

Министерство энергетики Республики Казахстан
Заключение Государственной экспертизы
базовых проектных документов и анализов разработки
Протокол заседания Центральной комиссии по разведке и разработке
месторождений углеводородов Республики Казахстан

г. Астана

63/5

19 июня 2025 года

Председательствовал:

Арымбек Қ.Б.	Председатель Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан
Зкрия Б.Ж.	Заместитель председателя Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан

Члены ЦКРР:

Присутствовали на заседании	Исказиев К.О., Досмухамбетов М.Д., Хасанов Б.К., Иманбаев Б.А., Тналиев М.М., Буркитов У.О., Байбатыров М.Ж., Абытов Ф.Х., Нурмаганбетов Ж.Д., Герштанский И.О., Бегимбетов О.Б., Жалдай Н.К.
Принимали участие посредством видео-конференции	Абдирахманов Н.Б., Утеев Р.Н.
Отсутствовали	Утегалиев С.А., Балыкбаев Р.А.

Наименование недропользователя: ТОО «Green production»
Дата, номер и срок действия контракта: Контракт на проведение добычи углеводородного сырья на месторождении Кожа Южный, расположенном в Атырауской области Республики Казахстан № 2888 от 11 декабря 2008 г. Срок действия контракта до 11 декабря 2033 г.
Наименование проектной организации: ТОО «Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт»
Наименование проектного документа: «Проект разработки месторождения Кожа Южный»
Независимые эксперты: Жакашев Г.Г., Мұхамбетов Б.Т.
Текущее состояние: Месторождение Кожа Южный открыто в 1990 г. В 2002 г. выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Кожа Южный (по состоянию изученности на 01.11.2002 г.)». В 2003 г. составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Кожа Южный» (протокол ЦКРР РК № 27 от 23.07.2004 г.). В 2007 г. выполнен «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Кожа Южный (по состоянию изученности на 01.06.2007 г.)» (протокол ГКЗ РК № 638-07-У от 20.11.2007 г.). В 2008 г. составлена «Технологическая схема разработки месторождения Кожа Южный» (протокол ЦКРР РК № 50 от 24.04.2008 г.).



В 2017 г. составлен «Анализ разработки месторождения Кожа Южный» (протокол ЦКРР РК № 94/16 от 21-22.12.2017 г., письмо Комитета геологии и недропользования МИИНТ РК № 27-5-174-и от 23.01.2018 г.).

В 2020 г. составлен «Анализ разработки месторождения Кожа Южный» (протокол ЦКРР РК № 1/4 от 24.06.2020 г.).

В 2021 г. составлен отчет «Переобработка и переинтерпретация сейсмических материалов МОГТ-3D по месторождению Кожа Южный в Атырауской области Республики Казахстан».

В 2022 г. выполнен «Пересчет запасов месторождения Кожа Южный (по состоянию на 01.03.2022 г.)».

В 2023 г. составлен «Анализ разработки месторождения Кожа Южный» (протокол ЦКРР РК № 36/6 от 12.01.2023 г.).

В 2025 г. составлен «Проект разработки месторождения Кожа Южный» (протокол ЦКРР РК № 61/13 от 03.04.2025 г.).

По состоянию на 01.01.2024 г. пробуренный фонд составляет 30 скважин, из которых в добывающем фонде числятся 18 скважин (в бездействии), в нагнетательном – 1 ед. (в бездействии), в консервации - 9 ед., в ликвидации - 2 ед.

По состоянию на 01.01.2024 г. накопленная добыча нефти составляет 185,4 тыс. т, жидкости 348,0 тыс. т, газа 4,709 млн. м³. Отбор от НИЗ – 23,5 %. Текущий коэффициент извлечения нефти составляет 0,066 д.ед., при конечном утвержденном коэффициенте извлечения нефти 0,280 д.ед.

Принципиальные положения проектного документа:

Проектным документом предусмотрено 3 варианта разработки:

Вариант 1 (базовый) предусматривает ввод в эксплуатацию 18 бездействующих скважин, ввод трех нагнетательных скважин из консервации (№№ 25, 101, 14) и ввод из консервации 1 скважины в добывающий фонд (ТК-2).

Вариант 2 (рекомендуемый) дополнительно предусматривает к варианту 1 ввод из бурения 12 добывающих скважин (МК-3, МК-5, МК-7, МК-10, МК-12, МК-13, МК-14, МК-15, ТК-5, ТК-8, ТК-11, ТК-12) и ввод из консервации 2 скважин (G-6, G-7).

Период добычи до 2070 г.

Расчетная сумма ликвидации последствий недропользования составляет 1 316 636,9 тыс. тенге.

Вариант 3 дополнительно предусматривает к варианту 2 ввод 7 скважин из бурения (МК-4, МК-6, МК-8, МК-9, МК-11, ТК-7, ТК-10).

Рекомендации и замечания:

Независимый эксперт Жакашев Г.Г.:

отметил, что в 2022 г. был составлен «Анализ разработки месторождения Кожа Южный на 01.10.2022 г.» на основе запасов, утвержденных в рамках ПЗ-2007 г., и согласован протоколом ЦКРР РК от 12.01.2023 г. № 36/6 с утверждением проектных показателей на 2023–2024 г.г. В рамках утвержденного варианта АР-2022 г. было предусмотрено бурение 19 новых добывающих скважин, из которых за утверждённый период 2023–2024 г.г. планировалось пробурить по пять скважин в год. Однако бурение не было выполнено. Частичной причиной невыполнения бурения отмечаются негативные результаты эксплуатации скважин, а также заложение проектных скважин на старую геологическую основу;

отметил, что на сегодня месторождение находится в простое с марта 2024 г.;

отметил, что протоколом ЦКРР РК от 12.01.2023 г. № 36/6 отмечено рекомендация до конца 2024 г. вынести на государственную экспертизу базовых проектных документов и анализов разработки следующий проектный документ на разработку месторождения на базе



новых утвержденных ГКЗ РК, запасов и в новом проекте разработки представить результаты исследований, которые представлены в рамках АР-2022 г.;

отметил, что в 2022 г. утвержден «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Кожа Южный Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.03.2022г» (протокол № 2479-22-У от 02.11.2022 г). По сравнению с ранее утвержденными начальными запасы нефти по промышленной категории запасов С₁ уменьшились геологические на - 35,8 % на величину - 1571 тыс. т, извлекаемые на 35,6 % на величину - 438 тыс. т. КИН не претерпел изменений. По категории запасов нефти С₂ геологические запасы нефти уменьшились на - 11,6 % на величину - 164 тыс. т. Впервые выделены промышленные категории запасов по горизонтам Ю-I+II+III и обнаружен продуктивный горизонт М-III;

отметил, что на основе новых утвержденных запасов углеводородов был выполнен данный проектный документ. В данном проектном документе внесены дополнения в части прогнозных технологических вариантов разработки. Пересмотрено количество скважин, вводимых из бурения. Ранее АР-2022 г. был составлен на основе ранее утвержденной геологической модели в рамках ПЗ-2007 г. В 2022 г. утвержден новый отчет по пересчету запасов, согласно которому геологические запасы нефти промышленной категории сократились на - 35,8 %, извлекаемые - на 35,6 %. В связи с этим, а также с учетом геологических рисков при бурении, количество планируемых к бурению скважин оптимизирована с 19 до 12 единиц. По сравнению с третьим вариантом, в котором предусмотрено 19 проектных скважин к бурению, второй рекомендуемый вариант с бурением 12 новых скважин показывает относительно лучшие экономические показатели;

рекомендуется при подборе технологических режимов скважин III эксплуатационного объекта подбирать дифференцированно по горизонтам, так как новые выделенные горизонты Ю-I+II+III в блоке III* объединены с ранее выделенным отдельным горизонтом Ю-VIII в блоке III' в один эксплуатационный объект и структурном плане не соответствует одному этажу нефтеносности;

отметил, что скважина № 51 рекомендуется к бурению в 2028 г. на блоке II+III по горизонту М-II (на блоке III² по горизонтам Ю-VIII, Т-I, Т-II). Проектная глубина – 1200 м, цель бурения – вскрытие продуктивных горизонтов М-II, Ю-VIII, Т-I и Т-II;

отметил, что не обоснована эффективность прогнозной закачки воды на II (М-II) объект, характеризующиеся высокой вязкостью нефти 180 МПа. По всем эксплуатационным объектам за исключением III и V объектов предусматривается организация системы ППД. Однако, на данном этапе указывать это как ППД и вести расчет компенсации считаю необоснованно. На текущем этапе по второму объекту предлагается продолжить закачку воды через № 15 нагнетательную скважину, которая находится за контуром нефтеносности и за разломом F3 и считаю это утилизацией. Рекомендуется решить вопрос по закачке воды во втором объекте;

рекомендует обеспечить качественный учет газа, так как несмотря на прогнозные данные добычи газа, недропользователем не ведется учет газа по скважинам объектов, за исключением IV объекта;

отметил, что предусмотрена программа работ с указанием скважин и календарным графиком работ на период 2025-2031 г.г. включающий: экспериментальные исследования для определения минимального забойного давления, коллекторские свойства пластов, состояние ПЗП (МУО+КВД), замер пластового давления, отбор и анализ глубинных проб нефти, ГИС-к по определению технического состояния колонн, ИННК, мероприятия по исследованию и ограничению водопритоков, ввод из бурения, ввод из консервации, перевод под ППД, ввод скважин под нагнетание из консервации, отбор и анализ керн, бурение оценочных скважин, проведение ОПИ: ГРП, проведение ОПИ: ПТОС;

рекомендует обеспечить качественное выполнения ОПИ в 2025 г. с оценкой эффективности в 2026 г.г.;



отметил, что триасовые горизонты без ГРП не работают в данном регионе, а высоковязкие нефти меловых горизонтов оптимально вести разработку с системой теплового воздействия, соответственно, данному ОПИ необходимо обратить особое внимание при выборе скважин, а именно на конструкцию скважин, качества цементаж, перед внедрением индивидуально разработать оптимальный цикл ПТОС и оптимальный интервал под ГРП с подбором оптимального объема;

рекомендует к рассмотрению и согласованию на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений Республики Казахстан на 2025-2029 г.г.

Независимый эксперт Мухамбетов Б.Т.:

отметил, что на месторождении осуществляется контроль за энергетическим состоянием продуктивных залежей: за период 2022–2024 г.г. выполнено 19 исследований на 10 скважинах, из них — 3 ГДИС и 16 замеров статических уровней. В целом исследованиями охвачены все объекты. В настоящее время снижение текущего пластового давления относительно начального составляет 1,5 МПа, при этом текущее пластовое давление выше давления насыщения, и угрозы разгазирования не наблюдается;

отметил, что скважины, работающие с забойными давлениями ниже давления насыщения, отсутствуют;

отметил, что на месторождении в бездействии числятся 5 добывающих скважин и 8 скважин, находящихся в консервации. Основной причиной простоев является снижение продуктивности и обводнение. По указанным скважинам разработаны соответствующие мероприятия;

отметил, что флюидальная модель не уточнялась с 2022 г., что в основном связано с отсутствием бурения;

отметил, что в 2023 г. согласно проектным решениям АР-2022 г., предусматривался ввод из бурения 5 добывающих скважин на основные объекты I, II, IV, однако, эти скважины не были пробурены. Основной причиной невыполнения бурения стали финансовые трудности недропользователя;

отметил, что после пересчета запасов 2022 г., в скважине ТК-3 в результате опробования продуктивного горизонта Т-II в интервале 1100-1106 м получен приток нефти дебитом 1,6 м³/сут. Проведены работы по интенсификации притока нефти методом химической обработки скважины, результат был отрицательным. В скважине ТК-3 в результате опробования горизонта М-II получен промышленный приток нефти дебитом 7,7 м³/сут;

отметил, что в скважине ТК-4 в результате опробования горизонта Т-II в интервале 1105,8-1107,4 м получен приток нефти дебитом 2,64 м³/сут;

отметил, что на скважинах ТК-3 и ТК-9 проведена разглинизация песчаников с использованием двухкомпонентного разглинизатора ТНД-П-05 и хелатного комплекса, ОПЗ не дало положительных результатов. В данном направлении необходимо продолжить работы;

рекомендует продолжить контроль за энергетическим состоянием продуктивных горизонтов 1 раз в квартал;

рекомендует выполнить бурение проектных скважин;

рекомендует выполнить «План исследовательских работ», разработанный в представленном проектном документе;

рекомендует на основании положительных результатов опробования скважин ТК-3 и ТК-4 составить отчет о переводе запасов нефти из категории С₂ в категорию С₁;

рекомендует, учитывая, что соотношение начальных геологических запасов нефти в целом по месторождению по категориям С₁ и С₂ составляет 69,0 % и 31,0 %, соответственно, выполнить мероприятия по доразведке;



рекомендует согласовать с 2025 г. до 2027 г. К концу 2027 г. вынести на рассмотрение ЦКРР РК дополнение к проекту разработки с учетом бурения скважин и перевода запасов из категории С₂ в С₁ в районе скважин ТК-3 и К-4;

рекомендует к рассмотрению и согласованию на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений Республики Казахстан на 2025-2027 г.г.

Центральная комиссия по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан:

отметила, что в рамках утвержденного «Пересчета запасов нефти и газа на месторождении Кожа Южный (по состоянию изученности на 01.03.2022 г.)» геологические запасы нефти промышленной категории сократились на 35,8 %, а извлекаемые запасы на 35,6%, геологические запасы нефти по категории С₂ уменьшились на 11,6 %;

отметила, что месторождение с марта 2024 г. находится в простое;

отметила, что нефть по составу является тяжелой, высоковязкой, малосернистой, малопарафинистой;

отметила, что утвержденные проектные решения не выполнены в полном объеме;

отметила, что в рамках утвержденного АР-2022 г. предусматривался в 2023 г. ввод из бурения 5 скважин (МК-3, МК-10, МК-16, МК-17, МК-18) и ввод из консервации 3 скважин (G-6, G-7, № 16), в 2024 г. ввод из бурения 5 скважин (МК-4, МК-5, МК-11, МК-12, МК-13) перевод под нагнетание скв. № 14 и ввод из консервации G-10;

отметила информацию недропользователя, что фактически выполнен только ввод из консервации скважин № 16 и № G-10, остальные проектные решения не реализованы;

отметила, что на месторождении всего проведено 22 гидродинамических исследований (10 МУО, 12 КВД/КВУ);

отметила, что в представленном проектном документе предусматривается бурение по 2 скважины ежегодно в период с 2026 г. по 2029 г. и ввод 1 скважины из консервации в 2026 г.;

отметила, что в рамках мероприятий по доразведке предусматривается бурение разведочных скважин №№ 50 и 51 с целью перевода запасов из категории С₂ в категорию С₁. Скважина № 50 планируется к бурению в 2027 г. на блоке II¹ по горизонтам Т-I и Т-II с проектной глубиной 1200 м, скважина № 51 в 2028 г. на блоке II¹+III по горизонту М-II с проектной глубиной 1200 м. Также предусмотрено проведение опробований и отборов проб углеводородов по продуктивным горизонтам Т-I, Т-II, М-II и Ю-VIII;

рекомендует согласовать «Проект разработки месторождения Кожа Южный» с утверждением технологических показателей по рекомендуемому второму варианту на 2025-2029 г.г.

Закключение: Государственная экспертиза базовых проектных документов и анализов разработки с учетом замечаний и рекомендаций независимых экспертов и членов Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан **согласовывает** «Проект разработки месторождения Кожа Южный» с утверждением технологических показателей по рекомендуемому второму варианту на 2025-2029 г.г.

**Председатель Центральной комиссии
по разведке и разработке месторождений
углеводородов Республики Казахстан**

К. Арымбек

Дата: 02.07.2025 10:35. Копия электронного документа. Версия СЭД: Documentlog 7.22.2. Положительный результат проверки ЭЦП



**Секретарь Центральной комиссии по разведке
и разработке месторождений углеводородов
Республики Казахстан**

Е. Бурханұлы

Согласовано

01.07.2025 10:42 Бурханұлы Ернар

01.07.2025 17:56 Тлегенова Асель Нуржановна

Подписано

01.07.2025 22:04 Арымбек Құдайберген Берікұлы



Министерство энергетики Республики Казахстан - Жұмаш Қ.Т.

Дата: 02.07.2025 10:35. Копия электронного документа. Версия СЭД: Documentolog 7.22.2. Положительный результат проверки ЭЦП



KZ0001020250129358989642EB
Подписано электронной подписью в Doculite

Квитанция о подписании

Основная информация

DOC ID	KZ0001020250129358989642EB
Тип документа	Письмо
Тема	Протокол ЦКРР по мес. Кожа Южный (недропользователь ТОО "Green production") уведомление будет направлено на электронный адрес недропользователя
Статус	Завершено
Дополнительные данные	Рег. Номер: 17-2-17/12132 Рег. Дата: 2025-07-02
Количество страниц	13
Подписи	2

Информация об отправителе

Отправитель	Министерство энергетики Республики Казахстан
Email	
IP-адрес	

Информация о получателях

Получатель 1	ТОО "GREEN PRODUCTION", green.production@mail.ru, green.production@mail.ru
Получатель 2	ТОО "КАЗАХСТАНСКИЙ ЦЕНТР ОБМЕНА ЭЛЕКТРОННЫМИ ДОКУМЕНТАМИ", 161240011918, Казахстан

Информация о подписантах

Подписал(а)	ТЛЕГЕНОВА АСЕЛЬ
Компания	ТЛЕГЕНОВА АСЕЛЬ
IP-адрес	
Тип ЭЦП	Удостоверяющий центр государственных органов Республики Казахстан
Подпись	MIIR4AYJ...8Ta/Wm7Q=
Дата подписания	02.07.2025 11:20
Подписал(а)	АБИЛЬДАЕВА АЙГЕРИМ
Компания	АБИЛЬДАЕВА АЙГЕРИМ
IP-адрес	
Тип ЭЦП	Удостоверяющий центр государственных органов Республики Казахстан
Подпись	MIISHAYJ...KdyxJmfE=
Дата подписания	02.07.2025 11:39

DocID KZ0001020250129358989642EB

