

"МұнайгазГЗЖИ" АҚ
"Мұнай және газ жөніндегі ғылыми-
зерттеу мен жобалау институты" АҚ



БЕКІТІЛДІ
Бас директоры

О.С. Герштанский

2021 ж.

ХАТТАМА

«07» қыркүйек 2021 ж.

к. Актау

АО "Научно-исследовательский и
проектный институт нефти и газа"
АО "НИПИнефтегаз"



УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

О.С. Герштанский

2021 г.

ПРОТОКОЛ

«07» сентября 2021 г.

г. Актау

№ 16/1

Заседание Ученого совета

Председатель: Герштанский И.О.
Секретарь: Гераскина Е.Н.
Зам. председателя: Белько Л.Р., Пуписова Л.В.

Члены бюро УС: Чагай В.Г., Шефер В.Э., Палюх И.Т., Шыныбаев Н.К., Тенизбаева Р.Ж., Асташкова О.Ф., Белоножкин Г.А., Крупин А.А., Шагырбаева М.А., Рылеев А.А., Избасаров С.Н., Гудзловенко З.К., Арыстанбекова Л.Д.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение отчета о НИР: «Дополнение к проекту разработки месторождения Юго-Западный Карабулак по состоянию на 01.01.2021 г.».

СЛУШАЛИ: Отчет «Дополнение к проекту разработки месторождения Юго-Западный Карабулак по состоянию на 01.01.2021 г.».

Докладчик:

Нурташев А.Т. – ответственный исполнитель, главный инженер проекта департамента разработки месторождений нефти и газа по зарубежным проектам.

Месторождение Юго-Западный Карабулак расположено в северо-западной части Арыскупского прогиба в пределах контрактных территорий АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (северная часть месторождения – АО «ПКР») и ТОО «САУТС-ОЙЛ» (южная часть месторождения – ТОО «СО»).

В 2012 г. после утверждения «Подсчета запасов нефти и газа» (протокол ГКЗ РК № 1174-12-У) была составлена «Технологическая схема разработки месторождения Юго-Западный Карабулак» (письмо КГиН МИИНТ РК №17-04-9084 от 07.12.2012 г.).

Промышленную разработку месторождения начали с 2013 г. согласно утвержденной ТС.

В 2017 г. ТОО «НПЦ Туран Гео» выполнен «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Юго-Западный Карабулак по состоянию изученности на 02.01.2017 г.». Утвержден

Протоколом ГКЗ РК №1879-17-У от 6 декабря 2017 г были утверждены геологические/извлекаемые запасы нефти и газа в следующих количествах:

- нефти по категориям В+С₁ – 15919 тыс.т /7234 тыс.т и по категории С₂ – 8 тыс.т /2 тыс. т.
- растворенного газа по категориям В+С₁ – 1218,2 млн.м³ /555,4 млн.м³ и по категории С₂ 0,3 млн.м³/0,08 млн.м³.

По состоянию изученности на 01.03.2018 г. в ТОО «НПЦ Туран Гео» был выполнен «Прирост запасов нефти и растворенного газа месторождения Юго-Западный Карабулак (Протокол ГКЗ РК № 2021-19-У от 08 февраля 2019 года). На месторождении из продуктивных горизонтов нижнего неокома нижнего мела (горизонт М-II) и при повторном испытании отложений палеозоя (горизонт РЗ) в скважине ЗК-19 были получены притоки нефти, что послужило основанием произвести прирост запасов УВС. В целом по месторождению прирост геологических/извлекаемых запасов нефти составил по категории С₁ – 1714 тыс. т /281 тыс. т и по категории С₂ – 190 тыс. т /19 тыс. т; прирост запасов растворенного в нефти газа – по категории С₁ 105 млн.м³/21,5 млн.м³ и по категории С₂ – 7,5 млн.м³/0,8 млн.м³.

В 2021 г. ТОО «НПЦ Туран Гео» был выполнен отчет «Прирост запасов нефти и растворенного газа месторождения Юго-Западный Карабулак по состоянию изученности на 01.01.2021 г.». Протокол № 2321-21-У от 16.06.2021 г.).

Прирост геологических/извлекаемых запасов нефти производился по горизонту М-II и составил по категории С₁ 368 тыс. т /180 тыс. т, растворенного газа – 26,1 млн.м³ / 12,7 млн.м³; по горизонту Рз по категории С₂ – 12 тыс. т/2 тыс. т, растворенного газа – 2,7 млн.м³ / 0,5 млн.м³.

Таким образом, по месторождению Юго-Западный Карабулак в целом с учетом выполнения двух работ по Приросту запасов на дату выполнения настоящего отчета утвержденные и числящиеся на Государственном балансе запасы нефти и растворенного газа приведены в объединенной таблице 2.5.1 и составляют:

геологические/извлекаемые запасы нефти по категории В – 14826/7087 тыс. т, по категории С₁ – 2277/517 тыс. т, по категории С₂ – 205/22 тыс. т;

геологические/извлекаемые запасы растворенного газа по категории В – 1139,7/544,7 млн. м³, по категории С₁ – 139,6/36,7 млн. м³, по категории С₂ – 10,3/1,3 млн. м³. Таким образом, на месторождении Юго-Западный Карабулак была установлена нефтегазоносность следующих горизонтов: М-II (арыкумский горизонт), Ю-I (линзовидные залежи в юрских отложениях) и РЗ (продуктивная терригенная «кора выветривания»).

В связи с изменением геологического строения месторождения произошло увеличение геологических/извлекаемых запасов нефти в целом по месторождению по промышленным категориям В+С₁ соответственно на 15/9 %, которые составили 5919/7234 тыс.т., из них:

по территории АО «ПНКР» увеличение произошло на 16/3 % (6922/2957 тыс.т),

по территории ТОО «СО» увеличение произошло на 14/13 % (8997/4277 тыс.т).

Изменение запасов, в основном, произошло за счет увеличения объема нефтенасыщенных пород.

«Дополнение к Проекту разработки месторождения Юго-Западный Карабулак» выполнен по состоянию на 01.01.2021 г., в соответствии с требованиями «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр...» и др. руководящих документов.

Технологические показатели по вариантам разработки месторождения Юго-Западный Карабулак были подсчитаны для двух недропользователей: АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз» (далее АО «ПНКР») и ТОО «САУТС-ОЙЛ» (ТОО «СО») в отдельности и по месторождению в целом.

На месторождении согласно ДПР выделены четыре объекта разработки: два основных и два возвратных.

1 объект – основная нефтяная залежь горизонта М-II на территории двух недропользователей и залежь в районе скважины ЗК-10, ЗК-11, ЗК-12 и ЗК-15 на территории АО «ПНКР», геологические запасы составляют 87,8 % запасов в целом по месторождению.

II объект – объединяет нефтяную залежь горизонта М-II в районе скважин ЗК-1 и нефтяную залежь горизонта PZ в районе скважины ЗК-19 на территории АО «ПККР». В структурном плане залежи по данным горизонтам являются единым поднятием, гидродинамически связаны и имеют единый ВНК [18].

III объект – возвратный – нефтяная залежь горизонта Ю-I (на территории АО «ПККР»).

IV объект – возвратный – нефтяные залежи горизонта PZ (в районе скважин ЗК-2, -14, -54 – на территории АО «ПККР»).

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения, с учетом стадии и срока разработки, уточнения геологического строения, прироста запасов, а также на основании реализуемого на месторождении варианта разработки согласно ПР были рассмотрены 2 варианта.

Для месторождения в целом, с учетом различной стадии разработки выделенных 4-х объектов, были рассмотрены следующие 2 варианта разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин, темпом ввода добывающих скважин в эксплуатацию.

Ниже приведены особенности каждого варианта.

Вариант 1 – рекомендуемый

Для I объекта (основной залежи горизонта М-II+ район скв. ЗК-10, ЗК-11, ЗК-12 и ЗК-15) предусматривается продолжение разработки реализации существующей системы разработки с использованием действующего пробуренного фонда скважин по состоянию на 01.01.2021 г. с уплотнением сетки скважин посредством дополнительного бурения и ввода в эксплуатацию 13 добывающих скважин и перевода 11 добывающих скважин в нагнетательный фонд.

I – основной объект разработки (основной горизонт М-II с приростом запасов в районе скважин ЗК-10, ЗК-11, ЗК-12 и ЗК-15.)

С целью увеличения извлечения нефти для I – основного объекта разработки принят вариант, предусматривающий приконтурное заводнение, плотность сетки 25 га/скв (~500 x 500 м).

Таким образом, 1 вариант предусматривает:

- бурение 7-ми добывающих скважин, в т.ч. 4-х – на контрактной территории АО «ПККР» и 3 – на территории ТОО «СО» и ввод их в эксплуатацию.
- после отработки на нефть предусмотрен перевод 16-ти добывающих скважин:
- 8 скважин в нагнетательный фонд:
- 3-х скважин (ЮК-16, -27, -42) из действующего добывающего фонда и 4-х скважин (ЮК-9, -11, -14, -41) – из наблюдательного в нагнетательный фонд – на территории ТОО «СО».
- 1 действующую скважину – на территории АО «ПККР».
- 8-ми скважин на нижезалегающие горизонты:
- 2-х скважин (ЗК-2 и ЗК-14) на IV объект (горизонт PZ) и перевод 2-х скважин (ЗК-3 и ЗК-38) на III объект (горизонт Ю-I) – на территории АО «ПККР»;
- 4-х скважин (ЮК-25, -35, -37, -44) на IV объект (горизонт PZ) – на территории ТОО «СО»).

Для II объекта (горизонта М-II+PZ на территории АО «ПККР») рассмотрен вариант разработки с использованием действующего пробуренного фонда скважин при сложившейся системе разработки, с ППД, а также ввод из бурения 6 добывающих скважин. Фонд скважин составит 17 ед., из них 12 – добывающих, 5 скважин (ЗК-1, 61, -66, -69, -75) – нагнетательных (перевод добывающих скважин под нагнетание предусмотрен после отработки на нефть).

Для III – объекта возврата (нефтяной залежи горизонта Ю-I на территории

АО «ПККР») рассмотрен вариант разработки без ППД с использованием 2-х добывающих скважин (ЗК-9, 38), одна из которых (ЗК-38) в 2027 г. будет переведена на данный объект после выработки запасов горизонта М-II. Т.о., фонд добывающих скважин составит 2 единицы (ЗК-9, 38).

Для IV – возвратного объекта (нефтяных залежей горизонта PZ) рассмотрен один вариант разработки без ППД с использованием 2-х добывающих скважин (ЗК-2, -14 на территории АО «ПККР»), которые в 2025 г. и в 2027 г. будут переведены после выработки запасов горизонта М-II на

нижезалегающий горизонт PZ и 4-х скважин (ЮК-25, -35, -37, -44), которые будут переведены в 2020-2023 гг. на территории ТОО «СО».

В данном проекте рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, сбора и подготовки нефти, бурения скважин, контроля за разработкой, охраны недр и окружающей среды, доразведка, а также выполнен раздел по расчету размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования, согласно Кодексу РК «О недрах и недропользовании» от 29.06.2018 г. и методическим указаниям РД (приказ МЭ РК за № 329 от 24.08.2018 г.), представлены ежегодные отчисления в ликвидационный фонд.

ВЫСТУПИЛИ:

Вопросы были заданы: Чагай В.Г., Пуписова Л.В., Белько Л.Р.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ Учёного совета:

Заслушав доклад, обменявшись мнениями, Ученый совет считает необходимым учесть замечания Ученого совета и внести в отчет о НИР соответствующие дополнения, исправления.

РЕШЕНИЕ Учёного совета:

1. Отчет о НИР «Дополнение к проекту разработки месторождения Юго-Западный Карабулак по состоянию на 01.01.2021 г.» **ПРИНЯТЬ.**
2. В отчет о НИР «Дополнение к проекту разработки месторождения Юго-Западный Карабулак по состоянию на 01.01.2021 г.» внести дополнения и исправления, в соответствии с замечаниями, сделанными членами Ученого совета.
3. Отчёт о НИР «Дополнение к проекту разработки месторождения Юго-Западный Карабулак по состоянию на 01.01.2021 г.» направить Заказчику.

Зам. председателя



Л.В. Пуписова

Секретарь



Е.Н. Гераськина