанные ртутьсодержащие лампы,
- отработанные аккумуляторы,
- отработанное масло,
- отработанные смазочноохлаждающие жидкости,
- промасленная ветошь,
- отработанные масляные фильтры,
- отходы твердых химикатов (сухие химические материалы),
- нефтешлам,
- медицинские отходы ,
- тара из-под ЛКМ,
- огнетушители, пришедшие в негодность,
- металлолом,
- огарки сварочных электродов,
- строительные отходы,
- древесные отходы,
- отработанная оргтехника,
- твердобытовые отходы,
- пищевые отходы,
- макулатура,
- пластиковые отходы,
- матрасы,
- утратившие потребительские свойства.

Все образованные отходы будут храниться в контейнерах с маркировкой с указанием содержимого, в соответствии с нормативными требованиями по хранению, а также в соответствии с рекомендациями поставщика или изготовителя. Контейнеры будут храниться в специально отведенных местах на достаточном удалении от любого взрыво- и пожароопасного участка. Передача отходов предусматривается в специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Образующие отходы производства и потребления будут передаваться специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов в соответствии п.1 статьи 336 Закона Республики Казахстан

Количественная характеристика отходов, образующихся при расконсервации скважин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
Всего	-	9,3268
в том числе:		
отходов производства	-	1,5768
отходов потребления	-	7,75
Опасные отходы		
Отработанное масло	-	1,134
промасленная ветошь		0,0257
медицинские отходы		0,0624
Неопасные отходы		
ТБО, тонн	-	7,75
Огарки использованных электродов	-	0,3547



Количественная характеристика отходов, образующихся при эксплуатации

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего, в том числе:	-	319,7785
отходов производства	-	103,4545
отходов потребления	-	216,324
Опасные отходы	72,3885	
Тара из-под масла и нефти	-	0,25
Тара из-под химреагентов	-	0,5
Отработанные ртутьсодержащие лампы	-	0,0292
Отработанные аккумуляторы	-	0,0315
Отработанное масло	-	1,134
Отработанные смазочно- охлаждающие жидкости	-	0,089
Промасленная ветошь	-	0,254
Отработанные масляные фильтры	-	0,12
Отходы твердых химикатов (сухие химические материалы)	-	1
Нефтешлам	-	67,68
Медицинские отходы	-	0,0624
Тара из-под ЛКМ	-	0,106
Огнетушители, пришедшие в негодность	-	1,07
Неопасные отходы		247,39
Металлолом	-	30,021
Огарки сварочных электродов	-	0,015
Строительные отходы	-	0,5
Древесные отходы	-	0,3
Отработанная оргтехника	-	0,08
Твердо-бытовые отходы	-	198,5
Пищевые отходы	-	17
Макулатура	-	0,2
Пластиковые отходы	-	0,15
Матрасы, утратившие потребительские свойства	-	0,624

Мероприятия по снижению экологического риска

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс мероприятий.

- упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории работ, разработка оптимальных схем движения.
- применение новейшего отечественного и импортного оборудования, с учетом максимального сгорания топлива и минимальными выбросами ЗВ в ОС;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;
- использование высокооктановых неэтилированных сортов бензинов, что позволит: исключить выбросы свинца и его соединений с отработанными газами карбюраторного двигателя, улучшить полноту сгорания топлива, в результате чего снизятся выбросы СО и углеводородов;
- Соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компании;
- применение современных технологий ведения работ;
- использование экологически безопасных техники и горюче-смазочных материалов;
- проведение земляных работ в наиболее благоприятные периоды с наименьшим негативным воздействием на почвы и растительность (зима);
- своевременное проведение работ по рекультивации земель;



- сбор отработанного масла и утилизация его согласно законам Казахстана
- установка контейнеров для мусора
- установка портативных туалетов и утилизация отходов.

Согласно п.2 статьи 238 Экологического 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.

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

1. Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности №KZ51VWF00108559 от 19.09.2023 года.

2. «Отчет о возможных воздействиях» к «Проекту разработки месторождения Байчунас Западный» (по состоянию на 01.05.2023г.)» при дальнейшей реализации намечаемой деятельности необходимо учесть требования пункта 4 статьи 146 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», а именно - сжигание сырого газа в факелах допускается по разрешению уполномоченного органа в области углеводородов.

В дальнейшей разработке проектной документации необходимо учесть требования Экологического законодательства.

3. Необходимо учесть требования статьи 397 Экологического Кодекса РК.

Вывод: Представленный «Отчет о возможных воздействиях» к «Проекту разработки месторождения Байчунас Западный» (по состоянию на 01.05.2023г.)» допускается к реализации намечаемой деятельности при соблюдении условий, указанных в настоящем заключении.



1. Представленный отчет о возможных воздействиях к проекту «Отчет о возможных воздействиях» к «Проекту разработки месторождения Байчунас Западный» (по состоянию на 01.05.2023г.)» соответствует Экологическому законодательству.

2. Дата размещения проекта отчета о возможных воздействиях на интернет ресурсе Уполномоченного органа в области охраны окружающей среды: 17.10.2023 год.

Объявление о проведении общественных слушаний на официальных интернет-ресурсах местных исполнительных органов 16.10.2023 года.

Дата размещения проекта отчета о возможных воздействиях на официальных Интернет-ресурсах местных исполнительных органов 19.10.2023 года.

Наименование газеты, в которой было опубликовано объявление о проведении общественных слушаний на казахском и русском языках, дата выхода номера газеты и его номер. Газета «Атырау» №82 от 13.10.2023 г.; газет ПК от 13.10.2023 года. Телеканал «Caspian NEWS» № 170 от 10.10.2023 г.

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 ГУ «Управление строительства Атырауской области», 060010, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, улица Әйтеке Би, дом № 77, БИН 050140003056.

ТОО «5А OIL (5А ОИЛ)», БИН 190940011143. Контакты: тел: 8 (7122)28-60-59, e-mail: saz@5aoil.kz. Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», БИН 020840001081 Контакты: тел: тел: 8-702-419-02-46, e-mail: gul_shat_k@mail.ru

Электронный и почтовый адрес местного исполнительного органа: Управление природных ресурсов и регулирования природопользования по Атырауской области: 060011, Атырауская область, г. Атырау, улица Айтеке би, 77, электронный адрес: atr_priroda@mail.ru/ Тел.: 8(7122)32-55-09. БИН 050140002850

Сведения о процессе проведения общественных слушаний: дата и адрес места их проведения, 15.11.2023 году в 15:00 часов по адресу: Атырауская область, Макатский район, Макатская п.а., п.Макат, Дом культуры Макатского района, улица Алаш.

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.

Руководитель департамента

Бекмухаметов Алибек Муратович



