

Нетехническое резюме

Целью проведения данной работы является определение экологических и иных последствий вариантов принимаемых управленческих и хозяйственных решений, разработки рекомендаций по оздоровлению окружающей среды, предотвращению уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов.

Основанием для составления отчета о возможных воздействиях является Договор, заключенный между АО «Эмбаунайгаз» и Филиалом «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» - Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС (№02177Р от 18 марта 2020г).

Отчет о возможных воздействиях разработана в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан и иными нормативными правовыми актами Республики Казахстан.

Целью проведения данной работы является определение экологических и иных последствий вариантов принимаемых управленческих и хозяйственных решений, разработки рекомендаций по оздоровлению окружающей среды, предотвращению уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов.

Согласно Заключению об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и скринга воздействия намечаемой деятельности KZ28VWF00065517 от 13.05.2022г на проект «Проект разработки месторождения Камышитовое Юго-Восточное» необходимость проведения оценки воздействия на окружающую среду обязательна.

Недропользователем месторождения Камышитовое Юго-восточное является АО «Эмбаунайгаз», имеющее Государственную серии МГ (нефть) №229 от 27 июля 1995г и Контракт №211 от 13.08.1998г со сроком на 20 лет, на право пользования недрами РК для добычи углеводородного сырья. В соответствии с Дополнением №5 к Контракту №211 от 13.08.1998 года срок действия Контракта продлен до 13.08.2037 года включительно.

В марте 2018г на основании решения Экспертной комиссии по вопросам недропользования Министерства энергетики Республики Казахстан письмо №08-03/15073 от 19.03.2015г предоставлен Акционерному обществу «ЭмбаМунайГаз» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Камышитовое Юго-Восточное в пределах блоков XXVI-10-F(частично). Площадь горного отвода – 5,58 кв.км. Глубина – минус 750м.

В административном отношении месторождение входит в состав Исатайского района Атырауской области и находится в 50 км к западу от г. Атырау.

Месторождение Камышитовое юго-восточное было открыто в 1982г в результате опробования и получения промышленного притока нефти из среднеюрских отложений в скважине №1, введено в пробную эксплуатацию в 1984г. Месторождение вступило в промышленную эксплуатацию в сентябре 1987г, согласно «Технологической схеме...», составленной институтом «КазНИПИнефть» (1986г).

По состоянию на 01.04.1989г площадь разбурена согласно «Технологической схеме» и по результатам бурения 48 скважин, был составлен «Пересчет запасов нефти и растворенного газа». На основе принятых запасов в 1991г ЦНИЛом ПО «Эмбанефть» составлен «Проект разработки месторождения».

По данным бурения новых скважин ЦНИЛом АО «Эмбаунайгаз» выполнен отчет «Уточнение геологического строения и анализ запасов нефти и газа по месторождению Камышитовое Ю-В.» по результатам бурения 70 скважин (по

состоянию изученности на 01.10.1994г). Запасы утверждены ЦКЗ ГХК «Мунайгаз» (Протокол №8, 1995г).

В 1999г ЦНИЛом ПО «Эмбанефть» был составлен отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного газа по месторождению Камышитовый Ю-В.» и представлен и утвержден в ГКЗ РК протокол № 44-99-У ГКЗ РК от 01.12.99г.

В 2007г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был выполнен «Перевод запасов нефти категории С₁ и В, I-объекта месторождения Камышитовый Ю-В.» по состоянию на 01.01.2007г, протокол № 582-07-У ГКЗ РК от 03.04.07г [32]. В данной работе был выполнен перевод запасов нефти из категории С₁ в категорию В, из категории С₂ в С₁ по I объекту месторождения Юго-Восточный Камышитовый, включающий в себя 1, 2 пласты II альбского горизонта и III альбского горизонтов в результате чего произошло перераспределение запасов нефти по категориям.

В 2012г составлен отчет «Анализ разработки месторождения...». С целью достижения проектного коэффициента извлечения нефти (КИН), оптимизации сетки скважин и закачки воды, были выполнены расчеты технологических показателей разработки.

В 2014г выполнен отчет «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Камышитовый Ю.В. Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.07.2014г».

В 2016г ЦКРР РК утвержден «Уточненный проект разработки месторождения Камышитовое Юго-Восточное» [35] выполненный ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» в 2016г и утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИР РК (Протокол заседания рабочей группы №27-5-348-И от 18.02.2016г). Проектом были рассмотрены два варианта разработки, к утверждению приняли второй рекомендуемый вариант, где предусматривается ввод из бурения 35 новых скважин, а также ввод под нагнетания 7 скважин и перевод под нагнетания 3 скважин.

Проектный уровень добычи нефти – 154 тыс.т (2019г).

Проектный уровень добычи жидкости – 938 тыс.т (2032г).

Проектный фонд добывающих скважин – 109 ед. (2019г).

Проектный фонд нагнетательных скважин – 20 ед. (2027г).

Проектный КИН к концу разработки – 0,427 доли ед.

Проектно-рентабельный период разработки до 2043г.

Выделению и объединению залежей в объекты способствовали такие критерий, как: толщина продуктивного горизонта, количество установленных залежей, положение ВНК, гидродинамическая связь различных частей разреза, физические свойства коллекторов и насыщающих их флюидов, а также характер изменения этих параметров по площади и разрезу, степень изученности залежей и величины геологических запасов. Исходя из вышеперечисленных факторов настоящим проектом количество объектов остается без изменений:

I объект – II (I+II пл.) + III альбские горизонты Ю-В. крыла;

II объект – I, II и III среднеюрские горизонты Ю-В. крыла;

III объект – IV, V, VI и VII среднеюрские горизонты Ю-В. крыла;

IV объект – VII (I+II пл.) и VIII среднеюрские горизонты С-З. крыла;

В 2017г по состоянию изученности на 01.01.2017г ТОО «НИИ Каспиймунайгаз» выполнен «Авторский надзор за реализацией уточненного проекта разработки месторождения Камышитовое Юго-Восточное» (Протокол КомГео 27-5-1712-И от 28.08.2017г) [36].

В 2018г был выполнен «Анализ разработки месторождения ...»] и утвержденный ЦКРР МИР РК (Исх. Письмо ЦКРР МИР РК №12-3-5352-И от 24.10.2018г). В рамках отчета были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2018-2020гг.

В 2020г выполнен отчет «Анализ разработки месторождения...» (Протокол №4/8 от 24.09.2020г), в рамках которого уточнены технологические показатели на 2020-2022гг, согласно которым в настоящее время ведется разработка месторождения.

В 2020г в связи с новой структурно-тектонической моделью с целью уточнения геологического строения и на основе рекомендаций ЦКРР утвержден отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения...» (Протокол ГКЗ РК №2237-20-У от 27.11.2020г).

В рамках «Пересчета запасов...» утвержденные начальные геологические и извлекаемые запасы нефти по промышленным категориям В+С₁ составили 19088,4 тыс.т и 8044 тыс.т, соответственно. По категории С₂ геологические/извлекаемые запасы составляют 6386/1706 тыс.т нефти. Начальные геологические запасы нефти по категориям В+С₁ в целом по месторождению увеличились на 36%, по категории С₂ также увеличились на 859% (+5720 тыс.т.). Начальные извлекаемые запасы нефти по категориям В+С₁ в целом по месторождению увеличились на 35%, по категории С₂ на 686% (+1489 тыс.т).

На основе утвержденных запасов и принятых изменений в рамках «Пересчета запасов...» 2020г, составлена настоящая работа «Проект разработки месторождения Камышитовое Юго-Восточное» по состоянию изученности на 01.01.2022г.

В рамках настоящего «Проекта разработки...» с целью определения извлекаемых запасов нефти и обоснования КИН, рассмотрено 3 варианта.

Первым годом проектирования принят 2022г.

Первый вариант предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки согласно «Аналізу разработки...» 2020г с корректировкой на текущее состояние. В рамках данного варианта предусмотрено бурение оставшихся 13 добывающих скважин и переводы скважин между объектами.

Второй вариант

По второму варианту разработки предусматривается ввод из бурения скважин на IV и III объект в зоны с наибольшим сосредоточением остаточных извлекаемых запасов. В дополнение, в целях охвата не дренируемых участков продуктивных горизонтов и интенсификации добычи, по второму варианту предусматривается дополнительные переводы скважин между объектами.

Третий вариант (рекомендуемый)

По третьему варианту разработки предусматривается проведение всех мероприятий, запланированных во втором варианте. Отличие состоит в бурении горизонтальной скважины №466 вместо двух вертикальных скважин №475,476. Горизонтальную скважину планируется пробурить на горизонте Ю-VIII, Северо-Западного крыла (VII объект).

Существующая система сбора и подготовки скважинной продукции месторождения Камышитовое Юго - Восточный, представляет собой все оборудование и систему трубопроводов, необходимых для сбора продукции со скважин, ее поочередного замера, подготовки и последующей транспортировки на ЦППН С.Балгимбаев. Внутрипромысловый сбор на месторождении Ю.В.Камышитовое – это герметизированная система сбора, исключая потери легких фракций нефти, с комплексной автоматизацией технологических процессов.

Сбор скважинной продукции месторождения ЮВК начинается с устьев добывающих скважин, откуда по выкидным линиям с диаметром Ø111, 89 мм и Ø114 мм, транспортируется до автоматизированных групповых замерных установок. Поскольку скважины данного месторождения эксплуатируются с помощью механизированного способа, то транспортировка продукции по выкидным

линиям осуществляется за счет энергии создаваемой внутрискважинными насосами.

Автоматизированные групповые замерные установки, представляют собой блок учета для автоматического определения дебитов нефтяных скважин. В настоящее время на месторождении ЮБК функционирует 9 ГЗУ: №212, №213, №214, №215, №216, №217, №218, №219, №220.

На месторождении ЮБК используется АГЗУ модели Б-40-14-500 — 7 единиц, ОЗНА-Импульс 40-14-400 — 1 единица, УИ МЕРА ММ 40-14-400 — 1 единица.

Принципиальная схема системы сбора и транспорта нефти месторождения Камышитовое Юго-Восточное показана на рисунке 6.3.1.

После замера, с АГЗУ №212, 214, 217, 219, скважинная продукция по нефтяному трубопроводу Ø159х6 поступает на сборный пункт (СП) нефти ЮБК. Предварительно подготовленная продукция со сборного пункта и АГЗУ №213, 216, 218, 220 направляется на установку подготовки нефти (УПН) месторождения Камышитовое.Юго-Восточное.

Сбор скважинной продукции скважин юго-восточного крыла осуществляется на сборном пункте месторождения ЮБК.

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется на групповые замерные установки АГЗУ №212, №214, №217, №219, где осуществляется замер дебита каждой скважины по отдельности.

После замера жидкость по нефтяному коллектору Ø159х6 поступает в нефтегазосепаратор НГС 1-1,6-1600-1 ($V=12,5\text{м}^3$), где происходит отделение газа от жидкости.

Выделившийся в нефтегазосепараторе газ поступает в газосепаратор ГС 1-1,6-800-1 ($V=1,6\text{м}^3$) на осушку, который полностью используется на подогревателях нефти ПТ 16/150 №1, №2.

С нефтегазосепаратора разгазированная эмульсия прокачивается через подогреватель ПТ 16/150 №1 и с $T = 60^\circ\text{C}$ поступает в два параллельных горизонтальных резервуара РГС №1 $V=48\text{м}^3$, РГС №2 $V=52\text{м}^3$.

Из РГС нефтяная эмульсия поступает на прием насосов типа НБ - 50 №1, №2 и прокачивается через подогреватель ПТ 16/150 №2 и с $T=40-45^\circ\text{C}$ на УПН для дальнейшей подготовки нефти. Сброс дренажных остатков с РГС, НГС, ГС, ПТ на сборном пункте осуществляется в подземную дренажную емкость ЕП-16, откуда закачивается в систему подготовки нефти.

По нефтесборным трубопроводам Ø159х6 поступает нефтегазовая эмульсия с АГЗУ №213, 216, 215, 218, 220 в параллельные нефтегазосепараторы, где производится дегазация нефти и удаления из нее попутного газа.

Перед нефтегазосепараторами с БР-2,5 в коллектор дозируется деэмульгатор марки «Диссолван V-4397».

С нефтегазосепараторов нефтяная эмульсия прокачивается через подогреватель ПТ 16/150 №1, №2. Нефтяная эмульсия с печей ПТ 16/150 №1, №2 с $T = 40-45^\circ\text{C}$ выходят и поступает на ОГ-200, где происходит разделение нефти и воды.

Попутно-пластовая вода с отстойника ОГ-200 поступает в отстойник ОПФ-3000/6 с патронным фильтром на подготовку, где очищается пластовая вода от механических примесей.

Нефтяная эмульсия со сборного пункта подогревается с помощью ПТ 16/150 №3 и соединяется с общим коллектором, которая поступает на РВС №1 (технологический).

Из резервуара №1 нефть через переточную линию поступает в резервуар №2 и насосами внешней откачки типа ЦНС-180/128 №1(резерв), №2, обводненностью до 1% откачивается по нефтепроводу Ø159х6мм через счетчик

расхода нефтяной эмульсии марки «KROHNE OPTIMAS 1400» в УПН месторождения Камышитовое Юго-Западное. Пластовая вода, подготовленная в отстойнике ОПФ 3000/6, поступает насосам марки ГНК 8-1700-600 №1 и №2 (резерв), и с давлением $P=40-45 \text{ кгс/см}^2$ через счетчик расхода воды марки «KROHNE OPTISONIC 3400C-Ex» закачивается в систему ППД.

Отделившаяся пластовая вода с РВС №1, №2 поступает в РВС №3 (вода). Пластовая вода, с РВС №3 поступает насосам марки ГНК 8-1700-600 №1 и №2 (резерв) и через счетчик расхода воды марки «KROHNE OPTISONIC 3400C-Ex» закачивается в систему ППД.

Выделившийся газ на нефтегазосепараторе после осушки в газосепараторе ГС используется на печах ПТ16/150 №1, №2, №3, котельной, водогрейке (социально-бытовые нужды).

Сброс нефтяных остатков с аппаратов производится в подземную дренажную емкость ЕП-16, откуда закачивается в систему подготовки нефти.

Добыча углеводородного сырья обуславливает постоянное пополнение воздушной среды новыми объемами загрязняющих веществ. Основными мероприятиями по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- разработка технологического регламента на период НМУ;
- обучение персонала реагированию на аварийные ситуации;
- соблюдение норм и правил противопожарной безопасности;
- хранить производственные отходы в строго определенных местах;
- ежегодно провести производственный мониторинг по атмосферному воздуху.

Для сведения к минимуму отрицательного действия, сопровождающее промышленное производство энергетического и химического сырья, необходимы способы борьбы за уменьшение его потерь. В технологии добычи ими будут:

- герметизация напорной системы сбора нефти.
- подавление наружной (изоляционное покрытие) и внутренней коррозии (подача ингибитора коррозии).

Указанные выше меры по снижению вредного воздействия нефтедобывающего объекта оказываются достаточными, по расчетным показателям загрязнения воздушного бассейна при нормальном режиме работ, так как обеспечивают санитарные требования к качеству воздуха.

Поверхностные воды в описываемом районе отсутствуют.

В целом воздействия рассматриваемых работ на состояние атмосферного воздуха, может быть оценено, как ограниченное, продолжительное и умеренное по воздействию.

Воздействие на подземные воды при строительстве скважин оценивается: в пространственном масштабе как ограниченное, во временном как продолжительное и по величине как умеренное.

Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территории от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- на всех технологических площадках оборудование системы ливневого сброса;
- создание системы сбора, очистки и утилизации сточных вод и промстоков, включая сточные хоз-бытовые воды, технические, пластовые;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений.

Вся подтоварная вода после очистки должна быть полностью использована для закачки в пласт нагнетательных скважин.

Воздействие на геологическую среду оценивается: в пространственном масштабе как ограниченное, во временном как кратковременное и по интенсивности, как умеренное.

Воздействие на состояние почвенного покрова можно принять как умеренное, ограниченное и кратковременное.

Воздействие на состояние растительности можно принять как умеренное, ограниченное и кратковременное.

Меры по охране окружающей среды.

Проектом предусматриваются следующие мероприятия по охране окружающей среды:

- соблюдение всех правил проведения работ;
- проведение работ в пределах отведенной во временное пользование территории;
- контроль уровня шума на участках работ;
- своевременное устранение утечки горюче-смазочных веществ во время работы механизмов и дизелей и не допущение загрязнения почв;
- использование специальных емкостей для сбора отработанных масел;
- после окончания работ участки будут очищены от бытовых и производственных отходов, остатков ГСМ;
- утилизация отходов (отработанных масел и топлива);
- приготовление и обработка бурового раствора в циркуляционной системе;
- хранение материалов и химических реагентов в закрытых помещениях;
- обратное водоснабжение (повторное использование БСВ);
- рекультивация земель, выданных во временное пользование.

Природоохранные мероприятия. При проведении работ с минимальными (рассчитанными в ПредОВОС) воздействиями на атмосферный воздух необходимо строгое выполнение проектных решений. По результатам расчетов рассеивания приземных концентраций жилые вагоны следует расположить на расстоянии не менее 150 м от площадки буровой, с учетом розы ветров.

Основные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха:

- оборудование резервуаров в резервуарных парках современной дыхательной арматурой, обвязанной газоуравнительной системой, плавающими крышами или понтонами. При технической невозможности осуществления указанных мер устанавливаются диски-отражатели. Наружная поверхность резервуаров окрашивается краской с высокой лучеотражающей способностью;
- предупреждение возможности нефтегазопроявлений при бурении и ремонте скважин;
- применение закрытой системы продувок аппаратов и трубопроводов;
- применение закрытой системы подготовки промысловых сточных вод, содержащих сероводород;
- обеспечение герметизации бездействующих скважин и контроль их технического состояния;
- обеспечение герметизации сальников запорной арматуры, скважин, трубопроводов, аппаратов и насосных агрегатов;
- обеспечение герметизации дренажных систем и канализационных колодцев, нефтеловушек закрытого типа;

- обеспечение, при возможности, утилизации попутно добываемого газа в целях сокращения его сжигания на факелах. Сжигание газа должно производиться при соблюдении процесса беспламенного горения.