

ПРОТОКОЛ

совместного - технического совещания

г. Кызылорда

«8» сентября 2021 г.

Присутствовали:

От АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»:

- Муканов А.Р. - Заместитель председателя правления по геологии и разработке;
- Асанов К.Е. - Начальник отдела проектной документации;
- Берманов Б.К. - Главный специалист отдела проектной документации.

ТОО «САУТС-ОЙЛ»:

- Мухаметрахимов Ш.К. - Вице-президент по геологии и разработке
- Жунисов Г.А. - Начальник отдела разработки

От АО «НИПИнефтегаз»:

- Кайсариев Б.Т. - Директор кызылординского филиала АО «НИПИнефтегаз»
- Нурташев А.Т. - Главный инженер проекта,

Повестка дня:

Рассмотрение НИР «Дополнение к Проекту разработки месторождения Юго-Западный Карабулак» выполненный АО «НИПИнефтегаз».

По вопросу повестки дня выступил Нурташев Аскарбек.

Настоящий проектный документ: «Дополнение к Проекту разработки месторождения Юго-Западный Карабулак» выполнен АО «НИПИнефтегаз» по договору №2003004 с АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (далее АО «ПККР») по состоянию на 01.01.2021г.

В административном отношении месторождение Юго-Западный Карабулак расположено в Улытауском районе Карагандинской области Республики Казахстан.

В 2021 г. ТОО «НПЦ Турангео» выполнил данный отчет по приросту запасов УВС выполнен только по северной части месторождения, расположенной на контрактной территории АО «ПККР», подсчитываются запасы залежи в районе скважин 10, 11, 12, 15, которая прилегает к основной части месторождения Юго-Западный Карабулак образуя с ней единую залежь горизонта М-II. По результатам бурения 4-х скважин, обработки геолого-геофизических (сейсморазведка 3D и ГИС) материалов, опробовательских и лабораторных работ произведен «Прирост запасов нефти и растворенного газа месторождения Юго-Западный Карабулак, Карагандинской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2021 г.» (протокол ГКЗ РК №2321-21-У от 16.06.2021 г.) в районе скважин ЮЗК-10, 11, 12 и 15.

Прирост геологических/извлекаемых запасов нефти по горизонту М-II составил по категории C_1 368 тыс. т. /180 тыс. т., растворенного газа – 26,1 млн.м³ / 12,7 млн.м³; по горизонту Pz по категории C_2 – 12 тыс. т./2 тыс. т., растворенного газа – 2,7 млн.м³/ 0,5 млн.м³.

По месторождению Юго-Западный Карабулак в целом с учетом выполнения двух работ по Приросту запасов на дату выполнения настоящего проекта утвержденные и числящиеся на Государственном балансе запасы нефти и растворенного газа 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.

Согласно ПР выделено два основанных объекта и два возвратных объекта:

- **I основной объект** разработки (основная залежь горизонта М-II);
- **II объект** разработки (обособленная залежь горизонта М-II в районе скважин ЗК-1 и залежь горизонта PZ в районе скважины ЗК-19);
- **III возвратный объект** разработки (залежь горизонта Ю-I);
- **IV возвратный объект** разработки (залежь горизонта PZ).

На контрактной территории АО «ПККР», расположенной в северной части месторождения, на 01.01.2021 г. пробурено 50 скважин, из которых 36 добывающих (33 – действующие, 1 – в простое и 2 – в консервации), 10 – нагнетательных и 4 скважины – наблюдательные. Среднегодовые дебиты нефти и жидкости на 1 скважину составили, соответственно, 8,3 т/сут и 60,7 т/сут, при обводненности добываемой продукции на уровне 86,3%. Средний газовый фактор составил 57,0 м³/т., отборы нефти, жидкости и газа составили, соответственно 82,3 тыс. т, 656,9 тыс. т и 3,74 млн. м³., закачка воды составило 552,0 тыс.м³. Накопленная добыча нефти в целом по месторождению составляет 2507,66 тыс. т, жидкости 5565,95 тыс. т, и 80,31 млн. м³ растворенного в нефти газа. Накопленная закачка воды составила 2386,7 тыс. м³.

На контрактной территории ТОО «СО» расположенной в южной части месторождения, всего пробурена 51 скважина, из которых: 37 – добывающих, 4 – нагнетательных, 9 – наблюдательные и 1 – ликвидированная. Среднегодовые дебиты нефти и жидкости на 1 скважину составили, соответственно, 8,5 т/сут и 70,7 т/сут, при обводненности добываемой продукции на уровне 85,3%. Средний газовый фактор составил 40,0 м³/т., отборы нефти, жидкости и газа составили, соответственно 104,37 тыс. т, 709,54 тыс. т и 4,17 млн. м³., закачка воды составило 334,2 тыс.м³. Накопленная добыча нефти в целом по месторождению составляет 2990,37 тыс. т, жидкости 9428,31 тыс. т, и 140,10 млн. м³ растворенного в нефти газа. Накопленная закачка воды составила 2980,6 тыс. м³.

В рамках проекта рассмотрены 2 варианта разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин, темпом ввода добывающих скважин в эксплуатацию.

Вариант 1 – рекомендуемый

I – основной объект разработки

С целью увеличения извлечения нефти для **I – основного объекта** разработки (**основной залежи** горизонта М-II) принят вариант, предусматривающий приконтурное заводнение.

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:

Общий фонд скважин, участвовавших в разработке, на I объекте составит 96 ед., из них:

- 34 добывающих и 10 нагнетательных – на территории АО «ПККР»;
- 41 добывающая и 11 нагнетательных – 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».

Вариант 2

Для I – основного объекта разработки (основной залежи горизонта М-II) отличается от 1-го варианта уплотнением сетки скважин основной залежи М-II горизонта.

Для основного объекта 2 вариант предусматривает:

- режим работы залежи – с ППД;
- бурение и ввод в эксплуатацию 19 добывающих скважины, в т.ч.:
- 9 – в основной залежи (контрактной территории ТОО «СО»),
- 10 – в основной залежи (контрактной территории АО «ПККР»).
- После отработки на нефть предусмотрен перевод 18-ти добывающих скважин:

Таким образом, общий фонд скважин, участвовавших в разработке, на I объекте составит 101 ед., из них:

- 47 добывающих и 11 нагнетательных – на территории ТОО «СО»;
- 35 добывающих и 8 нагнетательных – на территории АО «ПККР».

Для II, III и IV возвратных объектов система разработки на территории АО «ПККР» соответствует 1 варианту.

По результатам технико-экономического анализа рекомендуемым является I вариант разработки.

В проектном документе приведены обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования, выбора рационального способа добычи, необходимого оборудования и режимов, требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин, сведения о технологических потерях нефти, а также приведены требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, технологии вскрытия бурением и перфорацией, вызова притока и освоения скважин, к составу и свойствам буровых растворов.

В разделе «Охрана недр и окружающей среды» освещены вопросы определения характера, степени и масштаба воздействия дальнейшей разработки месторождения Юго-Западный Карабулак на окружающую среду и последствий этого воздействия.

При обсуждении проекта ТС отмечает:

1. Все ранее выданные недропользователем замечания устранены авторами проекта;
2. В целом «Дополнение к Проекту разработки месторождения Юго-Западный Карабулак» выполнен в соответствии Техническим заданием Заказчика.
3. По результатам заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности

После обмена мнениями и обсуждения ТС ПОСТАНОВИЛ:

1. Принять «Дополнение к Проекту разработки месторождения Юго-Западный Карабулак».
2. Представить «Дополнение к Проекту разработки месторождения Юго-Западный Карабулак» для проведения оценки воздействия на окружающую среду, а также скрининга воздействий намечаемой деятельности в РГУ Департамент экологии Кызылординской области.
3. Представить проект в ЦКРР МЭ РК.

от АО «ПККР»:



Муканов А.Р.

от ТОО «САУТС-ОЙЛ»:



Мухаметрахимов Ш.К.

от АО «НИПИнефтегаз»:



Кайсариев Б.Т.