



Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы  
130000 Ақтау қаласы, промзона 3, ғимарат 10,  
телефон: 8/7292/ 30-12-89  
факс: 8/7292/ 30-12-90

Республика Казахстан, Мангистауская область  
130000, город Ақтау, промзона 3, здание 10,  
телефон: 8/7292/ 30-12-89  
факс: 8/7292/ 30-12-90

ТОО «Емир-Ойл»

## Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности

На рассмотрение представлено: Заявление о намечаемой деятельности, материалы оценки воздействия на окружающую среду на «Строительство групповой установки с системой сбора на месторождении Северный Кариман».

Материалы поступили на рассмотрение: 29.05.2023 г. вх. KZ72RYS00393865

### Общие сведения

В административном отношении территория месторождения Северный Кариман находится в Мунайлинском районе Мангистауской области Республики Казахстан. Областной центр город Ақтау находится в 45 км к юго-западу от месторождения, железнодорожная станция Мангистау – в 30 км к юго-западу, город Жанаозен – в 130 км к юго-востоку по прямой. Месторождение расположено в 30 км от поселка Даулет, где базируется ТОО «Емир-Ойл», которое осуществляет эксплуатацию месторождения.

### Краткое описание намечаемой деятельности

Мощность производства до 500 т/сутки по сырой нефти. Проектом предусматривается строительство следующих сооружений:

- Обустройство площадок добывающих скважин СК-1; СК-2; СК-3, СК-101, СК-102, СК-103, СК-104;
- Прокладка выкидных линий от скважин СК-1; СК-2; СК-3, СК-101, СК-102, СК-103, СК-104 до за-мерной установки;
- Замерная установка;
- Групповая установка;
- Прокладка топливных газопроводов от ГУ до скважин СК-1; СК-2, СК-101, СК-103, СК-104;
- Прокладка топливных газопроводов от существующего газопровода Кариман-Долинное до скважин СК-3; СК-102. Площадки нефтедобывающих скважин №1, №2, №3, №101, №102, №104

В состав площадки нефтедобывающей скважины входят:

- Приустьевой приямок;
- Стоянка буровой установки;
- Фундамент под якоря оттяжек;
- Площадка печи подогрева нефти;
- Площадка станции управления УЭЦН;
- Площадка КТП;



- Ограждение приустьевого приямка.

Проектом предусмотрено обустроить 7 нефтедобывающих скважин №№1, 2, 3, 101, 102, 103, 104. Прокладка нефтепроводов предназначена для транспорта нефти от новых добывающих скважин до замерной и групповой установок. Площадки нефтедобывающих скважин запроектированы прямоугольной формы, с внутренними размерами в плане 127х127 метров с устройством обвалования по периметру площадки высотой 1,5 м. для проезда транспорта через обвалование предусмотрено устройство насыпи съезда с уклоном 1:10 внутрь площадки. С наружной стороны обвалования съезд осуществляется кон-струкцией подъездной дороги. На всех проектируемых площадках добывающих скважин принято типовое размещение сооружений, оборудования, инженерных сетей. Ко всем технологическим площадкам на территории скважин предусматривается возможность подъезда для специализированных автотранспортных средств, а также для пожарных и аварийных автомобилей. Площадки скважин запроектированы в насыпи, с оптимальной высотой 0,5 м, вблизи соровых участков высота насыпи увеличивается до 1,5 м. Вертикальная планировка скважин выполнена в проектных горизонталях, согласно плана организации рельефа.

На каждой площадке скважины расставлены следующие сооружения:

- Приустьевой приямок;
- Рабочая площадка;
- Площадка под ремонтный агрегат;
- Якорь для крепления ремонтного агрегата (4 шт.);
- Площадка попутного подогревателя;
- Стойка под шкаф КИПиА;
- Площадка станции управления УЭЦН;
- Комплектная трансформаторная подстанция КТП.

Площадка Групповой установки В состав ГУ входят:

- Насосная перекачки и циркуляции нефти Р-100А/В, Р-101А/В;
- Площадка печей Н-100/Н101;
- Площадка дренажной емкости D-100;
- Площадка сепарации и отстоя нефти;
- Площадка блока редуцирования топливного газа;
- Операторная;
- Контрольно-пропускной пункт (КПП);
- Дворовой туалет на одно очко;
- Площадка шкафа с баллонами СУГ;
- Площадка газосепараторов, компримирования газа и факельных продувок;
- Блок пожарного инвентаря;
- Площадка факела совмещенного F-200;
- Площадка резервуаров противопожарного запаса воды РГСн-75;
- Площадка ТБО;
- Площадка газовых расширителей GR-200/201 и емкости конденсата D-200.
- Межплощадочные опоры;
- Ограждение территории Групповой установки.

Площадка ГУ запроектирована прямоугольной формы с размерами 125,6х100,5 м с отдельно сто-ящим факелом на круглой площадке диаметром 31,0 м. Между основной площадкой ГУ и площадкой факела расположена дорога и технологические площадки на отсыпанной территории. Площадка ГУ запроектирована в насыпи, с оптимальной высотой 0,5 м. Вертикальная планировка выполнена в проектных горизонталях, согласно плану организации рельефа. На территории ГУ запроектированы следующие площадки:

- Площадка печи подогрева нефти Н-100;
- Площадка сепарации и отстоя нефти;
- Насосная перекачки и циркуляции нефти;



- Площадка газосепараторов, компримирования газа и факельных продувок;
- Площадка дренажной емкости D-100;
- Площадка газовых расширителей GR-200/201;
- Площадка шкафа с баллонами СУГ;
- Площадка блока редуцирования топливного газа;
- Площадка факела совмещенного;
- Операторная;
- КПП;
- Здание ЩСУ;
- Резервуар противопожарной воды.

Описание технологической схемы обустройства устья скважины Нефтегазовая смесь со скважины через устьевой нагреватель поз. Н-1 (типа УН-0,2м3) поступает в выкидную линию диаметром Ду 108х6 и далее направляется на ЗУ Емир. Рабочее давление до 1,0 МПа. Способ добычи фонтанный с перспективой перевода на механизированный. При механизированном способе предусмотрен насос - УЭЦН типа D460N CR-CT 183 STG 387/387 120 CS BTND. Режим работы скважин – периодический, неодновременный. С максимальной подачей до 65 м3/ч по жидкости в периоды работы скважин. Подвод топливного газа к устьевым нагревателям осуществляется от ГУ по отдельным газопроводам. Для контроля технологического процесса предусмотрен местный контроль температуры и давления, а также автоматическое перекрытие выкидной линии при аварийных ситуациях задвижкой с электроприводом поз. ЭЗ-1 при фонтанной добыче и автоматическим отключением насосов УЭЦН-1 при механизированной добыче. Описание технологической схемы Замерной установки (ЗУ) Газожидкостная смесь со скважин по трубопроводу диаметром Ду 100 мм с давлением 1,0 МПа направляется на автоматизированную замерную установку «Спутник» на 14 подключений поз. А-1. На установке производится по скважинный замер дебита поступающей продукции. Далее со «Спутника» газожидкостной поток по трубопроводу диаметром Ду 150 мм поступает на Групповую установку (ГУ). Дренаж с установки осуществляется по трубопроводу Ду 50 мм в емкость подземную дренажную горизонтальную поз. Д-1 объемом 8,0 м3. Описание технологической схемы Групповой установки (ГУ) Газожидкостная смесь с Замерной установки (ЗУ) по трубопроводу диаметром Ду 150 мм с давлением 0,8÷1,0 МПа поступает на подогреватель нефти поз. Н-100, где подогревается до 60°С. Подогретый нефтяной поток далее по трубопроводу диаметром Ду 150 мм направляется в трехфазный сепаратор первой ступени поз. V-100, где процесс сепарации ведется при давлении 0,75 МПа и температуре 60°С. Из трехфазного сепаратора поз. V-100 выделившийся газ по трубопроводу диаметром Ду 150 мм направляется в газовый сепаратор поз. V-103. Сброс газа с предохранительного клапана СППК осуществляется по трубопроводу диаметром Ду 100 мм в факельный коллектор высокого давления диаметром Ду 150 мм и далее на факел F-200. Пластовая вода из сепаратора и сброс дренажа производятся по трубопроводам диаметром Ду 100 мм и далее по коллектору диаметром Ду 150 мм отводятся в дренажную емкость поз. D-100. В сетчатом газовом сепараторе поз. V-103 производится очистка газа от конденсата. Из газосепаратора поз. V-103 часть очищенного газа по трубопроводу диаметром Ду 50 мм подается на собственные нужды, в качестве топлива на печи подогрева нефти поз. Н-100/101 и работы дежурных горелок факела. Излишки газа по трубопроводу Ду 150 мм отправляются в существующий газопровод Кариман-Долинное. Сброс газа с предохранительного клапана газосепаратора поз. V-103 по трубопроводу диаметром Ду 100 мм отводится в факельный коллектор высокого давления диаметром Ду 150 мм и далее на факел F-200. Уловленный конденсат и дренаж по трубопроводу диаметром Ду 57 мм направляется в коллектор диаметром Ду 150 мм для отведения в дренажную емкость поз. D-100. Частично дегазированная нефть под давлением сепарации 0,75 МПа из трехфазного сепаратора поз. V-100 по трубопроводу диаметром Ду 150 мм поступает на



нефтегазовый сепаратор второй ступени поз. V-101. В нефтегазовом сепараторе поз. V-101 при давлении 0,105 МПа проходит окончательное разгазирование нефти. Из нефтегазового сепаратора поз. V-101 выделившийся газ по трубопроводу диаметром Ду 100 мм направляется в газовый сепаратор поз. V-104. Сброс газа с предохранительного клапана СППК осуществляется по трубопроводу диаметром Ду 100 мм в факельный коллектор низкого давления диаметром Ду 100 мм и далее на факел F-200. Сброс дре-нажа производится по трубопроводу диаметром Ду 100 мм и далее по коллектору диаметром Ду 150 мм отводится в дренажную емкость поз. D-100. В сетчатом газовом сепараторе поз. V-104 производится очистка газа от конденсата.

Строительство проектируемых объектов предусматривается в 3 очереди строительства: 1-я очередь: площадки скважины СК-1, СК-2, СК-3, СК-101, СК-102, СК-104 и ЗУ (с выкидными линиями, топливным газопроводом и ВЛ-6кВ); 2-я очередь: групповая установка (с нефтепроводом от ЗУ до ГУ, газопроводом и нефтепроводом до существующей линии Кариман-Долинное, ВЛ-6кВ); 3-я очередь: площадка скважины СК-103 (с выкидными линиями, топливным газопроводом и ВЛ-6кВ). Начало строительства: (согласно письма Заказчика №15/188 от 16.02.2023 г.): • 1-очередь – июль 2023 г. Продолжительность – 8,0 месяцев; • 2-очередь – сентябрь 2023 г. Продолжительность – 8,0 месяцев; • 3-очередь – октябрь 2023 г. Продолжительность – 3,0 месяца. Эксплуатация объекта – до реконструкции проектируемого объекта, либо ликвидации месторождения.

#### Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Основными загрязняющими веществами при строительстве являются: оксиды азота, углерода, серы, углеводороды, пыль неорганическая, сажа и другие. Суммарные выбросы от стационарных источников на 1 очередь строительства составят 1,5617 т/год. Суммарные выбросы от стационарных источников на 2 очередь строительства составят 1,2217 т/год. Суммарные выбросы от стационарных источников на 3 очередь строительства составят 0,2215 т/год. Перечень и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на период строительства от стационарных источников по очередям реализации проекта: 2023 г. Железо (II, III) оксиды (диЖеле-зо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) 0,0063168 0,0071230 0,0078980 0,0213525 0,00266 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) 0,0006016 0,0006790 0,0006540 0,0017681 0,000256 Азота (IV) диоксид (Азота диок-сид) (4) 0,1849400 0,2085500 0,0576670 0,1559131 0,05049 Азот (II) оксид (Азота оксид) 6 0,0300518 0,0338880 0,0093770 0,0253528 0,00814 Углерод (Сажа, Углерод чер-ный) (583) 0,0161590 0,0182220 0,0050030 0,0135270 0,00445 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) 0,0299110 0,0337290 0,0123340 0,0333460 0,00857 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) 0,1740878 0,1963120 0,06151100,1663087 0,04863 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0,0215260 0,0242740 0,0554850 0,1500150 0,02670 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) 0,0000003 0,0000003 0,0000001 0,0000002 0,000000081 Формальдегид (Метаналь) (609) 0,0031680 0,0035730 0,0009690 0,00262100,00080 Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на угле-род/ (60) 0,0015980 0,0018020 0,0035100 0,0094900 0,00010 Керосин (654\*) 0,0025380 0,0028620 0,0040500 0,0109500 0,00070 Уайт-спирит (1294\*) 0,0267430 0,03015700,0514080 0,1389920 0,00550 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 0,0855070 0,0964230 0,0334040 0,0903160 0,02324 Взвешенные частицы (116) 0,0116090 0,0130910 0,0051840 0,01401600,00660 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, кремнезем, зола углей каз. месторождений) 0,1338090 0,1508910 0,0191160 0,0516840 0,03320 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027\*) 0,0054050 0,0060950



0,0022680 0,0061320 0,00150 В С Е Г О : 0,7339713 0,8276713 0,3298381  
0,891784400 0,2215360.

Источники водоснабжения: Источником водоснабжения на время строительства и на время эксплуатации для данного объекта является привозная вода, которая доставляется на месторождение Северный Кариман автотранспортом из ближайших населенных пунктов. Источником водоснабжения на месторождении Северный Кариман является привозная пресная вода, которая используется для хозяйственно-бытовых, питьевых и производственных нужд. Для хозяйственно-бытовых нужд питьевая вода водопровода «Кигач – Мангистау» доставляется на месторождение автоцистернами из близлежащего поселка Емир. Для питьевых нужд на месторождении предусмотрено использование бутилированной воды, доставляемой из г. Актау.

Водопотребление и водоотведение на период строительства Объем водопотребления на хозяйственно-питьевые нужды при строительстве составит 5763,572 м<sup>3</sup>. Объем водопотребления на технические нужды при строительстве составит 14941,3 м<sup>3</sup>. Объем водоотведения на хозяйственно-питьевые нужды при строительстве составит 5763,572 м<sup>3</sup>. Объем водоотведения на технические нужды при строительстве составит 300,0 м<sup>3</sup>. Вода, использованная на пылеподавление и приготовление растворов, относится к безвозвратным потерям - 14641,3 м<sup>3</sup>. Сброс воды после гидравлического испытания предусматривается в специализированные емкости (временные накопители) через фильтр СДЖ300-1,6, с последующей утилизацией в существующие очистные сооружения, расположенные в районных, или областных центрах. Сбросы сточных вод от объектов непосредственно в водные объекты или на рельеф местности отсутствуют.

На этапе строительства объектов на месторождении Северный Кариман предполагается образование производственных отходов и отходов потребления 9-ти видов. Обобщенные сведения массы образования отходов по очередям строительства:

Отработанные масла	13 02 06*	0,35	0,2376	0,0472	0,6348	Отработанные масляные фильтры	15 02 02*	0,009	0,0075	0,0075	0,0241	Промасленная ветошь	15 02 02*	0,0039	0,0039	0,0004	0,0082	Использованная тара из-под ЛКМ	08 01 11*	0,4121	0,2452	0,0646	0,722	Строительные отходы	17 01 07	5,0	5,0	2,0	12,0	Металлолом	16 01 17	5,0	5,02,0	12,0	Огарки сварочных электродов	12 01 13	0,020	0,0183	0,0025	0,0408	Твердо-бытовые отходы	20 03 01	3,2088	2,8962	0,4348	6,5397	Пищевые отходы	20 01 08	1,874	1,6914	0,254	3,8193	Итого:	15,8778	15,1001	4,811	35,7889	Всего за период строительства:	Отработанные масла	0,2759	0,3589	0,6348	Отработанные масляные фильтры	0,0138	0,0103	0,0241	3	Промасленная ветошь	0,0036	0,0046	0,0082	4	Использованная тара из-под ЛКМ	0,3245	0,3975	0,722	5	Строительные отходы	5,7	6,3	12,0	7	Металлолом	5,7	6,3	12,0	7	Огарки сварочных электродов	0,0169	0,0239	0,0408	8	Твердо-бытовые отходы	4,2894	2,2503	6,5397	9	Пищевые отходы	2,5051	1,3142	3,8193	Итого:	18,8292	16,9597	35,7889
--------------------	-----------	------	--------	--------	--------	-------------------------------	-----------	-------	--------	--------	--------	---------------------	-----------	--------	--------	--------	--------	--------------------------------	-----------	--------	--------	--------	-------	---------------------	----------	-----	-----	-----	------	------------	----------	-----	--------	------	-----------------------------	----------	-------	--------	--------	--------	-----------------------	----------	--------	--------	--------	--------	----------------	----------	-------	--------	-------	--------	--------	---------	---------	-------	---------	--------------------------------	--------------------	--------	--------	--------	-------------------------------	--------	--------	--------	---	---------------------	--------	--------	--------	---	--------------------------------	--------	--------	-------	---	---------------------	-----	-----	------	---	------------	-----	-----	------	---	-----------------------------	--------	--------	--------	---	-----------------------	--------	--------	--------	---	----------------	--------	--------	--------	--------	---------	---------	---------

При эксплуатации На этапе эксплуатации объектов на месторождении Северный Кариман предполагается образование производственных отходов и отходов потребления 7-ми видов. Обобщенные сведения массы образования отходов на период эксплуатации: Нефтешлам 05 01 03\* 0,1787 Промасленная ветошь 15 02 02\* 0,0127 Твердо-бытовые отходы 20 03 01 3,2088 Пищевые отходы 20 01 08 1,6644.

Использование растительных ресурсов проектом не предполагается. На площадках строительства отсутствуют зеленые насаждения. Необходимости их вырубки или переноса отсутствует.

Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается.

Иные ресурсы, необходимых для осуществления намечаемой деятельности (материалов, сырья, изделий, электрической и тепловой энергии) с указанием источника приобретения, объемов и сроков использования: при строительстве материалы, сырье, изделия: грунт, щебень, ПГС, песок, электроды и т.п. На период строительства





эксплуатации скважины, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;

- учет и контроль запасов основных полезных ископаемых;
- предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, обвалов стенок скважины, перетоков нефти, газа и воды в пласте;
- изоляцию пробуренных скважины;
- герметичность обсадных колонн и надежность их цементирования;
- правильное выполнение работ по ликвидации и консервации скважины.

Поверхностные и подземные воды

Основными мероприятиями по охране и рациональному использованию водных ресурсов являются:

- контроль за качеством и составом питьевой и технической воды;
- своевременный ремонт аппаратуры;
- контроль за техническим состоянием автотранспорта с целью недопущения утечек ГСМ и отработанных масел на подстилающую поверхность и смыва их дождевыми потоками.
- запрет на слив отработанного масла в не установленных местах;
- соблюдение графика строительных работ и транспортного движения, чтобы исключить аварийные ситуации (например, столкновение) и последующее загрязнение (возможный разлив топлива), предусмотреть меры по снижению шума и вибрации;
- для рабочих на строительной площадке предусматриваются автономные туалетные кабины на емкости (водонепроницаемый септик), откуда сточные воды периодически по мере накопления откачиваются и вывозятся на очистку и утилизацию по договору.
- исключение сбросов всех видов стоков в открытые водоемы и на рельеф местности;
- защита коммуникаций от коррозии.
- применение надлежащих утилизаций, складирования и захоронения отходов;
- применение безопасной перевозки готовой продукции;
- внедрение технически обоснованных норм и нормативов водопотребления и водоотведения.

Почвенно-растительный покров. В целях предупреждения нарушения почвенно-растительного покрова предусматриваются следующие мероприятия: • все работы по строительству производятся после обустройства площадок посредством отсыпки песка и гравия на уплотненный естественный грунт;

Намечаемая деятельность: «Строительство групповой установки с системой сбора на месторождении Северный Кариман» относится согласно пп.1.3 п.1 раздела 1 приложения 2 к Экологическому кодексу Республики Казахстан от 02.01.2021 года №400-VI к I категории.

Выводы о необходимости или отсутствия проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду: Необходимость проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду отсутствует. В соответствии пп.2) п.3 ст. 49 Экологического кодекса провести экологическую оценку по упрощенному порядку. При проведении экологическую оценку по упрощенному порядку учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно протокола размещенного на портале «Единый экологический портал».



Руководитель департамента

Тукенов Руслан Каримович

