

## **Нетехническое резюме**

ТОО «Аскер Мунай» является недропользователем месторождения Каратобе-Бурбайтал на основании Договора №б/н от 29 октября 2012г. купли-продажи между ТОО «Казэмир Ойл Девелопмент Лимитед Алматы» и ТОО «Аскер Мунай», согласно которому права недропользования по Контракту №1280 от 13 декабря 2003года были переданы ТОО «Аскер Мунай» (Дополнение к Контракту №3). Согласно Дополнению №6 от 05 мая 2018 года период разведки для оценки продлен до 12 сентября 2020г.

Дополнением №7 от 28.08.2020г. Министерство энергетики приняло решение о выдаче разрешения ТОО «Аскер Мунай» продлить период разведки до 31.12.2022г. по Контракту №1280 от 13.12.2003 г.

Контракт №1280 от 13.12.2003г. на проведение работ по совмещенной разведке и добыче углеводородного сырья в пределах блоков XXVI-5Е(частично), F(частично); XXVI-6-В(частично), С(частично), D(частично), E,F; XXVI-7-А(частично), В(частично), D,E(частично); XXVII-5-В(частично), С(частично), F(частично); XXVII-6; XXVII-7-А,В(частично), D,E(частично); XXVIII-6-С(частично); XXVIII-7-А(частично), В(частично) в Атырауской области Республики Казахстан был заключен между Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан и ОАО «Мунайгаз».

Контрактная территория ТОО «Аскер Мунай» приурочена к южной бортовой зоне Прикаспийской впадины. В подсолевой части ее разрез сложен девонско-нижнепермскими терригенно-карbonатными породами, а надсолевой разрез сложен терригенными верхнепермско-нижнетриасовыми и средне-верхнетриасовыми карбонатно-глинистыми породами. Они с резким угловым несогласием перекрываются ниже-среднеюрскими глинисто-песчанистыми отложениями, согласно переходящими терригенно-карбонатные верхнеюрско-нижнемеловым.

В 1960-1980-х гг. было пробурено 35 надсолевых скважин разной глубины, и картировочных и разведочных, которые вскрыли весь надсолевой разрез, включая и сводовые части куполов и мульды. В подсолевом комплексе отложений двумя сверхглубокими скважинами с забоем до 5500м, Кум Северный П-1 и Казанская Восточная П-1, вскрыли самую верхнюю нижнепермскую артинскую часть разреза.

С конца 90-х гг. и начала 2000-х гг. проводились работы, которые были сосредоточены только в пределах южной части территории на участке в пределах вершин куполов Жетыарал, Каратобе, Бурбайтал и Жамбай. Объем сейсморазведочных работ тогда составил МОГД 2Д 128 пог.км, а МОГТ 3Д 152 кв.км. Были пробурены 11 мелких надсолевых разведочных скважин, вскрывших мезо-кайнозойский разрез в сводах куполов Каратобе, Бурбайтал и

Жамбай. Также была пробурена глубокая скважина Кобяковская Г-2, и скважина Алга П-1 с забоем до 5250м, которые вскрыли подсолевой нижнепермский артинский терригенный разрез с прослойми карбонатов.

В 2014 г. ТОО «АктюбинГРИ» был разработан «Проект поисковых работ на надсолевые отложения в пределах контрактной территории ТОО «Аскер Мунай». Согласно данному проекту на поднятии Бурбайтал были пробурены 3 скважины (№№ 401, 402, 403), которые выявили нефтегазоносность триасовых отложений.

В 2017 г. был составлен «Проект оценочных работ на участке Карагабе-Бурбайтал на контрактной территории ТОО «Аскер Мунай», согласно которому в 2018 г. были пробурены скважины 408 и 409.

В 2020 г. был утвержден «Оперативный подсчет запасов углеводородного сырья в надсолевых отложениях месторождения Бурбайтал» по состоянию изученности на 01.07.2019 г.» (Протокол ГКЗ РК №2150-20-П от 29.01.2020 г.).

На основе Оперативного подсчета запасов в 2020 г. был выполнен «Проект пробной эксплуатации месторождения Бурбайтал» (ППЭ) с целью получения достоверной информации об условиях залегания углеводородов и подтверждения оперативных запасов нефти, накопления данных на уточнение геолого-физических характеристик и продуктивности скважин, которые необходимы для дальнейшего проектирования промышленной разработки месторождения. ППЭ был рассмотрен и утвержден ЦКРР (Протокол № 5/5 от 09.10.2020 г.).

По итогам реализации ППЭ и накопленной фактической информации по скважинам и объектам в 2023 г. был выполнен отчет «Подсчет запасов углеводородного сырья в надсолевых и подсолевых отложениях месторождения Бурбайтал» по состоянию марта 2023 г.).

Дополнением № 9 к Контракту № 1280 от 13 декабря 2003 года (Гос. рег. № 5234 УВС от 19 июня 2023 года) были закреплены участки добычи и подготовительный период, который истекает 11 марта 2026 г.

Район работ месторождения Бурбайтал надсолевое расположен на территории Курмангазинского района Атырауской области, в юго-западной части Прикаспийской низменности.

### **1.1. Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования с точки зрения загрязнения атмосферы**

Месторождение Бурбайтал на дату отчета (на 01.01.2023 г.) завершило реализацию «Проекта пробной эксплуатации» [3]. Технологические

показатели ППЭ были утверждены на период до 31 декабря 2022 г. (Протокол ЦКРР № 5/5 от 09.10.2020 г.).

На месторождении Бурбайтал приняты два варианта системы сбора транспорта и промысловой подготовки нефти, однотрубная напорная и напорная двухтрубная.

При однотрубной напорной системе сбора продукция скважин по выкидным линиям подается на ППН на первую, затем на вторую ступень сепарации, для отделения газа от продукции и раздельного транспорта жидкости и выделившегося газа за счет давления в сепараторе.

Газ после сепарации по газопроводам поступает на факелы высокого и низкого давления. На самом низком участке газопровода, идущего к факелу, устанавливается конденсатосборник. Жидкость после сепарации поступает в технологические емкости ППН, где проходит процесс подготовки до товарной кондиции.

Различные производственные стоки и дренаж собираются в подземные дренажные емкости.

Двухтрубная напорная система сбора предусматривает установку дожимных насосных станций (ДНС). ДНС используется в случаях, когда скважинам не хватает пластовой энергии для перемещения нефтегазовой жидкости до пунктов подготовки нефти (ППН). Дожимная насосная станция — основная техническая часть систем добычи нефти с газом на местах промысла и их дальнейшего перемещения. Дожимные насосные станции служат для сепарации газа от нефти, отделения газа от капельной жидкости, дальнейшего перемещения нефти центробежными насосами, а газа с давлением сепарации.

Продукция скважин по выкидным линиям подается на площадку ДНС, где при давлении 0,4-0,6МПа в сепараторе НГС, происходит отделение газа от продукции и раздельная транспортировка жидкости и выделившегося газа за счет давления в сепараторе.

Далее жидкость поступает в приемную технологическую ёмкость, откуда насосом по нефтесборному коллектору перекачивается, либо автоцистернами перевозится, на ППН.

Выделившийся газ после сепарационной установки по газосборному коллектору бескомпрессорным способом также транспортируется на ППН, на вторую ступень сепарации.

На месторождении Бурбайтал продукция со скважин по выкидным линиям и после ДНС по нефтесборным коллекторам поступает в автоматическую групповую замерную установку (АГЗУ) типа Спутник АМ(Б)-40-7-400.

Для обеспечения контроля за технологическими режимами работы скважин, на АГЗУ, автоматически с определенной периодичностью проводятся индивидуально по скважинам замеры дебита по жидкости и газу.

По общему коллектору после АГЗУ продукция со всех скважин поступает в горизонтальный нефтегазовый сепаратор НГС-1. -1-1,6 (1,4) -1600-1 являющейся первой ступенью сепарации, где при давлении 2,5-3,5 кгс/см<sup>2</sup> происходит процесс сепарации. Выделившийся с нефтегазосепаратора газ по трубопроводу высокого давления Ø108мм подается через конденсатосборник на факел высокого давления.

Учет газа производится газовыми счетчиками СГТ16Э-650.

Затем газожидкостная смесь поступает во вторую степень сепарации на НГС-2 -1-1,6 (1,4) -1200-1, где при давлении 1-1,5 кгс/см<sup>2</sup> происходит дополнительное разделение газа и жидкости.

Выделившийся с нефтегазосепаратора газ по трубопроводу низкого давления Ø108мм. подается через конденсатосборник на факел низкого давления.

Учет газа производится газовыми счетчиками СГТ16Э-650.

Жидкость с нефтегазосепаратора НГС-2 подается в приемные технологические емкости V-50м<sup>3</sup>. В приемных технологических емкостях происходит отстой и дополнительное разгазирование нефти.

Затем насосами внутренней перекачки (насос 4НК-5/1) прокачивается через путевой подогреватель ПП-0,63, нагревается до 50-60 градусов, добавляется деэмульгатор для обезвоживания и обессоливания нефти, при необходимости пресная вода для обессоливания нефти. Подогреватель путевой ПП-0,63 ёмкостного типа с промежуточным теплоносителем (пресная вода) предназначен для нагрева нефтепродуктов на ППН. Топливом является попутный нефтяной газ, после второй ступени сепарации.

Учет газа потребляемого на собственные нужды производится газовыми счетчиками СГТ16Э-650.

Основные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на объектах предприятия связаны с эксплуатацией технологического оборудования в процессе добычи, подготовки и транспортировки углеводородного сырья.

### **Планируемый объем добычи нефти и газа**

| Показатели | 2026год |
|------------|---------|
|------------|---------|

|  |            |
|--|------------|
| <b>Добыча нефти, тыс.тн.</b>   | 50,3       |
| <b>Добыча газа, млн.м<sup>3</sup></b>  | 1,02       |
| <b>Собств. нужды, млн.м<sup>3</sup></b> Подогреватель нефти<br>ПП-0,63 №1            | 466 200 м3 |
| Подогреватель нефти<br>ПП-0,63 №2  | 466 200 м3 |
| <b>Факел *Технологически неизбежное сжигание (V<sub>7</sub>), млн.м<sup>3</sup>:</b> | 87600м3    |
| <b>Утилизация газа, %</b>  | 91         |