

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

67/13

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

Наименование недропользователя: ТОО «Jasyl Energy»
Дата, номер и срок действия контракта: Контракт на проведение добычи углеводородного сырья на месторождении Сагиз Западный № 4947-УВС от 13 июля 2021 г. Срок действия контракта до 1 сентября 2034 г.
Наименование проектной организации: ТОО «НПЦ»
Наименование проектного документа: «Дополнение к проекту разработки месторождения Сагиз Западный»
Независимые эксперты: Апакаев Ж., Дингуатов С.К.:
Текущее состояние: В 2014 г. выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и газа (по состоянию изученности на 01.06.2014 г.)» (протокол ГКЗ РК 1430-14-П от 27.06.2014 г.). В 2014 г. составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.06.2014 г.)» (протокол ЦКРР МНиг РК № 52/28 от 17.10.2014 г., письмо Комитета геологии и недропользования МИР РК № 27-5-1308-и от 14.11.2014 г.). В 2016 г. составлено «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.07.2016 г.)» (письмо Комитета геологии и недропользования МИР РК № 27- 5-2457-и от 13.12.2016 г.). В 2019 г. составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.01.2019 г.)» (протокол ЦКРР РК № 11/10 от 28.06.2019 г.).

В 2020-2021 г.г. выполнен «Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.01.2021 г.)» (протокол ГКЗ РК № 2301-21-У от 27.04.2021 г.).

В 2021 г. составлен «Проект разработки месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.01.2021 г.)» (протокол ЦКРР РК № 14/4 от 25.06.2021 г.).

В 2023 г. составлен «Анализ разработки месторождения Сагиз Западный» (протокол ЦКРР РК № 45/4 от 23-24.11.2023 г.).

В 2024 г. составлен «Анализ разработки месторождения Сагиз Западный» (протокол ЦКРР РК № 57/19 от 21-22.11.2024 г.).

По состоянию на 01.01.2025 г. пробуренный фонд составил 24 ед., из них в добывающем фонде – 12 ед., в нагнетательном фонде – 1 ед., в консервации – 7 ед., в испытании – 2 ед., в ликвидированном фонде – 2 ед.

По состоянию на 01.01.2025 г. накопленная добыча нефти составляет 230,9 тыс. т., жидкости 288,7 тыс. т., газа 34,7 млн. м³. Отбор от НИЗ – 36,7 %. Текущий коэффициент извлечения нефти составляет 0,083 д. ед., при конечном утвержденном коэффициенте извлечения нефти 0,226 д. ед.

Принципиальные положения проектного документа:

В рамках отчета рассмотрены 3 варианта разработки.

Вариант 1 разработку I-го (блок II) и III-го (блок I+I6) эксплуатационных объектов предусматривается вести с поддержанием пластового давления, путем закачки воды, а остальные эксплуатационные объекты – на режиме истощения пластового давления: упругом режиме и режиме растворенного газа. В целом по месторождению Сагиз Западный предусматриваются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки: продолжение эксплуатации действующих скважин; дополнительный ввод из бурения двух проектных эксплуатационных вертикальных добывающих скважин (САГЗ-22 и САГЗ-24); ввод в эксплуатацию из бездействия пяти скважин (САГЗ-3, САГЗ-5, САГЗ-7, САГЗ-8 и САГЗ-21); ввод в эксплуатацию из консервации 4 скважин (САГЗ-4, САГЗ-13, САГЗ-17 и САГЗ-18); переводы скважин из одних объектов на другие всего 19 скважино-операций в десяти скважинах (САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-12, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22 и САГЗ-24); перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд для закачки воды в пласты (САГЗ-8 и САГЗ-17); перевод нагнетательной скважины в добывающий фонд (САГЗ-20).

Вариант 2 (рекомендуемый) идентичен предыдущему варианту 1 по реализации мероприятий по регулированию процесса разработки, и предусматривает дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения одной эксплуатационной добывающей скважины САГЗ-27 с наклонно-направленным стволом, а также зарезку бокового ствола из существующей добывающей скважины САГЗ-26 БС на III-й эксплуатационный объект, а также связанные с этими скважинами переводы и возвраты с одних объектов на другие.

В рассматриваемом варианте разработку I-го (блок II) и III-го (блок I+I6) эксплуатационных объектов предусматривается вести с поддержанием пластового давления, путем закачки воды, а остальные эксплуатационные объекты режиме истощения пластовой энергии – упругом режиме и режиме растворенного газа. Предусматривается использовать существующие эксплуатационные скважины, а также дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения 3 проектных добывающих скважин, и зарезка бокового ствола из существующей скважины. Дополнительно предусмотрен перевод 2 добывающих скважин в нагнетательный фонд для закачки воды в пласты. Проектные скважины размещаются по равномерной, избирательной схеме, с учетом сложившейся системы размещения скважин.

Период добычи до 2042 г.

Расчетная сумма ликвидации последствий недропользования составляет 304 541,1 тыс. тенге.

Вариант 3 идентичен предыдущему варианту 2 по реализации мероприятий по регулированию процесса разработки, и предусматривает дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения одной эксплуатационной нагнетательной скважины САГЗ-28 на I-й эксплуатационный объект, а также перевод в нагнетательный фонд добывающей скважины САГЗ-27 на I-й эксплуатационный объект.

Рекомендации и замечания:

Независимый эксперт Апакаев Ж.:

отметил, что месторождение находится на второй стадии разработки. На 01.01.2025 г. в разработке находятся три основных объекта: I, III и IV. Разработка всех объектов ведется на естественном режиме, кроме I объекте, где в блоке 2 в 2023 г. начата закачка воды в одну скважину для ППД. Текущий КИН - 8,3 %, выработка запасов нефти – 37%, обводненность – 27 %. Пробурено 24 скважин, в том числе 11 скважин - наклонно-направленные. Фонд добывающих скважин составляет 12 ед., действующих – 9, в испытании – 2, в консервации и бездействии - 10 ед. Фонд нагнетательных – 1 скважина;

отметил, что энергетическое состояние залежей. В динамике пластовое давление по всем объектам в период пробной эксплуатации в 2014-2017 г.г. снизилось ниже $R_{нас}=13,0$ МПа. Текущее пластовое давление по объектам в данном «Дополнении...» оцениваются 10,9-12,8 МПа при $R_{нас}=9,7-13,1$ МПа. Это средний уровень текущего $R_{пл}$ по имеющимся замерам и не основаны на картах изобар;

отметил, что в период 2022-2023 г.г. добыча нефти из месторождения соответствует проектной, а в 2024 г. - меньше проектной на 27 %, что связано с меньшими действующим фондом скважин (половина добывающего фонда находится в консервации и бездействии). Проектная добыча нефти по месторождению выполняется в основном за счет 1 объекта, где отборы превышают проектные;

отметил, что в ДПР проведены анализ и обобщение режимных ГДИС. Оценки рекомендуемых забойных давлений не вызывает особых возражений. Следует учесть также, что ГДИ проведены в течение 13 лет при разных $R_{пл}$ и $R_{нас}$ и рекомендуемые $R_{заб}$ разные по одному и тому же горизонту от 2,8 до 9,4-12 МПа, и даже по одной той же скважине $R_{заб.реком} = 12,0$ МПа в 2014 г. и 5,07 МПа в 2023 г.(скв. 10);

отметил, что в ДПР рассмотрены два варианта разработки месторождения. Рекомендуемый вариант 2 учитывает основные положения действующего ПР-2022 г., следуя которым выделен новый, шестой объект - Т-VII горизонт, где выявлена новая залежь нефти. ДПР предусматривает также бурение 3 новых вертикальных добывающих скважин и одной скважины с бурением бокового ствола, а также проведение дополнительных ГТМ, в т.ч. 19 скважино-операций в 10 скважинах по переводу между объектами эксплуатации. Для поддержания пластового давления на двух блоках I и III объектов предусмотрена закачки воды в пласт в 2 нагнетательные скважины;

отметил, что в ДПР объекты рассмотрены не как единый резервуар, а учтены их реальное поблочное строение с самостоятельными залежами нефти и состоянием выработки. Оценка остаточных запасов нефти также выполнена по каждому из блоков на шести объектах. Такие оценки имеют значение при необходимости бурения новых скважин и проведении других ГТМ для выработки запасов;

отметил, что недропользователем планируется за 2025-2027 г.г. увеличить действующий фонд скважин до 20 ед., включая бурение 3 новых. Предусматривается многократные переводы скважин между объектами и увеличение количества скважино-объектов до 41 ед. к 2032 г. Эти мероприятия, особенно последние вызывают сомнение в выполнении в полном объеме, соответственно в достижении за счет них проектной добычи нефти;

отметил, что недропользователь не уделяет должного внимания на работу с фондом скважин (10 скважин находятся в бездействии и консервации на 01.01.2025 г.);



рекомендует принять меры обеспечить проектное количество действующих скважин и стабильную их работу в течение года;

отметил, что на месторождении значимое несоответствие между промысловым газовым фактором (ГФ) и газосодержанием пластовой нефти (ГС), утвержденным ГКЗ. Промысловый ГФ в 2021-2024 г.г. составляют 73-105 м³/т, против ГС-119-121 м³/т в ПЗ-2025 г. Недропользователю рекомендуется учесть и принять меры по контролю за газовым фактором и устранению причин несоответствия между ГФ и ГС нефти;

отметил, что контроль за разработкой недостаточный. Пластовые давления замеряются меньше нормы. Рекомендуется выполнить исследования по контролю в полном объеме;

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

Независимый эксперт Дингуатов С.К.:

отметил, что после подсчета запасов нефти и газа (2021 г.), на месторождении были пробурены 10 скважин (САГЗ-15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 23, 25 и 26) в пределах блоков I, Iб, Ia, Ic, II, IV, IVa и Va, по результатам которых дополнительно установлены 9 нефтяных и 1 газовая залежи;

отметил, что в 2025 г. выполнен отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 02.01.2025 г.)», который утвержден ГКЗ РК (протокол № 2765-2025-У от 27.08.2025 г.). Утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти по сравнению с ранее утвержденными запасами в целом по месторождению увеличились на 722,2 тыс. т. (или на 34,9 %) и на 173,9 тыс. т. (или на 38 %) соответственно. При этом коэффициент извлечения нефти увеличился незначительно (всего на 0,005 д. ед.);

отметил, что некоторые продуктивные горизонты по керну не изучены (Т-I, Т-VI и Т-VII), либо очень слабо изучены (Т-IV), что требует дополнительных отборов и анализов керна с проведением стандартных и специальных исследований;

отметил, что в целом, недропользователь осуществляет отбор и анализ дополнительных проб нефти в пластовых и поверхностных условиях, которую необходимо продолжить, для уточнения и дополнения имеющихся результатов. Необходимо произвести отбор и анализ глубинных проб нефти по горизонтам Т-I, Т-III, Т-V и Т-VI, которые в настоящее время все еще не охвачены исследованием;

отметил, что в 2024 г. составлен «Анализ разработки месторождения Сагиз Западный» (АР-2024 г.), с уточнением проектные технологические показатели разработки на 2025 г. и согласован ЦКРР МЭ РК;

отметил, что по всем эксплуатируемым объектам наблюдается снижение текущего пластового давления по сравнению с начальным, и текущие пластовые давления по объектам II, III и IV можно считать на уровне давления насыщения, а по I объекту ниже на 16 %. Средние забойные давления по скважинам всех эксплуатационных объектов остаются ниже давления насыщения;

отметил, что в рамках данного отчета, авторы выполнили определение рационального (оптимальный) забойного давления по скважинам, которых рекомендуют придерживаться недропользователю;

отметил, что на дату составления данного отчета, все выявленные продуктивные горизонты охвачены гидродинамическими исследованиями, но, несмотря на это, необходимо продолжить проведение исследований и придерживаться периодичности выполнения ГДИС;

рекомендует продолжить прямые замеры пластовых и забойных давлений, а также замеры статических и динамических уровней для определения динамики энергетического состояния объектов;

отметил, что на месторождении с начала разработки пробурено 24 скважины, из них в эксплуатационном фонде 12 ед., в том числе действующие 9 ед., в бездействии 3 скважины, в консервации 7 скважин. В испытании объектов находятся 2 скважины. Ликвидированы по геологическим причинам 2 скважины;

отметил, что месторождение Сагиз Западный введено в промышленную разработку с сентября 2021 г., согласно утвержденного «ПР-2021 г.» (протокол ЦКРР № 14/4 от 25.06.2021 г.), где выделено пять эксплуатационных объектов разработки, из них, на дату составления данного проекта разрабатываются 4 объекта, в разработку не введена V объект. I-й объект (горизонты Т-I+Т-II) эксплуатируется с поддержанием пластового давления (ППД);

отметил, что в целом, за период 2023-2024 г.г., предусмотренные проектные добывающие скважины хот и с задержкой, но были пробурены;

отметил, что добыча нефти по месторождению Сагиз Западный за период 2022-2023 г.г. обеспечивалась за счет I-го объекта, по остальным объектам фактические уровни добычи нефти в эти годы не достигаются. Добыча нефти за 2024 г. (35,4 тыс. т.) меньше проектного на 12,9 тыс. т. (48,3 тыс. т.), по причине меньшего действующего фонда (9 ед. против проектного 14 ед.), и меньшего дебита нефти (8,5 т/сут против проектного 9,7 т/сут). Закачка воды намного отстает от проектного, из-за низкой приемистости почти в 2 раза;

отметил, что недропользователю необходимо более тщательно работать с фондом скважин, с целью недопущения преждевременного прорыва газа из газовой шапки, а также придерживаться оптимальных режимов работы скважин;

отметил, что с начала разработки по месторождению Сагиз Западный добыто 230,9 тыс. т. нефти, что составляет 36,7 % от утвержденных извлекаемых запасов, текущий коэффициент извлечения нефти составил 0,083 д.ед.;

отметил, что в проекте обосновано выделение 6 самостоятельных объектов и рассмотрены 3 варианта разработки, отличающиеся объемом планируемых ГТМ и объемом бурения;

отметил, что с точки зрения технологических показателей и экономической эффективности, предпочтительным является вариант 2, который рекомендован к реализации;

отметил, что недропользователю необходимо строго соблюдать все рекомендации данного проекта для достижения проектных показателей разработки;

рекомендует каждые три года рекомендуется проводить анализ разработки, включающий полный обзор выполненных работ, с последующим представлением результатов на рассмотрение ЦКРР РК;

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

Центральная комиссия по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан:

отметила, что в рамках представленного проектного документа предусматривается ввод из бурения в 2026 г. 2 добывающих скважин, в 2027 – 2 ед.;

отметила, что задачи дальнейшего изучения этих залежей связаны с необходимостью установления их промышленной значимости, и при получении положительных результатов, перевод запасов нефти из категории С₂ в промышленную категорию С₁. Решение данного вопроса планируется возложить на ранее пробуренные и на эксплуатационные скважины, планируемых в рамках настоящего проекта, вскрытием перфорацией продуктивных интервалов и освоение объектов опробования;

отметила, что в рамках представленного проектного документа предусматривается следующие мероприятия:

перевод между объектами – 22 ед. (№№ САГЗ-1 (2031 г.), САГЗ-5 (2029 г.), САГЗ-6 (2029 г.), САГЗ-7 (2027 г.), САГЗ-7 (2028 г.), САГЗ-7 (2031 г.), САГЗ-12 (2029 г.), САГЗ-15 (2028 г.), САГЗ-15 (2032 г.), САГЗ-18 (2030 г.), САГЗ-18 (2032 г.), САГЗ-19 (2029 г.), САГЗ-19 (2030 г.), САГЗ-19 (2032 г.), САГЗ-22 (2030 г.), САГЗ-22 (2032 г.), САГЗ-22 (2034 г.), САГЗ-24 (2028 г.), САГЗ-24 (2029 г.), САГЗ-26 БС (2030 г.), САГЗ-27 (2031 г.), САГЗ-27 (2033 г.);

ввод из бездействия с РВП – 4 ед. (№№ САГЗ-3 (2025 г.), САГЗ-5 (2025 г.), САГЗ-8 (2025 г.), САГЗ-21 (2025 г.);

ввод из консервации – 3 ед. (№№ САГЗ-4 (2025 г.), САГЗ-13 (2026 г.), САГЗ-18 (2025 г.);

ввод из бездействия, спуск насоса скважины № САГЗ-7 в 2025 г.;

перевод в нагнетательный фонд скважины № САГЗ-8 в 2026 г.;

перевод в нагнетательный фонд из консервации скважины № САГЗ-17 в 2025 г.;

перевод в добывающий фонд с РВП скважины № САГЗ-20 в 2025 г.;

ввод из бурения, добывающая (вертикальная) – 2 ед. (№№ САГЗ-22 (2026 г.), САГЗ-24 (2026 г.);

бурение бокового ствола скважины № САГЗ-26 БС в 2027 г.;

ввод из бурения, добывающая (наклонно-направленная) скважины № САГЗ-27 в 2027 г.;

отметила, что представленный проектный документ не является достаточно информативным, рекомендуется впредь готовить материалы в соответствии с установленными требованиями;

рекомендует согласовать «Дополнение к проекту разработки месторождения Сагиз Западный» с утверждением технологических показателей по рекомендуемому второму варианту при условии внесения доработанного проекта в течение 1 (одного) месяца со дня получения настоящего заключения;

Заключение: 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** «Дополнение к проекту разработки месторождения Сагиз Западный» с утверждением технологических показателей по рекомендуемому второму варианту при условии внесения доработанного проекта в течение 1 (одного) месяца со дня получения настоящего заключения.

**Заместитель председателя Центральной комиссии
по разведке и разработке месторождений
углеводородов Республики Казахстан**

Б. Зкрия

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

Е. Бурханұлы

Согласовано

11.11.2025 08:18 Бурханұлы Ернар

Подписано

20.11.2025 17:18 Зкрия Бахтияр Жанатович



Министерство энергетики Республики Казахстан - Жұмаш Қ.Т.



DOC ID KZ000102025015925879D4B2D4

Дата: 21.11.2025 08:15. Копия электронного документа. Версия СЭД: Documentolog 7.22.2. Положительный результат проверки ЭЦП

Электронный документ подписан в Documentolog Business

Квитанция о подписании

Основная информация

DOC ID	KZ000102025015925879D4B2D4
Тип документа	Входящее письмо
Тема	Протокол ЦКРР по мес. Сагиз Западный (недропользователь ТОО "Жасыл Энерджи") уведомление будет направлено на электронный адрес недропользователя
Статус	Поступивший
Рег. Номер:	
Рег. Дата:	
Дополнительные данные	Исх. дата: 21.11.2025 Исх. номер: 17-1-17/23320
Количество страниц	12
Подписи	2

Информация об отправителе

Отправитель	Министерство энергетики Республики Казахстан
-------------	--

Информация о получателях

Получатель 1	Товарищество с ограниченной ответственностью "Jasyl Energy", 220340025060, Казахстан
Получатель 2	Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахстанский центр обмена электронными документами", 161240011918, Казахстан

Информация о подписантах

Подписал(а)	БЕРДИЕВ НУРЛЫБЕК
Компания	Министерство энергетики Республики Казахстан
Тип ЭЦП	Удостоверяющий центр государственных органов Республики Казахстан
Подпись	MIIRngYJ...ZKS+GMVE=
Дата подписания	21.11.2025 09:48
Подписал(а)	ЕРМЕКОВА АҢСАҒАН
Компания	Министерство энергетики Республики Казахстан
Тип ЭЦП	Удостоверяющий центр государственных органов Республики Казахстан
Подпись	MIIR/gYJ...NgvDmihU=
Дата подписания	21.11.2025 10:00

DOC ID KZ000102025015925879D4B2D4

