

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«SOZAK OIL AND GAS» «СОЗАК ОЙЛ ЭНД ГАЗ»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАСПИАН ЭНЕРДЖИ РЕСЕРЧ»**

УТВЕРЖДАЮ:
Технический директор
АО «Sozak Oil and Gas»
«Созак Ойл энд Газ»

«_____» 2025 г.

**ДОПОЛНЕНИЯ К ПРОЕКТУ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ АСА**

(по состоянию на 01.01.2025 г.)

Договор № 21-2025 от 20.05.2025 г.

Генеральный директор
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»



Джамикешов А.М.

г. Атырау, 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

ОТВЕТСТВЕННЫЕ ИСПОЛНИТЕЛИ	РАЗДЕЛЫ ОТЧЕТА
Ответственный исполнитель Инженер отдела проектирования и анализа разработки НГМ _____ Баймуратова А.Е.	
Зам.начальника отдела геологии, подсчета запасов и интерпретации ГИС _____ Тасмагамбетова Г.А.	Глава 2
Начальник отдела проектирования строительства скважин _____ Умбетов Е.К.	
Ведущий инженер отдела проектирования строительства скважин _____ Туралиев К.С.	
Инженер эколог отдела по проектам ООС _____ Калманова Г.Т.	
Техник отдела разработки _____ Саматова А.Б.	Техническое оформление графических приложений, оформление рисунков к тексту, формирование текста отчета

Приложение №1
к Договору №21-2025 от 20 мая 2025 г.

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на составление

«Дополнения к проекту пробной эксплуатации месторождения Аса» с проведением Оценки воздействия на окружающую среду (скрининг воздействий намечаемой деятельности и при необходимости «Отчет о возможных воздействиях»)

Заказчик	АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ»
Место расположения объекта	Туркестанская области Республики Казахстан
Основание для выполнения задания	- Дополнение №20 к Контракту №2433 от 27 июля 2007 года с регистрационным №5432-УВС-МЭ от 17.02.2025 г. - Пункт 4 статьи 121 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27.12.2017 г., где «Разведкой углеводородов признается комплекс работ, связанных с поиском и оценкой залежей углеводородов, включая их пробную эксплуатацию. - Пункт 7 статьи 121 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27.12.2017 г., где пробная эксплуатация предусматривает временную эксплуатацию скважин и добычу углеводородов в исследовательских целях.
Исходные данные для проектирования	Отчет «Оперативный подсчет запасов газа месторождения Аса Туркестанской области Республики Казахстан (по состоянию на 01.01.2020 г.)» (Протокол ГКЗ РК № 2223-20-П от 14.10.2020 г.)
Целевое назначение услуг	Уточнение имеющейся и получения дополнительной информации о геолого-промысловых характеристиках пластов и залежей, комплексного геолого-физического и гидродинамического исследования скважин для составления проекта разработки. Проведение ППЭ позволит: - уточнить геометрию залежей, продуктивность коллекторов, энергетику залежей, добычные возможности; - определить целесообразность и направление использования попутного газа и других компонентов природного газа; - получить исходные данные для составления ТЭО КИГ
Перечень нормативно-правовых документов при проектировании	- Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г. - Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр. Приказ Министра энергетики РК №239 от 15.06.2018 г. - Методические рекомендации по составлению проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Приказ Министра энергетики РК № 329 от 24.08.2018 г. «Об утверждении Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», Приказ Министра энергетики РК № 200 от 22 мая 2018 года - Экологический Кодекс РК от 2 января 2021 года № 400-VI
Состав и содержание проекта	Состав и содержание проекта определен действующими методическими указаниями. Данный проект должен состоять из следующих разделов: - Общие сведения о месторождении - Геолого-физическая характеристика месторождения - Подготовка геолого-промысловой основы для проектирования пробной эксплуатации - Прогноз технологических показателей в период опробования - Программа и объем исследовательских работ по контролю за проведением пробной эксплуатацией - Техника и технология добычи природного газа

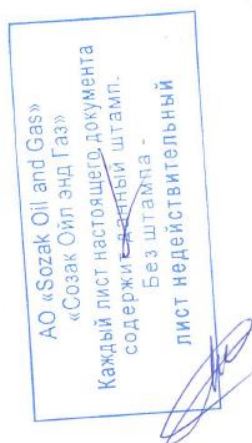
АО «Sozak Oil and Gas»
 «Созак Ойл энд Газ»
 Каждый лист настоящего документа
 содержит данный штамп.
 Без штампа -
 лист недействительный

	7. Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин 8. Мероприятия по доразведке 9. Мероприятия по охране недр 10. Капитальные вложения 11. Мероприятия по ликвидации последствий разведки с расчетом суммы обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий пробной эксплуатации 12. Экологическая часть проекта – Отчет о возможном воздействии (ОВОС)
Текстовые приложения	1. Заключение метрологической экспертизы. 2. Протокол Заседания научно-технического совета исполнителя. 3. Протокол совместного заседания научно-технического совета Заказчика и Автора. 4. Сведения о рассылке отчета. 5. Копия лицензии на право проектирования горных производств.
Графические приложения	Все необходимые графические приложения в соответствии с действующим законодательством РК. 1. Структурные карты по кровле коллекторов продуктивных горизонтов 2. Геологические разрезы 3. Карты эффективных газонасыщенных толщин 4. Карта проектных и пробуренных скважин
Требования по ликвидации последствий недропользования при проектировании	В соответствии с п.7 ст.126 Кодекса «Ликвидация последствий недропользования по углеводородам», в случае утверждения дополнения к проекту разведочных работ, предусматривающего увеличение стоимости работ по ликвидации последствий разведки, либо проекта пробной эксплуатации, соответствующая дополнительная сумма должна быть внесена до начала проведения работ, предусмотренных таким проектным документом.
Требования по оценке воздействия на окружающую среду при проектировании	1. Проведение экологической оценки воздействия на ОС и экологической экспертизы намечаемой деятельности в соответствии с главой 7 и 8 Экологического Кодекса РК. 2. Организация и проведение общественных слушаний по проекту в соответствии со ст.73 Экологического Кодекса РК и Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний» 3. Получение положительного заключения государственной экологической экспертизы к отчету о возможном воздействии.
Согласование и утверждение проекта	- Согласовать «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Аса» на совместном ГТС и получить утверждение Заказчика. - Дополнение к проекту ПЭ и ОВОС представить в составе и объеме достаточном для прохождения государственной экологической экспертизы (при необходимости другие), в соответствии с требованиями законодательства РК. - Совместное обращение для рассмотрения проекта независимыми экспертами ЦКРР РК, корректировка проекта и устранение замечаний. - Совместное обращение для рассмотрения проекта на повестке дня заседания ЦКРР РК, проведение успешной защиты проекта и утверждение проектных показателей. - Получение положительного заключения Государственной экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки (Протокол ЦКРР РК)
Результаты работ	После получения положительного заключения, передать геологической службе Заказчика по акту приема-передачи работ 3 экземпляра отчета со всеми графическими приложениями на бумажных носителях (2 экз. в жестком переплете, 1 экз. в папке-регистре) и 2 экземпляра отчета в электронном виде (на компакт диске).
Требования к ИИР	Проект должен быть выполнен в соответствии с действующим законодательством РК.
Сроки оказания услуг	Подрядчик обязан предоставить согласованный с Заказчиком календарный график выполнения работ

«Kazakhstan Oil and Gas»
«Сазақ Ойл әнді газ»
Каждый лист настоящего документа
содержит данные штампа.
Лист № _____

Требования к потенциальному подрядчику	- В соответствии с Договором на предоставление услуг срок завершения работ, включая защиту на заседании ЦКРР РК, до 31.12.2026 года Проектная организация должна обладать следующими разрешительными документами в области проектирования: - Действующей лицензией на работы и услуги в области углеводородов I категории с подвидом деятельности - Составление базовых проектных документов для месторождений углеводородов и анализ разработки месторождений углеводородов. - Лицензия на выполнение работ и оказания услуг в области охраны окружающей среды I категории - Природоохранное проектирование, нормирование для объектов I категории. Наличие лицензии на право предоставления данного вида услуг (в составлении проектов пробной эксплуатации) и опыт работы организации (компании) на рынке предоставляемых услуг; Все услуги по планированию и распределению объемов работ, расчетам в области воздействия на окружающую среду, по моделированию структурно-тектонической, геологической, петрофизической, гидродинамической, флюидальной моделей проводить в соответствующих программных продуктах при наличии права его использования Наличие ключевых высококвалифицированных специалистов, подтверждаемых соответствующими документами (трудовая книжка, дипломы, сертификаты). Наличие программного продукта «Эра» Версия 3.0 на праве собственности Материально-техническое обеспечение: наличие собственного инженерно-аналитического центра на территории РК с соответствующим качеством; Требования по местному содержанию не менее 100%. Потенциальный поставщик в течение 1 дня с момента заключения договора должен предоставить информацию о доле казахстанского содержания в закупаемых товарах, работах или услугах. Процент казахстанского содержания рассчитывается согласно действующей «Единой методики расчёта организациями местного (казахстанского) содержания».
--	---

Заказчик: АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» Должность:  Лео Вэй Генеральный директор	Подрядчик/Исполнитель: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» А.М.  Джамикешов Генеральный директор
---	--



РЕФЕРАТ

Автор: Баймуратова А.Е.

Проектная организация: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», г.Атырау, улица Смагулова 4а, 4 эт. Государственная лицензия №18020929 от 19.11.2018 г.

Недропользователь: АО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ», г. Кызылорда, ул. Желтоксан 12, БЦ «Бастау», 8 этаж, 120014, Кызылординская область Республики Казахстан. Контракт №2433 от 27 июля 2007 года на разведку и добычу углеводородов в пределах блоков: XXX-42, 43, 44, 45-А, В (частично), D, E (частично), XXXI-42, 43, 44 - А, В, С, D (частично), E (частично), F, 45-А, В (частично), D, E (частично), XXXII-42, 43, 44, 45-А, В (частично), D, E (частично), XXXIII-42А, В, С, D (частично), E (частично), F (частично), 43-А, В, С, D (частично), E (частично), F (частично), 44А, В, С, D (частично), E (частично), F (частично), 45А, В (частично), D (частично), E (частично), расположенных в Кызылординской и Туркестанской областях Республики Казахстан.

«Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Аса» состоит из:

Книга – Текст отчета содержит 108 страниц, включая 29 таблиц, 6 рисунков и 1 приложение.

Папка – 17 графических приложений, на 17 листах, не секретно – 17.

Цель работы – составление «Дополнения к проекту пробной эксплуатации месторождения Аса» с целью доразведки месторождения и обоснования подсчетных параметров для подсчета запасов.

В отчете приведены данные о геологическом строении месторождения, результаты геолого-промысловых и лабораторных исследований, испытания и опробования скважин.

На основании имеющейся информации о геологическом строении месторождения, данных о фильтрационно-ёмкостных свойствах продуктивных пластов-коллекторов и насыщающих их флюидов обоснованы объекты пробной эксплуатации, сроки, фонд скважин и мероприятия по доразведке месторождения.

Рекомендован комплекс геолого-промысловых исследований на период пробной эксплуатации. Рассмотрены вопросы охраны недр и окружающей среды.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАЛЕЖЬ, ГОРИЗОНТ, ОБЪЕКТ, ГАЗ, ВОДА, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАПАСЫ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ, ОЦЕНОЧНАЯ СКВАЖИНА, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ТЕМПЕРАТУРА, ДЕПРЕССИЯ, ДЕБИТ, ДОБЫЧА, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ.

Область применения – месторождение Аса, контрактная территория АО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ».

ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ	6
ВВЕДЕНИЕ	13
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	18
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	20
2.1.1 Тектоника	23
2.1.2 Газоносность.....	24
2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородность	30
2.3 Физико-химические свойства газа	38
2.4 Свойства воды	41
2.5 Физико-гидродинамические характеристики	43
2.6 Запасы газа	44
3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	51
3.1 Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации.....	51
3.2 Обоснование пространственных границ залежей горизонтов для проведения пробной эксплуатации	52
3.3 Результаты опробования и газодинамических исследований скважин	54
3.3.1 Опробование пластов в процессе бурения.....	55
3.3.2 Газодинамические исследования скважин	58
3.4 Характеристика структуры пробуренного фонда скважин.....	61
3.5 Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам	64
3.6 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей и выбор расчетного варианта пробной эксплуатации.....	65
4. ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	69
5. ПРОГРАММА И ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ.....	70
5.1 Цели и направления исследовательских работ	70
5.2 Программа испытаний и контроля за пробной эксплуатацией.....	74
6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА	79
6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования	79
6.1.1 Технологические условия эксплуатации скважин	79
6.1.2 Обоснование устьевых и забойных давлений, выбор режимов эксплуатации скважин. Обоснование выбора подъёмного лифта.....	79
6.1.3 Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования	82
6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	84
6.2.1 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	84
6.2.2 Защитные мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией в системах добычи, сбора, транспорта и подготовки продукции	84
6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и подготовки продукции скважин	84
6.4 Программа утилизации газа	85
7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	86
7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	86
7.2 Требования к методом вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.....	89
7.2.1 Характеристика промывочных жидкостей.....	89
7.2.2 Выбор и обоснование типа перфорационной жидкости.....	90
8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	92
9. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	94
10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	97
10.1 Экономические показатели	97
10.2 Показатели эффективности реализации проекта.....	100
11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ И РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	101
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	106
ПРИЛОЖЕНИЯ	107

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1.1 – Геолого-геофизическая характеристика залежей	29
Таблица 2.2.1 – Характеристика толщин залежи	30
Таблица 2.2.2 – Характеристика коллекторских свойств и газонасыщенности по горизонтам	33
Таблица 2.2.3 – Статистические ряды распределений проницаемости продуктивных горизонтов	37
Таблица 2.3.1 – Состав и свойства газа, отобранного с устья скважин	40
Таблица 2.4.1 – Химический анализ пластовых вод	42
Таблица 2.6.1 – Месторождение Аса. Подсчет запасов газа по состоянию на 01.03.2020 г.	45
Таблица 2.6.2 – Месторождение Аса. Подсчет запасов этана, пропана, бутанов в газе по состоянию на 01.03.2020 г.	47
Таблица 3.2.1 – Координаты угловых точек участка проведения пробной эксплуатации	53
Таблица 3.3.1.1 – Распределение объектов испытания пластов в процессе бурения	55
Таблица 3.3.1.2 – Результаты опробования трубным испытателем пластов	55
Таблица 3.3.1.3 – Результаты опробования скважин	57
Таблица 3.3.2.1 – Результаты газодинамических исследований	60
Таблица 3.4.1 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2025 г.	61
Таблица 3.4.3 – Техническое состояние скважин	63
Таблица 3.5.1 – Исходные геолого-физические характеристики объектов пробной эксплуатации месторождения Аса	65
Таблица 3.6.1 – Параметры расчета Рпл, Руст	67
Таблица 6.1.1 – Комплекс исследовательских работ на период пробной эксплуатации	72
Таблица 6.1.2 – Программа геолого-промысловых и лабораторно-исследовательских работ по доразведке месторождения Аса	73
Таблица 6.1.3 – Сводная таблица объемов работ в период пробной эксплуатации месторождения Аса	73
Таблица 7.1.2 – Компонировка колонны насосно-компрессорных труб	81
Таблица 7.1.1 – Фонд скважин месторождения Аса	86
Таблица 7.1.3 – Рекомендуемая конструкция для скважины №3	86
Таблица 8.1.2 – Фактическая конструкция скважин пробуренных на месторождении Аса	87
Таблица 9.1 – Запасы свободного газа	92
Таблица 9.2 – Интервалы опробования и испытания скважин в эксплуатационной колонне	93
Таблица 10.1.1 – Капитальные затраты, тыс.тенге	99
Таблица 10.2.1 – Расчет налогооблагаемого дохода, тыс.тенге	100
Таблица 10.2.2 – Расчет дохода от реализации продукции и бюджетной эффективности, тыс.тенге ...	100

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ.....	19
Рисунок 2.1.1 – Схема тектонического районирования.....	23
Рисунок 2.5.1 – Связь проницаемости с пористостью	43
Рисунок 3.2.1 – Участок проведения пробной эксплуатации.....	54
Рисунок 3.3.2.1 – Индикаторная кривая по скважине 1	59
Рисунок 7.1.1 – Зависимость скорости потока от дебита газа ($P_{заб} = 19,6$ МПа).....	81

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1	108
---------------------------	------------

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Название приложения	Номер прило- жения	Номер листа прило- жения	Масштаб прило- жения	Степень секретности приложения
1	2	3	4	5	6
1	Месторождение Аса. Структурная карта по отражающему горизонту Pz (кровля фундамента)	1		1:50 000	несекретно
2	Месторождение Аса. Структурная карта по отражающему горизонту C _{1v3} (кровля верхневизейского яруса)	2	1	1:50 000	несекретно
3	Месторождение Аса. Структурная карта по отражающему горизонту C _{1sr} (кровля серпуховского яруса)	3	1	1:50 000	несекретно
4	Месторождение Аса. Геолого-литологический профиль по линии скважин 1, 2, 1005	4	1	гор. 1:25 000 верт. 1:1000	несекретно
5	Месторождение Аса. Горизонт C _{1sr} -1 а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	5	1	1:25 000	несекретно
6	Месторождение Аса. Горизонт C _{1sr} -2 а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	6	1	1:25 000	несекретно
7	Месторождение Аса. Горизонт C _{1v3} -1 а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	7	1	1:25 000	несекретно
8	Месторождение Аса. Горизонт C _{1v3} -2 а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	8	1	1:25 000	несекретно
9	Месторождение Аса. Горизонт C _{1v3} -3 а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	9	1	1:25 000	несекретно
10	Месторождение Аса. Горизонт C _{1v2} -1 а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	10	1	1:25 000	несекретно

1	2	3	4	5	6
11	Месторождение Аса. Горизонт C ₁ v ₂ -2 а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	11	1	1:25 000	несекретно
12	Месторождение Аса. Горизонт C ₁ v ₁ -1 а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	12	1	1:25 000	несекретно
13	Месторождение Аса. Горизонт C ₁ v ₁ -2 а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	13	1	1:25 000	несекретно
14	Месторождение Аса. Горизонт Pz-1 а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	14	1	1:25 000	несекретно
15	Месторождение Аса. Горизонт Pz-2 а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	15	1	1:25 000	несекретно
16	Месторождение Аса. Горизонт Pz-3 а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных газонасыщенных	16	1	1:25 000	несекретно
17	а) Карта проектных и пробуренных скважин б) Карта проектных и пробуренных скважин PZ-2 в) Карта проектных и пробуренных скважин PZ-3	17	1	1:25 000	несекретно

Всего: 17 графических приложений на 17 листах, несекретно - 17

ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем является АО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ», которому в соответствии с Контрактом №2433 от 27 июля 2007 года было предоставлено право на проведение разведки и добычи углеводородов в пределах блоков: XXX-42, 43, 44, 45-А, В (частично), D, E (частично), XXXI-42, 43, 44 - А, В, С, D (частично), E (частично), F, 45-А, В (частично), D, E (частично), XXXII-42, 43, 44, 45-А, В (частично), D, E (частично), XXXIII-42А, В, С, D (частично), E (частично), F (частично), 43-А, В, С, D (частично), E (частично), F (частично), 44А, В, С, D (частично), E (частично), F (частично), 45А, В (частично), D (частично), E (частично), расположенных в Кызылординской и Туркестанской областях Республики Казахстан.

В соответствии с Дополнением №18 к Контракту №2433 от 13 сентября 2021 года (№4964-УВС-МЭ от 13.09.2021 г.) срок действия Контракта продлен на период действия обстоятельств непреодолимой силы сроком на 9 месяцев и 15 календарных дней, начиная с 31 декабря 2022 г. по 15 октября 2023 г.

Предыдущим недропользователем контрактной территории являлся ТОО «Marsel Petroleum», созданное 16 июля 2001 года.

Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстана согласно Контракту №2433 от 27 июля 2007 года ТОО «Marsel Petroleum» дано право недропользования рассматриваемой контрактной территории.

23 октября 2014 года ТОО «Marsel Petroleum» переименовано в ТОО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ».

6 сентября 2019 года ТОО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» преобразовано в АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ», проводящие операции по недропользованию на основе Дополнения №20 к Контракту №2433 со сроком действия до 15 октября 2026 года.

Сейсмическое изучение территории проводилось в период 1956-1996 гг. В период 1956-1975 гг. сейсмические исследования проводились методом отраженных волн (МОВ), начиная с 1975 года методом общей глубинной точки (МОГТ). Сейсморазведочные работы МОГТ были проведены партиями Илийской и Турланской экспедиций. В результате проведенных работ были составлены структурные карты по отражающим горизонтам IIб (кровля карбонатов нижнего карбона), III (подошва карбонатов нижнего карбона), и IV (кровля верхнего девона). Также были построены структурные карты по внутренним пермским отражающим горизонтам IIa – подошве соленосной толщи, и II – ее кровле.

В пределах Контрактной территории в период с 1965 – 1974 годы было выявлено 35 локальных структур, подготовленных к бурению. В результате поисковых работ на площади было выявлено два месторождения Орталык, Придорожное, а 33 локальные структуры требовали доизучения, в том числе и структура **Аса**. Всего было пробурено 38 скважин, опробование выполнено в 26 скважинах, в 12 объектах притока получено не было, в 4 - получен слабый приток пластовой воды, в 5 – приток газа интенсивностью от 3,5 до 200 тыс. м³, в 5 объектах - слабый приток газа. С распадом СССР работы на площади были приостановлены, и только в начале 2000-х годов работы возобновились.

В 2007 году Компанией ТОО "Мунайгазгеолсервис" выполнен и согласован МТД "Южказнедра" "Проект поисков, разведки залежей нефти и газа, освоения ранее пробуренных скважин в Кокпансорском прогибе на контрактной территории ТОО "Марсель Петролеум".

Согласно этому проекту в 2008 году на контрактной территории проведены сейсморазведочные работы 2Д в объеме 451 пог. км.

В 2008 году выполнено «Дополнение к проекту поисков, разведки и оценки залежей нефти и газа в Кокпансорской впадине».

В 2009 году было выполнено «Дополнение №2 к проекту поисков, разведки залежей нефти и газа, освоения ранее пробуренных скважин в Кокпансорской впадине на контрактной территории ТОО «Марсель Петролеум», в котором были перенесены объемы работ предыдущего «Дополнения к проекту поисковых работ».

В 2011 году выполнен «Проект поисковых работ на структуре Иркудук на контрактной территории ТОО «Марсель Петролеум», разработанный ТОО «Мунайгазгеолсервис».

В 2011 году согласно «Дополнению №2 к проекту поисков, разведки залежей нефти и газа...» ТОО «Марсель Петролеум» на структуре **Аса** была пробурена независимая скважина 1, при испытании в открытом стволе, в интервале 2527-2579,5 м были получены притоки газа дебитом 215 тыс.м³/сут (PZ).

В 2012 году, компанией ТОО «НПЦ ТуранГео» составлен «Проект поисковых работ на структурах Аса, Бугуджильская и Тамгалинская...». Проектом предусматривались сейсморазведочные работы 2Д в объеме 1063 пог.км, бурение и опробование 5 скважин:

-на структуре Аса одна зависимая скважина 2 проектной глубиной 2880 (±250) м.

-на структуре Бугуджильская одна независимая скважина Буг-1, проектной глубиной 2035 (±250) м. и зависимая скважина Буг-2, проектной глубиной 2150 (±250) м

-на структуре Тамгалинская одна независимая скважина Тамг-1, глубиной 2915 (± 250) м. и одна зависимая скважина Тамг-2, глубиной 2925 (± 250) м.

В 2014 году согласно проекту, на структуре Аса пробурили зависимую скважину 2 с фактическим забоем 2760 м, и при опробовании интервалов 2311-2338 м, 2362-2372 м, 2380-2398 м (C_{1V3}) были получены слабые притоки газа.

В 2014 году выполнена переинтерпретация сейсмических данных МОГТ 2Д/3Д с учетом данных бурения.

В 2015 году ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» выполнен «Проект поисковых работ на нефть и газ на Контрактной территории ТОО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ» и рассмотрен на заседании ЦКРР РК. Проектом предусматривалось бурение 27 проектных вертикальных скважин, из них 12 независимых (SK-1002, SK-1003, SK-1004, SK-1005, SK-1006, SK-1008, SK-1011, SK-1012, SK-1017, SK-1018, SK-1022, SK-1024), 15 зависимых (SK-1001, SK-1007, SK-1009, SK-1010, SK-1013, SK-1014, SK-1015, SK-1016, SK-1019, SK-1020, SK-1021, SK-1023, SK-1025, SK-1026, SK-1027) и 3 горизонтальных скважин (SK-5001Н, SK-5002Н, SK-5003Н) с проектными глубинами от 1645 до 4650 м и проектным горизонтом – девон, а также отработка дополнительной сети профилей МОГТ 2Д в объеме 1000 пог. км, сейсморазведка МОГТ 3Д в объеме 800 кв.км.

Согласно «Проекту поисковых работ ...» проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в объеме 820 пог.км и МОГТ 3Д - 914 кв.км.

В связи с изменением объема работ в конце 2015 года было составлено «Дополнение №1 к Проекту поисковых работ на нефть и газ на Контрактной территории ТОО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ». Согласно которому предусматривалось бурение 5 проектных вертикальных скважин (SK-1002, SK-1012, SK-1006, SK-1017, SK-1018) и 2 горизонтальных (SK-5001Н, SK-5002Н) проектными глубинами от 1645 до 4436 м.

В 2016 году выполнено «Дополнение №2 к Проекту поисковых работ на контрактной территории ТОО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ», где использованы материалы обработки и переинтерпретации сейсмических исследований МОГТ 2Д/3Д, выполненные в 2015-2016 гг. и данные бурения поисковых скважин. В проекте предусматривалось бурение 4 независимых поисковых скважин (SK-1012, SK-1017, SK-1002, SK-1018) с проектными глубинами от 2000 до 3040 м. (Письмо МинЭнерг. РК №10-03-03-6556/и от 22.12.2016 г)

В 2017 году утвержден «Проект оценочных работ на контрактной территории ТОО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ». В конце 2017 года было составлено «Дополнение №1 к Проекту оценочных работ».

В 2018 году ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» составлен «Проект разведочных работ по оценке залежей углеводородов». Согласно проекту предусматривались полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в объеме 900 пог.км и бурение 8 проектных оценочных скважин проектными глубинами от 2160 м до 3380 м и проектным горизонтом - девон в период с 2018 по 2020 годы.

В 2019 году ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» совместно с BGP Geophysical Service (Kazakhstan) выполнена переинтерпретация МОГТ 2Д/3Д сейсмических данных с целью детального уточнения структурных планов газоносных структур: Придорожное Южное, Орталык, Аса, Тамгалтар, Оппак, Западный Оппак и Кендырлык и др.

В результате переинтерпретации сейсмических материалов уточнено геологическое строение структуры Аса, построены структурные карты по трем отражающим горизонтам.

В 2019 году с учетом результатов переинтерпретации составлено «Дополнение к проекту разведочных работ по оценке залежей углеводородов согласно Контракту №2433 от 27 июля 2007 г.». В проекте предусматривается полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в объеме 810 пог.км, а также бурение 10 проектных оценочных скважин в пределах Контрактной территории АО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ». Согласно этому проекту в 2019 году выдано разрешение на продление периода разведки для оценки сроком до 31 декабря 2022 года.

В 2020 году ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» выполнен «Оперативный подсчет запасов углеводородов месторождения Аса Туркестанской области Республики Казахстан» (по состоянию изученности на 01.03.2020 г.) и утвержден в ГКЗ РК (протокол ГКЗ РК №2246-20-П от 08.12.2020 г.).

В целом по месторождению геологические и извлекаемые запасы свободного газа составили:

- C_1 – 894 млн.м³ геологические, в том числе извлекаемые – 593,6 млн.м³;
- C_2 – 8910 млн.м³ геологические, в том числе извлекаемые – 4437,3 млн.м³.

В 2022 году составлено «Дополнение №2 к проекту разведочных работ по оценке залежей углеводородов согласно Контракту №2433 от 27 июля 2007 г» (Протокол №34/12 от 24.11.2022 г.). В проекте предусматривается полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в объеме 810 пог.км, а также бурение 9 проектных оценочных скважин в пределах Контрактной территории АО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ». Согласно проекту пробурены 9 оценочных скважин, в том числе оценочная скважина SK-1005, которая проектировалась на структуре Аса.

Настоящий «Проект пробной эксплуатации месторождения Аса» составлен по договору №056-2022 от 07.12.2022 г. между ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» и

АО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ» согласно «Методическим рекомендациям по составлению проектов пробной эксплуатации газовых и газоконденсатных залежей» [3] с учетом требований «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [2] и экологического кодекса [10]. В работе использованы фактические материалы, предоставленные геологической службой АО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ».

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Месторождение Аса в административном отношении расположено в Созакском районе Туркестанской области Республики Казахстан. Районный центр п. Чулак-Курган находится в 335 км на восток от площади работ. Ближайшая железнодорожная станция Чиили расположена в 240 км на юго-запад от участка работ. Грейдерная дорога соединяет п. Кызимшек с п. Чиили. Расстояние до областного центра г. Туркестан 150 км (рисунок 1.1).

Гидросеть представлена р.Сарысу находящейся в западной части контрактной территории и р.Шу в Южно-Казахстанской области. Другие поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются редкие колодцы, с минерализацией до 4 г/л.

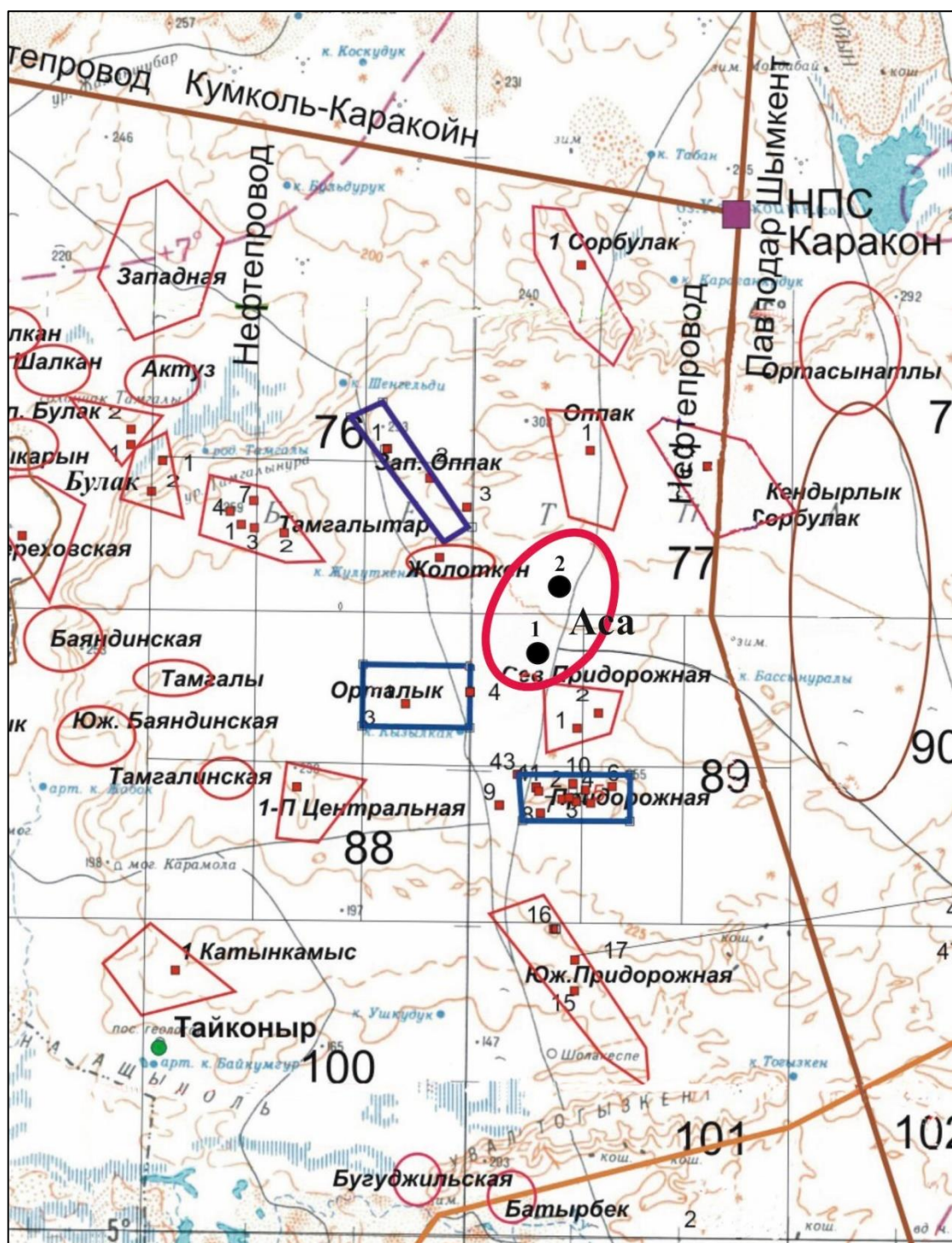
Климат района резко-континентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков не менее 150 мм, основное их количество выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем -15°C (до -40°C), летом $+27^{\circ}\text{C}$ (до $+45^{\circ}\text{C}$).

Район относится к степной и полупустынной зонам с типичными для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветры: летом – западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные.

Дорожная сеть представлена грунтовыми дорогами. Они труднопроходимы в зимний период из-за снежных заносов и в период весенней распутицы.

250 км южнее месторождения Аса проходит Магистральный газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент» («ББШ»).

Источники энергоснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения.



2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

В геологическом строении месторождений Кокпансорского прогиба, в том числе и месторождения Аса, участвует комплекс сложнодислоцированных и метаморфизованных образований допалеозоя, нижнего палеозоя и полого лежащих отложений среднего-верхнего палеозоя и мезозой-кайнозоя, разделяющихся на три структурных этажа.

Нижний – отложения нижнего палеозоя и допалеозоя, по условиям образования относятся к фундаменту. Фундамент гетерогенный по составу и возрасту формирующих пород.

Средний структурный этаж или промежуточный включает в себя отложения от визея до верхней перми включительно.

Верхний структурный этаж представлен отложениями мезо-кайнозоя и представляет платформенный чехол.

Нижний палеозой PZ₁

Отложения допалеозоя и нижнего палеозоя, вскрыты на площадях Западный Оппак, Оппак-Тамгалинская-Жолоткен, Придорожная, Тереховская, Жолоткен – Аса, Сорбулак, Кендырлык и другие на глубинах 2300-3900 м.

Кровля нижнего палеозоя вскрыта в скважине 1 на глубине 2386 м, в скважине 2 на глубине 2665 м.

Отложения представлены гравелитами коричневато-серыми, зеленовато-серыми, полимиктовыми, грубообломочными, плотными среднекрепкими, крепкими. В разрезе присутствуют алевролиты коричневато-зеленовато-серые, тонкозернистые, частично грубозернистые, плотные средне- крепкие. Вскрытая толщина в скважине 1 - 284 м, в скважине 2-101 м.

В палеозое установлены продуктивные горизонты PZ-1, PZ-2, PZ-3.

Девонская система D

Девонские отложения в пределах рассматриваемого месторождения не развиты.

Каменноугольная система C

Нижний отдел (C₁)

Отложения представлены турнейским, визейским и серпуховским ярусами.

Турнейский ярус C_{1t}

Представлен темно-серыми до черных известняков, местами органогенными, с трещинами, залеченными ангидритом, с прослоями аргиллитов серых до черных, известковистых, ангидритизированных.

В скважине 2 толщина яруса составляет 26 м, а в скважине 1 данные отложения не развиты.

Визейский ярус C_1v

Визейский ярус представлен тремя отделами: нижним, средним, верхним.

Литологический разрез однороден, сложен крепкими известняками от темно-серого до черного цветов, местами трещиноватыми, трещины заполнены ангидритами или аргиллитами. Имеются редкие включения органики (одиночные кораллы).

Нижний отдел развит только в скважине 2, толщина 66 м. В нижнем отделе визейского яруса установлены продуктивные горизонты C_1v_1-1 , C_1v_1-2 .

Вскрытая толщина *среднего отдела* визейского яруса составляет 66 м в скважине 1, в скважине 2-124м. В разрезе среднего отдела установлены продуктивные горизонты C_1v_2-1 , C_1v_2-2 .

Вскрытая толщина *верхнего отдела* визейского яруса в скважине 1 составляет 112 м, в скважине 2-134м. В верхнем отделе установлены продуктивные горизонты C_1v_3-1 , C_1v_3-2 , C_1v_3-3 .

Серпуховский ярус C_1sr

Разрез сложен переслаиванием ангидритов, аргиллитов и известняков. Ангидриты белые, серые, дымчатые, сахаровидные с прослойками аргиллитов. Аргиллиты темно-серые, черные, плотные, оскольчатые. Известняки серые, темно-серые, почти черные, крепкие, плотные, местами трещиноватые, наблюдается обилие морской органики.

Толщина серпуховского яруса в скважине 1 составляет 162 м, в скважине 2-168 м.

В серпуховских отложениях установлены продуктивные горизонты C_1sr-1 и C_1sr-2 .

Средний отдел (C_2)

Отложения представлены таскудукским и джезказганским ярусами.

Таскудукский ярус C_2ts

Представлен известняками серыми, темно-серыми, органогенными, плотными, с прослойками черного известковистого аргиллита. В известняках встречаются отпечатки морской фауны.

Толщина яруса изменяется от 91 м (скважина 1) до 102 м (скважина 2).

Джезказганский ярус C_2+3dg

Нерасчлененные отложения средне-верхне-каменноугольного возраста представлены красноцветной толщей пород: переслаиванием алевролитов, аргиллитов и песчаников, толщина меняется от 685 м (скв.1) до 780 м (скв.2), отмечается повсеместное распространение ангидритов в виде желваков.

Пермская система (P)

Нижнепермские отложения расчленены на три толщи: подсоленосную, соленосную и верхнюю надсоленосную.

Подсоленосная толща (P1nc) по своему литологическому составу аналогична средне-верхнекаменноугольным отложениям.

Соленосная толща (P1c) литологически сложена переслаиванием пластов каменной соли крупнокристаллической, прозрачно-белой, розовой и серой с различными оттенками, с красноцветными известковистыми алевролитами, аргиллитами и песчаниками, содержащими включения и прослойки гипса и ангидрита.

Надсоленосная толща (P1c) литологически сложена переслаиванием песков, гравелитов и глин. Пески светло-серые, серые, кварцевые, тонко – мелкозернистые. Гравелиты мелкогалечные, сложены разноокрашенными гальками кварцевого и кремнистого состава. Глины зеленовато – серые, алевроитовые, плотные, пластичные, с песчаной примесью. Толщина пермской системы изменяется от 880 м (скв. 1) до 869 м (скв. 2).

Мезо-кайнозойская система (MZ-KZ)

Меловая система K

Верхний мел K2. Отложения верхнего мела залегают с угловым несогласием на размытой поверхности нижнепермских отложений. Литологически породы представлены песками и песчаниками с прослоями глин и галечников. Пески и песчаники темно-серые, кварцевые, микрозернистые, переслаиваются с песчанистыми глинами серого цвета.

Толщина изменяется от 324 м до 340 м.

Кайнозойская эра (Kz)

Палеогеновая система P

Верхний эоцен- P2_3 и Средний эоцен- P2_2. Отложения палеогена залегают с размывом на породах верхнего мела и представлены эоценом, состоящим из верхнего и среднего ярусов. Литологически сложены переслаиванием пестроцветных глин, песков, в верхней части разреза с включениями галечников.

Толщина изменяется от 50 м до 80 м.

2.1.1 Тектоника

В тектоническом отношении Контрактная территория расположена в пределах Кокпансорского прогиба Шу - Сарысуйской депрессии (рис.2.1.1).

На рассматриваемой территории была установлена газоносность в терригенных отложениях фамена (D_3fm) и карбонатном комплексе пород нижнего карбона, в разрезе визейского (C_{1v}) и серпуховского (C_{1sr}) ярусов.

В 2019 году выполнена переинтерпретация МОГТ 2Д / 3Д сейсмических данных с целью детального уточнения структурных планов локальных газоносных структур: Придорожное Южное, Орталык, Аса, Тамгалтар, Оппак-Западный Оппак и Кендырлык контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas»/«Созак Ойл энд Газ».

В результате переинтерпретации сейсмических материалов уточнено геологическое строение структуры Аса, построены структурные карты по отражающим горизонтам:

- PZ (кровля фундамента);
- C_1V_3 (кровля верхневизейского яруса);
- C_{1sr} (кровля серпуховского яруса).

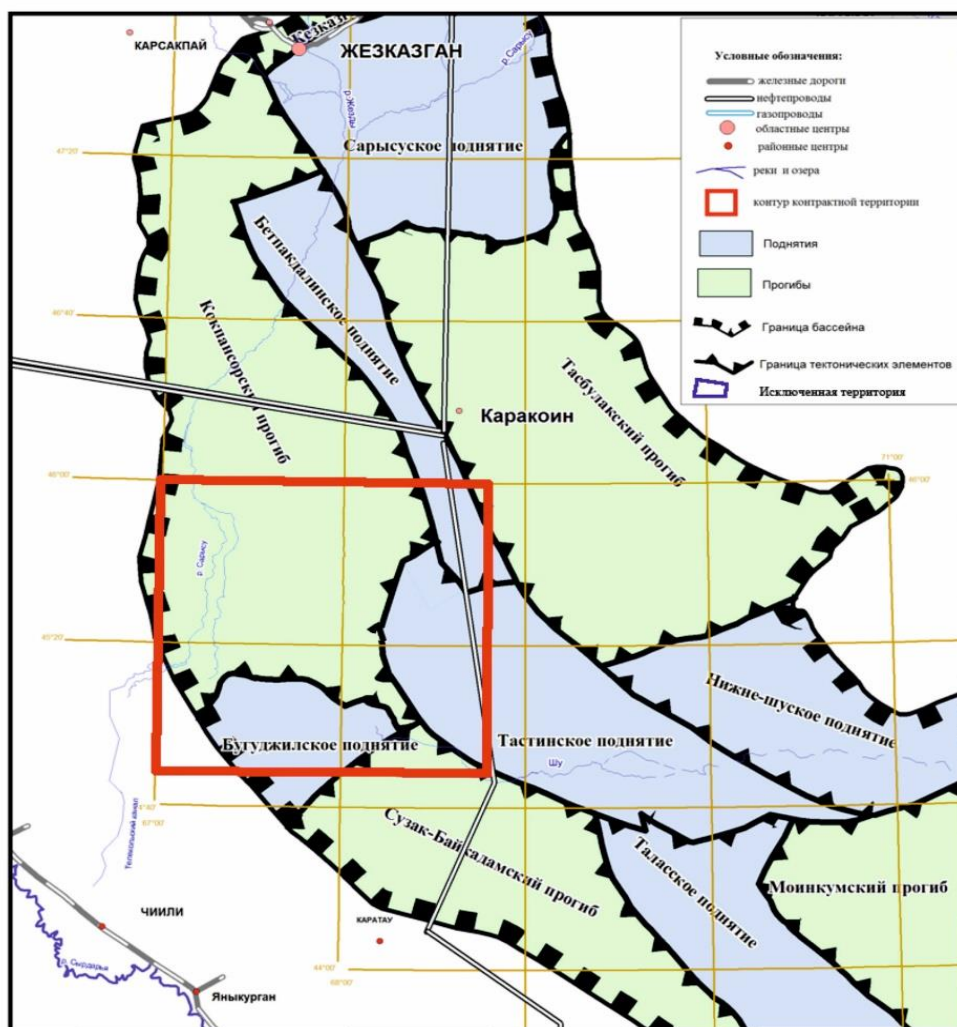


Рисунок 2.1.1 – Схема тектонического районирования

По отражающему горизонту **PZ** (кровля фундамента) структура Аса ориентирована в юго-восточном направлении, по замкнутой изогипсе -2500 м имеет размеры 9,2 x 4,6 км, амплитуда 375 м (граф. приложение 1).

По отражающему горизонту **C_{1v3}** (кровля верхневизейского яруса) структура представляет собой вытянутую в северо-восточном направлении антиклиналь дугообразной формы. Свод располагается в районе скважины 1. По замкнутой изогипсе - 2100 м размеры поднятия составляют 6,1 x 5,1 км, амплитуда - 125м (граф. приложение 2).

Структура Аса развивалась в период верхнего палеозоя, о чем свидетельствует стратиграфическое утончение отложений верхнего девона вплоть до каменноугольного разреза на выступе фундамента. Последующая деформация в пермском периоде явилась результатом образования антиклинальной складчатости каменноугольного и девонского разреза на блоках фундамента, что и послужило формированию структуры Аса.

По отражающему горизонту **C_{1sr}** (кровля серпуховского яруса) структурный план повторяет строение ниже залегающего визейского горизонта. По замкнутой изогипсе - 1900 м размеры поднятия составляют 4,7x4,5км, амплитуда - 130 (граф. приложение 3).

2.1.2 Газоносность

В результате детальной корреляции, в разрезе скважин выделены 12 продуктивных горизонтов: в серпуховских отложениях два (горизонты C_{1sr}-1, C_{1sr}-2), в верхневизейских - три (горизонты C_{1v3}-1, C_{1v3}-2, C_{1v3}-3), в средневизейских - два (горизонты C_{1v2}-1, C_{1v2}-2), в нижневизейских - два (горизонты C_{1v1}-1, C_{1v1}-2) и палеозойских – три (горизонты PZ-1, PZ-2, PZ-3), с которыми связаны одноименные залежи.

На дату отчета на месторождения Аса пробурена 1 новая скважина (1005).

В скважине 1005 пластоиспытателем на трубах исследовано 4 объекта в серпуховских и палеозойских отложениях.

Пластоиспытателем на трубах из интервалов 2039,82-2124 м, 2657,0-2856,0 м, 2036,0-2038,3 м, 2655,7-2657,6 м притоки не получены.

Залежь C_{1sr}-1. В скважине 1 два газонасыщенных пласта с суммарной газонасыщенной толщиной 1,6 м. Пласты-коллекторы продуктивны до абсолютной отметки -1824,9 м.

В скважине 1 при опробовании интервалов 2056-2066 (-1806,7-1816,7) м, 2089-2093 (-1839,7-1843,7) м, 2097-2102 (-1847,7-1852,7) м, 2110-2113 (-1860,7-1863,7) м притока получено не было.

В скважине 2 также выделено 2 газонасыщенных пласта с суммарной газонасыщенной толщиной 25,1 м. Пласты-коллекторы продуктивны до абсолютной отметки -1941,8 м. Эта отметка принята за условный ГВК залежи **C_{1sr-1}** - 1941,8 м.

В скважине 2 при опробовании из интервалов 2164-2169 (-1913,6-1918,6) м, 2171-2182 (-1920,6-1931,6) м, 2185-2195 (-1934,6-1944,6) м получен слабый приток газа дебитом 0,4 тыс.м³/сут. Залежь пластовая, сводовая.

В скважине 1005 при пластоиспытателем на трубах из интервалов 2039,82-2124 (-1799,12 -1883,3) м притока получено не было.

Южнее описанной залежи, в плане выделяется малоамплитудное поднятие, в сводовой части которой пробурена скважина SK-1005. По данным ГИС в новой скважине SK-1005 выделено 3 газонасыщенных пласта с суммарной газонасыщенной толщиной 2,7 м. Подошва нижнего продуктивного пласта установлена на отметке -1877,6 м. ГВК условно принят на отметке **-1878,0 м.**

Залежь C_{1sr-2}. В скважине 1 газонасыщенный коллектор выделен в интервале 2136,0-2137,6 (-1886,8-1888,4) м, а в скважине 2 газонасыщенный коллектор выделен в интервале 2231,9-2236,5 (-1981,5-1986,3) м. Подошва нижнего продуктивного пласта установлена на отметке -1986,3 м. Эта отметка принята за условный ГВК залежи **C_{1sr-2}**-1986,3 м. Залежь пластовая, сводовая.

Залежь C_{1sr-2} также вскрыта в новой скважине SK-1005, где данным ГИС выделено 2 газонасыщенных пласта с суммарной газонасыщенной толщиной 3,0 м. Подошва нижнего продуктивного пласта установлена на отметке -1940,1 м. ГВК условно принят на отметке **-1940,0 м.**

Залежь C_{1v3-1}

По данным ГИС в новой скважине SK-1005 выделено 3 газонасыщенных пласта с суммарной газонасыщенной толщиной 2,1 м. Пласты-коллекторы продуктивны до абсолютной отметки -2049,0 м.

В скважине 1 выделено 4 газонасыщенных пласта суммарной газонасыщенной толщиной 9,5 м. Пласты-коллекторы продуктивны до абсолютной отметки -1983,9 м.

В скважине 2 выделено 2 газонасыщенных пласта с суммарной газонасыщенной толщиной 15,4 м. Подошва нижнего продуктивного пласта установлена на отметке -2093,7 м. ГВК условно принят на отметке -2094,0 м.

В скважине 1005 выделено 1 газонасыщенный пласта с суммарной газонасыщенной толщиной 2,1 м. Пласты-коллекторы продуктивны до абсолютной отметки -2042,4 м.

В скважине 2 при опробовании горизонта $C_1v_3-1+C_1v_3-2$ из интервалов 2311-2318 (-2060,6-2067,6) м, 2321-2326 (-2070,6-2075,6) м, 2330-2338 (-2079,6-2087,6) м, 2362-2366 (-2111,6-2115,6) м, 2368-2372 (-2117,6-2121,6) м, 2380-2386 (-2129,6-2135,6) м, 2388,5-2390,5 (-2138,1-2140,1) м, 2393,5-2398,0 (-2143,1-2148,1) м получены слабые притоки газа дебитами 0,9 до 5,2 тыс.м³/сут. Залежь пластовая, сводовая.

Залежь C_1v_3-2 .

По данным ГИС в новой скважине SK-1005 выделено 4 газонасыщенных пласта с суммарной газонасыщенной толщиной 6,7 м. Пласты-коллекторы продуктивны до абсолютной отметки -2098,3 м.

В скважине 1 выделено 2 газонасыщенных пласта с суммарной газонасыщенной толщиной 12,6 м. Подошва продуктивного пласта установлена на отметке -2030,0 м.

В скважине 2 выделено 3 пласта суммарной газонасыщенной толщиной 12,0 м. Подошва нижнего продуктивного пласта установлена на отметке -2140,1 м. ГВК принят условно на отметке -2140,0 м.

В скважине 2 при опробовании залежей $C_1v_3-1+C_1v_3-2$ из интервалов 2311-2318 (-2060,6-2067,6) м, 2321-2326 (-2070,6-2075,6) м, 2330-2338 (-2079,6-2087,6) м, 2362-2366 (-2111,6-2115,6) м, 2368-2372 (-2117,6-2121,6) м, 2380-2386 (-2129,6-2135,6) м, 2388,5-2390,5 (-2138,1-2140,1) м, 2393,5-2398,0 (-2143,1-2148,1) м получены слабые притоки газа дебитами от 0,9 до 5,2 тыс.м³/сут. Залежь пластовая, сводовая.

Залежь C_1v_3-3 .

По данным ГИС в новой скважине SK-1005 выделено 3 газонасыщенных пласта с суммарной газонасыщенной толщиной 4,9м. Пласты-коллекторы продуктивны до абсолютной отметки -2145,2 м.

В скважине 1 выделены 6 газонасыщенных пластов суммарной газонасыщенной толщиной 14,1 м. Пласты-коллекторы продуктивны до абсолютной отметки -2069,0 м.

В скважине 2 выделены 2 пласта суммарной газонасыщенной толщиной 15,2 м. Пласты-коллекторы продуктивны до абсолютной отметки -2190,2 м. ГВК принят условно на абсолютной отметке -2190,0 м. Залежь пластовая, сводовая.

Залежь C_1v_2-1 .

По данным ГИС в новой скважине SK-1005 выделено 2 газонасыщенных пласта с суммарной газонасыщенной толщиной 9,9м. Пласты-коллекторы продуктивны до абсолютной отметки -2185,5 м.

В скважине 1 газонасыщенный коллектор выделен в интервале 2335,4-2344,1 (-2086,2-2094,9) м, а в скважине 2 - в интервале 2467,6-2480,3 (-2217,2-2229,9) м. Подошва

нижнего продуктивного пласта установлена на отметке -2229,9 м в скважине 2. ГВК принят условно на отметке -2230,0 м. Залежь пластовая, сводовая.

Залежь C_1v_2-2 .

По данным ГИС в новой скважине SK-1005 выделено 3 газонасыщенных пласта с суммарной газонасыщенной толщиной 9,2 м. Пласты-коллекторы продуктивны до абсолютной отметки -2247,1 м.

В скважине 1 выделено 3 коллектора суммарной газонасыщенной толщиной 11,7 м. Пласты-коллекторы продуктивны до абсолютной отметки -2134,2 м.

В скважине 2 выделен 1 газонасыщенный пласт толщиной 16,8 м. Пласты-коллекторы продуктивны до абсолютной отметки -2288,5 м. ГВК принят условно на отметке -2289,0 м. Залежь пластовая, сводовая.

Залежь C_1v_1-1 .

В скважине 1 выделены 3 коллектора в интервалах 2568,4-2571,3 (-2318,0-2320,9) м, 2587,8-2592,5 (-2337,4-2342,1) м, 2597,2-2600,1 (-2346,8-2349,9) м суммарной эффективной толщиной 8,2 м. В скважине 2 эти отложения отсутствуют. УГВК принят на отметке -2350 м по подошве газонасыщенного пласта в скважине 1.

Южнее описанной залежи, в плане выделяется малоамплитудное поднятие, в сводовой части которой пробурена скважина SK-1005. По данным ГИС в новой скважине SK-1005 выделено 6 газонасыщенных пласта с суммарной газонасыщенной толщиной 7,8 м. Подошва нижнего продуктивного пласта установлена на отметке -2314,1 м. ГВК условно принят на отметке **-2314,0 м**. Залежь пластовая, полусводовая, стратиграфически - экранированная.

Залежь C_1v_1-2 . В скважине 1 выделены 2 пласта-коллектора в интервалах 2620,0-2621,7 (-2369,6-2371,3) м, 2627,2-2631,0 (-2376,8-2380,6) м суммарной эффективной толщиной 2,8 м. В скважине 2 эти отложения отсутствуют. УГВК принят на отметке -2380,6 м по подошве продуктивного пласта в скважине 1. Залежь пластовая, полусводовая, стратиграфически - экранированная.

Залежь C_1v_1-2 также вскрыта в новой скважине SK-1005, где данным ГИС выделено 4 газонасыщенных пласта с суммарной газонасыщенной толщиной 3,8 м. Подошва нижнего продуктивного пласта установлена на отметке -2354,0 м. ГВК условно принят на отметке **-2354,0 м**.

Залежь PZ-1. Коллектор выделен только в скважине 1, в скважине 2 коллекторы замещены глинистыми разностями.

В скважине 1 выделен один пласт-коллектор в интервале 2410,1-2419,1 (-2160,9 - 2169,9) м с эффективной толщиной 3,5 м. УГВК принят на отметке -2170 м по подошве продуктивного пласта в скважине 1.

При опробовании залежей горизонтов PZ-1+PZ-2+PZ-3 из интервалов 2410-2420 (-2160,7-2170,7) м, 2453-2460 (-2203,7-2210,7) м, 2462-2470 (-2212,7-2220,7) м, 2540-2546 (-2290,7-2296,7) м получен фонтанный приток газа. Проведены гидродинамические исследования на 4-х режимах с замером КВД и отбором проб газа. В ходе исследования получены дебиты газа на 7 мм штуцере 83 – 95 тыс.м³/сут, на 9мм штуцере - 128-133 тыс.м³/сут, на 11 мм штуцере – 137 – 141 тыс.м³/сут, на 13 мм штуцере - 134-152 тыс.м³/сут, на 25 мм штуцере – 254-403тыс.м³/сут. Пластовое давление составило 24,2 МПа.

В скважине 1005 пластоиспытателем на трубах, где в интервалах 2657,0-2856,0 м, 2036,0-2038,3 м, 2655,7-2657,6 м притоки не получены. Залежь пластовая, сводовая.

Залежь PZ-2. В скважине 1 по комплексу ГИС выделено 6 газонасыщенных пластов суммарной газонасыщенной толщиной 12,8 м. Подошва нижнего продуктивного пласта установлена на отметке -2225,1 м. При совместном опробовании залежей PZ-1+PZ-2+PZ-3 получен фонтанный приток газа.

В скважине 2 по комплексу ГИС выделен 1 газонасыщенный пласт в интервале 2738,1-2743,2 (-2487,7-2492,8) м газонасыщенной толщиной 4,5 м. Подошва продуктивного пласта установлена на отметке -2493,0 м. ГВК принят условно на абсолютной отметке -2493,0м.

В скважине 2 при опробовании залежи PZ-2 из интервала 2734-2741,4 (-2483,6-2491,0) м притока не получено. Залежь пластовая, сводовая.

Залежь PZ-3. В скважине 1 выделены 4 пласта-коллектора в интервалах 2512,0-2515,7 (-2262,8-2266,5) м, 2538,2-2544,7 (-2289,0-2295,5) м, 2563,1-2568,3 (-2313,7-2319,1) м, 2581,2-2595,5 (-2332,0-2346,3) м суммарной эффективной толщиной 23,2 м. УГВК по залежи принят на отметке -2346 м по подошве продуктивного пласта в скважине 1.

При совместном опробовании залежей горизонтов PZ-1+PZ-2+PZ-3 получен фонтанный приток газа.

Залежь пластовая, сводовая.

В таблице 2.1.1 приведена характеристика залежей месторождения Аса.

Таблица 2.1.1 – Геолого-геофизическая характеристика залежей

Параметры	Горизонты						
	C1sr-1	C1sr-2	C1v3-1	C1v3-2	C1v3-3	C1v2-1	C1v2-2
1	2	3	4	5	6	7	8
Средняя глубина залегания, м	2125,3	2186,3	2276,3	2323,4	2362,5	2407,9	2452,3
УГВК, м	2192	2236,5	2344	2390	2441	2480	2524,5
Площадь газоносности, тыс.м ²	16920	10280	12899	14486	15912	7749	16500
Средняя общая толщина коллектора, м	30,1	4,6	22,7	35,3	33,8	12,7	19,3
Средняя газонасыщенная толщина, м	25,1	2,3	15,4	12,0	15,2	9,5	16,3
Пористость, доли ед.	0,08	0,08	0,07	0,08	0,09	0,07	0,08
Средняя газонасыщенность, доли ед.	0,68	0,76	0,68	0,66	0,63	0,61	0,62
Проницаемость по керну, *10 ⁻³ мкм ²	-	-	0.289	0,191	-	-	-
Проницаемость по ГДИС, *10 ⁻³ мкм ²	-	-	-	-	-	-	-
Средний коэффициент продуктивности по газу, м ³ /сут×МПа	-	-	-	-	-	-	-
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,365	0,675	0,436	0,414	0,514	0,593	0,525
Коэффициент расчленённости, доли ед.	2,3	1,3	3,0	3,0	4,0	1,3	2,3
Пластовая температура, °С	62,4	-	69,3	69,3	-	-	-
Пластовое давление, МПа	20,4	-	23,6	23,6	-	-	-
Вязкость газа при р _н и Т _н (р _{ат} и Т _н), мПа*с							
Плотность газа при 20 °С и 760 мм рт. ст., кг/м ³	-	-	-	-	-	0,7087	0,7087
Давление начала конденсации, МПа							
Содержание стабильного конденсата, г/м ³							
Псевдокритические параметры газа: Рпкр (Рпр)	-	46,65	-	-	-	46,48	-
Тпкр (Тпр)	-	190,18	-	-	-	190,89	-
Коэффициент сжимаемости при р _н , 1/Па	-	-	-	-	-	-	-
Коэффициент сжимаемости воды, 1/Па	-	-	-	-	-	-	-
Коэффициент сжимаемости пор	-	-	-	-	-	-	-
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	-	-	-	-	-	-	-
Плотность воды в пластовых условиях, г/дм ³ **	-	-	-	-	-	1,188-1,191	-
Начальные геологические запасы газа, млн. м ³	-	-	-	-	-	-	-
в том числе: по категории C ₁ /C ₂	-/1009	-/144	-/934	-/1195	-/1520	-/389	-/2000
Коэффициент извлечения газа, доли ед.	-/0,498	-/0,498	-/0,498	-/0,498	-/0,498	-/0,498	-/0,498
Начальные извлекаемые запасы газа, млн. м ³							
в том числе: по категории C ₁ /C ₂	-/502,5	-/71,8	-/465,1	-/595,2	-/756,9	-/193,7	-/1300

**Значения взяты по аналогии с м. Придорожное Южное

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородность

На месторождении Аса установлены 12 продуктивных горизонтов: в серпуховских (горизонты C_{1sr-1} , C_{1sr-2}), в верхневизейских (горизонты C_{1v3-1} , C_{1v3-2} , C_{1v3-3}), в средневизейских (горизонты C_{1v2-1} , C_{1v2-2}), в нижневизейских (горизонты C_{1v1-1} , C_{1v1-2}) и палеозойских (горизонты $PZ-1$, $PZ-2$, $PZ-3$), к которым приурочены одноименные залежи.

В таблице 2.2.1 приведены средние значения общих, эффективных и газонасыщенных толщин по залежам. Необходимо отметить, что по залежам $PZ-1$, $PZ-3$ значения толщин приведены по одной скважине.

Таблица 2.2.1 – Характеристика толщин залежи

Толщина	Наименование	Зоны насыщения		По горизонту в целом
		ЧГЗ	ГВЗ	
1	2	3	4	5
Залежь C_{1sr-1}				
Общая	Средняя, м	20,9		20,9
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,098		0,098
	Интервал изменения, м	15,6-30,1		15,6-30,1
Газонасыщенная	Средняя, м	9,8		9,8
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,775		0,775
	Интервал изменения, м	1,6-25,1		1,6-25,1
Эффективная	Средняя, м	9,8		9,8
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,775		0,775
	Интервал изменения, м	1,6-25,1		1,6-25,1
Залежь C_{1sr-2}				
Общая	Средняя, м	4,0		4,0
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,191		0,191
	Интервал изменения, м	1,6-5,7		1,6-5,7
Газонасыщенная	Средняя, м	2,3		2,3
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,062		0,062
	Интервал изменения, м	1,6-3,0		1,6-3,0
Эффективная	Средняя, м	2,3		2,3
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,062		0,062
	Интервал изменения, м	1,6-3,0		1,6-3,0
Залежь C_{1v3-1}				
Общая	Средняя, м	18,6		18,6
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,144		0,144
	Интервал изменения, м	8,7-24,5		8,7-24,5
Газонасыщенная	Средняя, м	9,0		9,0
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,366		0,366
	Интервал изменения, м	2,1-15,4		2,1-15,4
Эффективная	Средняя, м	9,0		9,0
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,366		0,366
	Интервал изменения, м	2,1-15,4		2,1-15,4
Залежь C_{1v3-2}				
Общая	Средняя, м	25,8		25,8
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,071		0,071
	Интервал изменения, м	19,2-35,3		19,2-35,3

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5
Газонасыщенная	Средняя, м	10,4		10,4
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,065		0,065
	Интервал изменения, м	6,7-12,6		6,7-12,6
Эффективная	Средняя, м	10,4		10,4
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,065		0,065
	Интервал изменения, м	6,7-12,6		6,7-12,6
Залежь С_{1v3-3}				
Общая	Средняя, м	23,7		23,7
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,093		0,093
	Интервал изменения, м	17,3-33,8		17,3-33,8
Газонасыщенная	Средняя, м	11,4		11,4
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,164		0,164
	Интервал изменения, м	4,9-15,2		4,9-15,2
Эффективная	Средняя, м	11,4		11,4
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,164		0,164
	Интервал изменения, м	4,9-15,2		4,9-15,2
Залежь С_{1v2-1}				
Общая	Средняя, м	15,9		15,9
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,227		0,227
	Интервал изменения, м	8,7-26,4		8,7-26,4
Газонасыщенная	Средняя, м	8,4		8,4
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,043		0,043
	Интервал изменения, м	5,7-9,9		5,7-9,9
Эффективная	Средняя, м	8,4		8,4
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,043		0,043
	Интервал изменения, м	5,7-9,9		5,7-9,9
Залежь С_{1v2-2}				
Общая	Средняя, м	27,4		27,4
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,128		0,128
	Интервал изменения, м	19,8-41,3		19,8-41,3
Газонасыщенная	Средняя, м	12,6		12,6
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,058		0,058
	Интервал изменения, м	9,2-16,8		9,2-16,8
Эффективная	Средняя, м	12,6		12,6
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,058		0,058
	Интервал изменения, м	9,2-16,8		9,2-16,8
Залежь С_{1v1-1}				
Общая	Средняя, м	31,9		31,9
	Коэффициент вариации, доли ед.	31,7-32		31,7-32
	Интервал изменения, м	0,003		0,003
Газонасыщенная	Средняя, м	8,0		8,0
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,001		0,001
	Интервал изменения, м	7,8-8,2		7,8-8,2
Эффективная	Средняя, м	8,0		8,0
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,001		0,001
	Интервал изменения, м	7,8-8,2		7,8-8,2
Залежь С_{1v1-2}				
Общая	Средняя, м	16,2		16,2
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,102		0,102
	Интервал изменения, м	11-21,3		11-21,3
Газонасыщенная	Средняя, м	3,3		3,3
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,023		0,023
	Интервал изменения, м	2,8-3,8		2,8-3,8
Эффективная	Средняя, м	3,3		3,3
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,023		0,023
	Интервал изменения, м	2,8-3,8		2,8-3,8

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5
Залежь PZ-1				
Общая	Средняя, м	9*		9*
	Коэффициент вариации, доли ед.	-		-
	Интервал изменения, м	-		-
Газонасыщенная	Средняя, м	3,5*		3,5*
	Коэффициент вариации, доли ед.	-		-
	Интервал изменения, м	-		-
Эффективная	Средняя, м	3,5*		3,5*
	Коэффициент вариации, доли ед.	-		-
	Интервал изменения, м	-		-
Залежь PZ-2				
Общая	Средняя, м	20,9		20,9
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,572		0,572
	Интервал изменения, м	5,1-36,7		5,1-36,7
Газонасыщенная	Средняя, м	8,7		8,7
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,230		0,230
	Интервал изменения, м	4,5-12,8		4,5-12,8
Эффективная	Средняя, м	8,7		8,7
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,230		0,230
	Интервал изменения, м	4,5-12,8		4,5-12,8
Залежь PZ-3				
Общая	Средняя, м	1,3*		1,3*
	Коэффициент вариации, доли ед.	-		-
	Интервал изменения, м	-		-
Газонасыщенная	Средняя, м	1,3*		1,3*
	Коэффициент вариации, доли ед.	-		-
	Интервал изменения, м	-		-
Эффективная	Средняя, м	1,3*		1,3*
	Коэффициент вариации, доли ед.	-		-
	Интервал изменения, м	-		-

Характеристика фильтрационно-ёмкостных свойств выполнена на основе керновых данных скважины 2 и интерпретации материалов ГИС трех скважин, пробуренных на месторождении.

Общий вынос керна составил 37,84 м. Весь керн отобран в интервале продуктивных горизонтов. По визейским отложениям вынос керна составил 30,5 м, по палеозою- 7,34 м.

Всего изучено стандартным комплексом 105 образцов керна; специальные исследования проведены на керне горизонтов C₁V₃ и PZ-2 на 30 образцах.

Стандартный комплекс исследований на керне состоял из определения спектрометрического гамма-каротажа; абсолютной газопроницаемости параллельно напластованию пород; пористости по воде; плотности зерен; фракционного состава и карбонатности пород.

Специальные исследования включали определение УЭС 100% водонасыщенного образца, кривые капиллярного давления (закачкой ртути) и остаточная водонасыщенность.

Каменноугольные отложения вскрыты пробуренными скважинами. Пласты-

коллекторы охарактеризованы керном из скважины 2 и представлены известняками, доломитами, алевролитами. Тип порового пространства порово-трещинный.

Вынос керна по продуктивным отложениям визейского яруса составил 30,5 м, представительных образцов 35 из 104: пористость по жидкости изменяется от 0,002 до 0,044 д.ед., проницаемость - от 0,01 до $0,854 \cdot 10^{-3}$ мкм².

По продуктивным отложениям палеозоя вынесено 7,34 м, изучен 1 образец. Пористость образца 0,004 д.ед., проницаемость - $0,017 \cdot 10^{-3}$ мкм². Тип пористости трещинный.

Отложения серпуховских горизонтов керном не освещены.

По литологическому описанию шлама скважины 2 отложения серпухова и визея схожи и представлены известняками, доломитами, алевролитами.

Во всех трех скважинах проведены общие и детальные промыслово-геофизические исследования.

Выделение пластов-коллекторов проводилось по качественным признакам ГИС с привлечением данных ГТИ и опробований.

Объёмная глинистость коллекторов рассчитывалась по методу ГК; пористость определялась по комплексу методов АК-НК-ГГКП [4]. Коэффициент газонасыщенности коллекторов рассчитывался по методам сопротивления с использованием петрофизических связей, построенных на керне месторождения. Большинство исследованных образцов относится к низкопроницаемым неколлекторам, и на данном этапе граничное значение пористости принято 0,02 д.ед, проницаемости $0,3 \cdot 10^{-3}$ мкм². По ГИС проницаемость не рассчитывалась.

Таблица 2.2.2 – Характеристика коллекторских свойств и газонасыщенности по горизонтам

Метод определения	Наименование	Проницаемость, *10 ⁻³ мкм ²	Пористость, д.ед.	Газонасыщенность, д.ед.
1	2	3	4	5
C1sr-1				
Лабораторные исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	2	2
	кол-во определений	-	4	4
	среднее значение	-	0,08	0,70
	коэфф. вариации	-	0,508	0,110
	интервал изменений	-	0,03-0,12	0,59-0,79
Газодинамические исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.2

1	2	3	4	5
	интервал изменений	-	-	-
C1sr-2				
Лабораторные исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	2	2
	кол-во определений	-	2	2
	среднее значение	-	0,08	0,77
	коэфф. вариации	-	0,333	0,150
	интервал изменений	-	0,05-0,10	0,65-0,88
Газодинамические исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
C1v3-1				
Лабораторные исследования	количество скважин	1	1	-
	кол-во определений	4	6	-
	среднее значение	0,29	0,019	-
	коэфф. вариации	0,653	0,688	-
	интервал изменений	0,02-0,55	0,01-0,04	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	2	2
	кол-во определений	-	6	6
	среднее значение	-	0,06	0,68
	коэфф. вариации	-	0,118	0,122
	интервал изменений	-	0,05-0,07	0,54-0,77
Газодинамические исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
C1v3-2				
Лабораторные исследования	количество скважин	1	1	-
	кол-во определений	5	5	-
	среднее значение	0,19	0,01	-
	коэфф. вариации	0,737	0,387	-
	интервал изменений	0,01-0,85	0,004-0,01	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	2	2
	кол-во определений	-	5	5
	среднее значение	-	0,08	0,67
	коэфф. вариации	-	0,274	0,05
	интервал изменений	-	0,05-0,11	0,63-0,73
Газодинамические исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
C1v3-3				
Лабораторные исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.2

1	2	3	4	5
Геофизические исследования	количество скважин	-	2	2
	кол-во определений	-	9	9
	среднее значение	-	0,09	0,64
	коэфф. вариации	-	0,286	0,107
	интервал изменений	-	0,05-0,14	0,54-0,77
Газодинамические исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
C1v2-1				
Лабораторные исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	2	2
	кол-во определений	-	2	2
	среднее значение	-	0,07	0,61
	коэфф. вариации	-	0,143	0,140
	интервал изменений	-	0,06-0,08	0,52-0,69
Газодинамические исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
C1v2-2				
Лабораторные исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	2	2
	кол-во определений	-	4	4
	среднее значение	-	0,12	0,62
	коэфф. вариации	-	0,273	0,099
	интервал изменений	-	0,08-0,16	0,57-0,72
Газодинамические исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
C1v1-1				
Лабораторные исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	1	1
	кол-во определений	-	3	3
	среднее значение	-	0,12	0,76
	коэфф. вариации	-	0,202	0,033
	интервал изменений	-	0,1-0,15	0,73-0,79

Продолжение таблицы 2.2.2

1	2	3	4	5
Газодинамические исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
C1v1-2				
Лабораторные исследования	количество скважин	1	1	-
	кол-во определений	16	10	-
	среднее значение	0,006	0,14	-
	коэфф. вариации	0,443	0,707	-
	интервал изменений	0,003-0,01	0,01-0,28	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	2	2
	кол-во определений	-	2	2
	среднее значение	-	0,09	0,67
	коэфф. вариации	-	-	0,06
	интервал изменений	-	-	0,63-0,71
Газодинамические исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
PZ-1				
Лабораторные исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	2	2
	кол-во определений	-	2	2
	среднее значение	-	0,14	0,74
	коэфф. вариации	-	0,071	0,081
	интервал изменений	-	0,13-0,15	0,68-0,80
Газодинамические исследования	количество скважин	1	-	-
	кол-во определений	1	-	-
	среднее значение	0,489	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
PZ-2				
Лабораторные исследования	количество скважин	1	1	-
	кол-во определений	1	1	-
	среднее значение	0,017	0,004	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	2	2
	кол-во определений	-	7	7
	среднее значение	-	0,04	0,75
	коэфф. вариации	-	0,112	0,035
	интервал изменений	-	0,04-0,05	0,69-0,78
Газодинамические исследования	количество скважин	1	-	-
	кол-во определений	1	-	-
	среднее значение	0,489	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.2

1	2	3	4	5
PZ-3				
Лабораторные исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	1	1
	кол-во определений	-	4	4
	среднее значение	-	0,04	0,72
	коэфф. вариации	-	0,256	0,032
	интервал изменений	-	0,03-0,06	0,69-0,74
Газодинамические исследования	количество скважин	1	-	-
	кол-во определений	1	-	-
	среднее значение	0,489	-	-
	коэфф. вариации	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-

Таблица 2.2.3 – Статистические ряды распределений проницаемости продуктивных горизонтов

№№ п/п	По данным геофизических исследований		По данным лабораторного изучения керна	
	Интервалы изменения, *10 ⁻³ мкм ²	Число случаев	Интервалы изменения, *10 ⁻³ мкм ²	Число случаев
1	2	3	4	5
C1sr-1				
1	0,0-0,1	-	0,0-0,1	-
2	0,1-1	-	0,1-1	-
3	1-10	-	1-10	-
4	10-100	-	10-100	-
5	100-1000	-	100-1000	-
C1sr-2				
	0,0-0,1	-	0,0-0,1	-
	0,1-1	-	0,1-1	-
	1-10	-	1-10	-
	10-100	-	10-100	-
	100-1000	-	100-1000	-
C1v3-1				
	0,0-0,1	-	0,0-0,1	1
	0,1-1	-	0,1-1	3
	1-10	-	1-10	-
	10-100	-	10-100	-
	100-1000	-	100-1000	-
C1v3-2				
	0,0-0,1	-	0,0-0,1	4
	0,1-1	-	0,1-1	1
	1-10	-	1-10	-
	10-100	-	10-100	-
	100-1000	-	100-1000	-
C1v3-3				
	0,0-0,1	-	0,0-0,1	-
	0,1-1	-	0,1-1	-
	1-10	-	1-10	-
	10-100	-	10-100	-
	100-1000	-	100-1000	-
C1v2-1				
	0,0-0,1	-	0,0-0,1	-
	0,1-1	-	0,1-1	-
	1-10	-	1-10	-

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5
	10-100	-	10-100	-
	100-1000	-	100-1000	-
C1v2-2				
	0,0-0,1	-	0,0-0,1	-
	0,1-1	-	0,1-1	-
	1-10	-	1-10	-
	10-100	-	10-100	-
	100-1000	-	100-1000	-
C1v1-1				
	0,0-0,1	-	0,0-0,1	-
	0,1-1	-	0,1-1	-
	1-10	-	1-10	-
	10-100	-	10-100	-
	100-1000	-	100-1000	-
C1v1-2				
	0,0-0,1	-	0,0-0,1	3
	0,1-1	-	0,1-1	7
	1-10	-	1-10	-
	10-100	-	10-100	-
	100-1000	-	100-1000	-
PZ-1				
	0,0-0,1	-	0,0-0,1	-
	0,1-1	-	0,1-1	-
	1-10	-	1-10	-
	10-100	-	10-100	-
	100-1000	-	100-1000	-
PZ-2				
	0,0-0,1	-	0,0-0,1	1
	0,1-1	-	0,1-1	-
	1-10	-	1-10	-
	10-100	-	10-100	-
	100-1000	-	100-1000	-
PZ-3				
	0,0-0,1	-	0,0-0,1	-
	0,1-1	-	0,1-1	-
	1-10	-	1-10	-
	10-100	-	10-100	-
	100-1000	-	100-1000	-

2.3 Физико-химические свойства газа

Исследования по скважинам №№ 1, 2 были проанализированы в лаборатории ТОО «CNEC». Качество проб хорошее, что позволило в лабораторных условиях провести исследования на установках «HD-IV Mercury-free PVT» и «Agilent 7890A GC» по ГОСТу 31371 (ISO 6974) и ГОСТу 14920.

В скважине 1 в феврале 2015 года при ИПТ из интервалов опробования 2410-2420м, 2453-2460 м, 2462-2470 м, 2540-2546 м (PZ-1+PZ-2+PZ-3) была отобрана поверхностная проба из сепаратора.

В скважине 2 отобраны три поверхностные пробы на устье из интервалов опробования 2164-2191м (C_{1sr}-1) и 2311-2338 м, 2362-2372 м, 2380-2398 м (C_{1v3}-1+ C_{1v3}-2).

Ниже приводится характеристика горючего газа по углеводородным и неуглеводородным компонентам.

Серпуховская залежь C_{1sr} .

Состав газа серпуховской залежи определен в поверхностных условиях по двум пробам со скважины 2.

Основным компонентом газа является метан. Его объемное содержание колеблется по пробам от 90,93 до 91,2%, в среднем по горизонту – 91,1%. Содержание тяжелых углеводородов (этана и высших) невысокое, изменяется в пределах 4,19 - 4,25%, в среднем – 4,22%, содержание азота – от 1,68 до 1,67%. Содержание углекислого газа изменяется от 0,27 до 1,48%, в среднем – 0,875%.

Относительная плотность по воздуху изменяется от 0,6231 до 0,6245 кг/м³, в среднем – 0,6238 кг/м³. Газ классифицируется как «сухой».

Верхневизейская залежь $C_{1vз}$.

Состав газа, отобранный с устья скважины 2 состоит из метана 93,28%, концентрация этана составляет 4,23%, Содержание пропана и высших не определено. Содержание азота – 2,0%, углекислого газа – 0,50%. Относительная плотность по воздуху составила 0,5884 кг/м³. Газ классифицируется как «сухой».

Палеозойские залежи $PZ1+PZ2+PZ3$

Состав газа с устья скважины 1 состоит из метана 94,16%, концентрация этана составляет 4,46%, пропана и высших – 0,08%. Содержание азота – 1,14 %, углекислого газа – 0,01 %. Сероводород по данным анализа отсутствует. Относительная плотность составила 0,7043 кг/м³. Газ классифицируется как «сухой»

Таблица 2.3.1 – Состав и свойства газа, отобранного с устья скважин

Скважина	Место отбора	Интервал перфорации, м	залежь	Дата отбора/ дата анализа	Теплотворность, ккал/м3		Молекулярный вес, г/мол	Содержание компонентов, % мольные								
					Низшая	Высшая		Кислород	Углекислый газ	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изо-бутан	Н-бутан	Пентаны
1	сепаратор	2410-2420 2453-2460 2462-2470 2540-2546	PZ-1+ PZ-2+ PZ-3	13.02.2015 05.03.2015	34,39	38,13	16,91		0,01	1,14	94,16	4,46	0,08	0,01	0,09	0,05
2	Устье	2164-2191	C ₁ sr-1	04.09.2015 28.11.2015					1,48	1,68	90,93	4,19	0,7	0,20	0,33	0,28
				14.09.2015 01.12.2015					0,27	1,67	91,2	4,25	1,05	0,29	0,45	0,42
Среднее по серпуховскому горизонту									0,875	1,67	91,1	4,22	0,88	0,24	0,39	0,35
2	устье	2311-2338 2362-2372 2380-2398	C ₁ v ₃ -1+ C ₁ v ₃ -2	10.04.2015 01.05.2015	33,69	37,36	29,0		0,50	2,0	93,28	4,23	0,0	0,0	0,0	0,0

2.4 Свойства воды

Состав пластовых вод основных водоносных комплексов приведен по аналогии с близлежащими месторождениями Кокпансорского прогиба, так как непосредственно на месторождении Аса пробы вод не отобраны (таблица 2.4.1.).

Водоносные комплексы подразделяются на: четвертичные, палеогеновые, верхнего мела, пермские, среднекарбоновые, нижнекарбоновые, верхнедевонские. Водоносный комплекс перми не выдержан и приурочен к зонам развития трещинных и поровых коллекторов.

На структуре Каменистая (скв. 1-П) при прохождении интервала 2811-2848 вскрыт водоносный горизонт, и скважина переливала горько-соленой водой с начальным дебитом 6-7 л/сек., который затем снизился до значения 1-1,5 л/сек. Вода хлоркальциевая, минерализация её 316 г/л.

Воды **нижнего карбона** изучены на структурах Придорожное, Жаркум, Айрақты и Тамгалытар. Воды приурочены к порово-трещинным коллекторам нижнего карбона. Минерализация вод в среднем составляет 213 г/л. Тип вод по Сулину хлоркальциевый. Воды также отличаются высокой метаморфизованностью и высоким содержанием ионов кальция, при этом коэффициент rNa/rCl немного выше (0,46), чем по верхнему девону, а содержание кальция немного ниже (38276 мг/л).

Воды серпуховского яруса изучены в скважине Тамгалытар-5 по пробам, отобранным в 2010 году и исследованным в лаборатории НИПИнефтегаз. По пробам видно, что концентрация ионов калия в пластовой воде нижнего карбона высокая – от 2880 мг/л до 19000 мг/л. Также были определены содержания микрокомпонентов: бария (4,32-88,34 мг/л), стронция (32,23-126,07 мг/л), железа (общее железо – 23,3-256,25 мг/л), кремния (35,5-100,0 мг/л) и фосфат-ионов (от отсутствия до 4,93 мг/л).

Водоносный комплекс перми не выдержан и приурочен к зонам развития трещинных и поровых коллекторов. Воды связаны с пластами песчаников. Водоупором являются пласты солей и аргиллитов соленосной толщи нижней перми.

Притоки воды получены при испытании скважины 1-г Жаркум (интервал испытания 1250-1270 м). По классификации Сулина тип воды хлоркальциевый, характеризующий застойный гидродинамический режим. Замеры динамических дебитов не производились.

Пластовые воды **эоцен-верхнемеловых отложений** приурочены к пескам и песчаникам. Воды этих отложений слабоминерализованные (5,8 г/л), сульфатно-натриевого типа, не пригодны для бытовых нужд

Таблица 2.4.1 – Химический анализ пластовых вод

№ скв.	Пласт	Интервал опробования, м	Глуб. набс. отм. отбора проб, м	Дата отбора проб исследования	Дебиты, м³/сут.	Устьевое давление статическое, МПа	Расчет пласт. давления, МПа	Давление, приведенное к отм., МПа	Плотность воды, г/см³		Температура пластовая, °С	Вязкость в пластовых условиях, МПа·С	Удельное сопротивление при температуре пласта, Ом·м	Содержание ионов (мг/л)						
						статич. уровень, м			в пластовых условиях	в ст. условиях				Минерализация	Na'	K'	Ca''	Mg''	Cl'	SO₄''
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
-	MZ-KZ*	0-398	устье-		-	-	-	-	-	1,003	-	-	-	5801	1723	-	280	126	2141	1384
															74,91	-	13,97	10,37	60,39	28,81
-	C₁*	1513-2384	-		-	-	-	-	-	1,17	-	-	-	212787	39787	-	38276	1155	132620	827
															1729,87	-	1910,08	95,04	3740,76	17,22
Тамгалытар -5	C₁sr	2270-2404	-	06.11.10	-	-	-	-	-	1,109	-	-	-	146320,86	37501,50	19000,00	4609,20	182,40	80735,95	3053,30
															1630,50	475,00	230,01	15,01	2277,29	63,57
Тамгалытар -5	C₁sr	2270-2404	-	07.11.10	-	-	-	-	-	1,111	-	-	-	170519,05	51196,16	12460,00	5310,60	121,60	96532,12	3655,70
															2225,92	311,50	265,01	10,01	2722,84	76,11
Тамгалытар -5	C₁sr	2270-2404	-	09.11.10	-	-	-	-	-	1,246	-	-	-	271341,73	807,53	4085,00	94288,20	425,60	171735,40	отс
															35,11	102,13	4705,23	35,02	4844,07	
Тамгалытар -5	C₁sr	2270-2404	-	23.11.10	-	-	-	-	-	1,134	-	-	-	151499,90	12475,20	2880,00	40080,00	608,00	92670,83	1530,80
															542,40	72,00	2000,10	50,03	2613,93	31,87
Среднее по серпуховскому горизонту	-	-	-		-	-	-	-	-	1,15	-	-	-	185914,89	25495,10	9606,25	36072,00	334,40	110418,58	2746,60
															1108,48	240,16	1800,09	27,52	3114,53	57,18

2.5 Физико-гидродинамические характеристики

На основании имеющихся керновых данных по месторождению на дату составления отчета физико-гидродинамическая характеристика следующая.

Зависимость пористости от проницаемости

Сопоставление проницаемости с пористостью, выполненное по всем представительным образцам керна (рис. 2.5.1).

На данном этапе изученности граничное значение пористости принято 0,02 д.ед., следовательно, абсолютное большинство изученных образцов относится к неколлекторам.

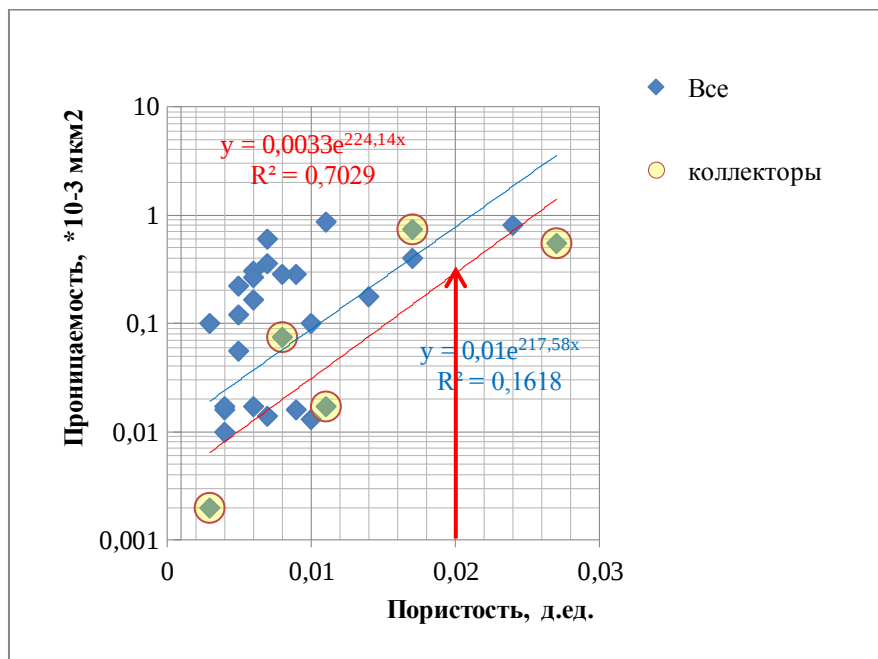


Рисунок 2.5.1 – Связь проницаемости с пористостью

Полученная зависимость $K_{пр}=f(K_{п})$ может быть применима для оперативного расчёта проницаемости.

2.6 Запасы газа

Впервые в 2020 году выполнен «Оперативный подсчет запасов углеводородов месторождения Аса Туркестанской области Республики Казахстан» (по состоянию на 01.03.2020 г) по результатам бурения и опробования двух скважин 1 и 2 (Протокол ГКЗ РК №2246-20-П от 08.12.2020 г.).

Структурно-тектоническая модель месторождения была основана на структурных картах, отражающих горизонты РЗ (кровля фундамента), C_1V_3 (кровля верхневизейского яруса), C_1sg (кровля серпуховского яруса), полученных в результате переинтерпретации материалов МОГТ 2Д/3Д, выполненной в 2019 году. В разрезе выделены 12 залежей газа. Промышленная продуктивность доказана опробованием только трех залежей палеозоя, по которым запасы оценены по категориям C_1 и C_2 , по остальным залежам запасы оценены по категории C_2 , как требующие доразведки.

Всего по месторождению геологические / извлекаемые запасы свободного газа по категории составили C_1 составили 894/593,6 млн.м³, по категории C_2 – 8910/4437,3 млн.м³.

В таблицах 2.6.1 – 2.6.2 представлены геологические и извлекаемые запасы свободного газа и попутных компонентов.

В таблице 2.6.3 3 представлены пересчитанные запасы газа в рамках ДППЭ.

Всего по месторождению на дату отчета геологические/извлекаемые запасы свободного газа по категории составили C_1 составили 894/593,6 млн.м³, по категории C_2 – 9100/4532 млн.м³.

Геологические запасы газа по категории C_2 увеличились на 190 млн.м³.

Продолжение таблицы 2.6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
<i>Итого по C_{1v}</i>		<i>C2</i>											<i>7085</i>		<i>3528,3</i>	
PZ-1	ГЗ	C1	41	2,4	98	0,14	0,74	24,2	1,25	0,86	1,25	1	9,7	2	0,664	1,3
	ГВЗ		285	1,2	342	0,14	0,74	24,2	1,25	0,86	1,25	1	9,7	9	0,664	6,0
Итого по PZ-1		C1	325	1,4	440									11		7,3
PZ-2	ГЗ	C1	6911	11,5	79477	0,05	0,76	24,2	1,25	0,86	1,25	1	9,7	731	0,664	485,4
	ГВЗ	C1	179	7,7	1378	0,05	0,76	24,2	1,25	0,86	1,25	1	9,7	13	0,664	8,6
	ГЗ	C2	7849	8,3	65147	0,05	0,76	24,2	1,25	0,86	1,25	1	9,7	599	0,664	298,3
	ГВЗ	C2	1734	4,6	7976	0,05	0,76	24,2	1,25	0,86	1,25	1	9,7	73	0,664	36,4
Итого по PZ-2		C1	7090		80855									744		494,0
		C2	9583		73123									672		334,7
PZ-3	ГЗ	C1	38	20,9	794	0,04	0,73	24,2	1,25	0,86	1,25	1	9,7	6	0,664	4,0
	ГВЗ		2471	7,6	18780	0,04	0,73	24,2	1,25	0,86	1,25	1	9,7	133	0,664	88,3
Итого по PZ-3		C1	2509	7,8	19574									139		92,3
<i>Итого по PZ</i>		<i>C1</i>												<i>894</i>		<i>593,6</i>
		<i>C2</i>												<i>672</i>		<i>334,7</i>
Итого		C1												894		593,6
		C2												8910		4437,3

Таблица 2.6.2 – Месторождение Аса. Подсчет запасов этана, пропана, бутанов в газе по состоянию на 01.03.2020 г.

Горизонт, залежь	Зона	Кате- гория	Нача- льные геолог- ические запасы газа, млн.м ³	Извле- каемые запасы газа, млн.м ³	Потенциальное содержание в пластовом газе, г/м ³			Геологические запасы в пластовом газе, тыс.т.			Извлекаемые запасы в пластовом газе, тыс.т.		
					этана	пропана	бутанов	этана	пропана	бутанов	этана	пропана	бутанов
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
C _{1sr} -1	ГЗ	C2	519	258,5	52,66	16,11	15,20	27,33	8,36	7,89	13,61	4,16	3,93
	ГВЗ		490	244	52,66	16,11	15,20	25,80	7,89	7,45	12,85	3,93	3,71
		C2	1009	502,5				53,14	16,25	15,34	26,46	8,09	7,64
C _{1sr} -2	ГЗ	C2	124	61,8	52,66	16,11	15,20	6,53	2,00	1,88	3,25	1,00	0,94
	ГВЗ		20	10	52,66	16,11	15,20	1,05	0,32	0,30	0,53	0,16	0,15
		C2	144	71,8				7,58	2,32	2,19	3,78	1,16	1,09
Итого по C _{1sr}		C2	1153	1153	574,3				60,72	18,57	17,53	30,24	9,25
C _{1v3} -1	ГЗ	C2	678	337,6	52,79	0,00	0,00	35,79	0,00	0,00	17,82	0,00	0,00
	ГВЗ		256	127,5	52,79	0,00	0,00	13,51	0,00	0,00	6,73	0,00	0,00
		C2	934	465,1				49,30	0,00	0,00	24,55	0,00	0,00
C _{1v3} -2	ГЗ	C2	770	383,5	52,79	0,00	0,00	40,65	0,00	0,00	20,24	0,00	0,00
	ГВЗ		425	211,7	52,79	0,00	0,00	22,43	0,00	0,00	11,18	0,00	0,00
		C2	1195	595,2				63,08	0,00	0,00	31,42	0,00	0,00
C _{1v3} -3	ГЗ	C2	984	490	52,79	0,00	0,00	51,94	0,00	0,00	25,87	0,00	0,00
	ГВЗ		536	266,9	52,79	0,00	0,00	28,29	0,00	0,00	14,09	0,00	0,00
		C2	1520	756,9				115,02	0,00	0,00	57,28	0,00	0,00
C _{1v2} -1	ГЗ	C2	331	164,8	52,79	0,00	0,00	17,47	0,00	0,00	8,70	0,00	0,00
	ГВЗ		58	28,9	52,79	0,00	0,00	3,06	0,00	0,00	1,53	0,00	0,00
		C2	389	193,7				20,53	0,00	0,00	10,22	0,00	0,00
C _{1v2} -2	ГЗ	C2	2080	1035,8	52,79	0,00	0,00	109,80	0,00	0,00	54,68	0,00	0,00
	ГВЗ		562	279,9	52,79	0,00	0,00	29,67	0,00	0,00	14,78	0,00	0,00
		C2	2642	1315,7				139,46	0,00	0,00	69,45	0,00	0,00
C _{1v1} -1	ГЗ	C2	216	107,6	52,79	0,00	0,00	11,40	0,00	0,00	5,68	0,00	0,00
	ГВЗ		130	64,7	52,79	0,00	0,00	6,86	0,00	0,00	3,42	0,00	0,00
		C2	346	172,3				18,26	0,00	0,00	9,10	0,00	0,00
C _{1v1} -2	ГЗ	C2	48	23,9	52,79	0,00	0,00	2,53	0,00	0,00	1,26	0,00	0,00
	ГВЗ		11	5,5	52,79	0,00	0,00	0,58	0,00	0,00	0,29	0,00	0,00
		C2	59	29,4				3,11	0,00	0,00	1,55	0,00	0,00
Итого по C _{1v}		C2	7085	3528,3				408,78	0,00	0,00	203,58	0,00	0,00

Продолжение таблицы 2.6.2

1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
PZ-1	ГЗ	C1	2	1,3	55,66	1,46	2,41	0,11	0,00	0,00	0,07	0,00	0,00
	ГВЗ		9	6	55,66	1,46	2,41	0,50	0,01	0,02	0,33	0,01	0,01
		C1	11	7,3				0,61	0,02	0,03	0,41	0,01	0,02
PZ-2	ГЗ	C1	731	485,4	55,66	1,46	2,41	40,69	1,07	1,76	27,02	0,71	1,17
	ГВЗ		13	8,6	55,66	1,46	2,41	0,72	0,02	0,03	0,48	0,01	0,02
	ГЗ	C2	599	298,3	55,66	1,46	2,41	33,34	0,88	1,45	16,60	0,44	0,72
	ГВЗ		73	36,4	55,66	1,46	2,41	4,06	0,11	0,18	2,03	0,05	0,09
		C1	744	494				41,41	1,09	1,80	27,49	0,72	1,19
		C2	672	334,7				37,40	0,98	1,62	18,63	0,49	0,81
PZ-3	ГЗ	C1	6	4	55,66	1,46	2,41	0,33	0,01	0,01	0,22	0,01	0,01
	ГВЗ		133	88,3	55,66	1,46	2,41	7,40	0,19	0,32	4,91	0,13	0,21
		C1	139	92,3				7,74	0,20	0,34	5,14	0,14	0,22
Итого по PZ		C1	894	593,6				49,76	1,31	2,16	33,04	0,87	1,43
		C2	672	334,7				37,40	0,98	1,62	18,63	0,49	0,81
Всего по месторождению		C1	894	593,6				49,76	1,31	2,16	33,04	0,87	1,43
		C2	8910	4437,3				506,90	19,55	19,15	252,45	9,74	9,54

Таблица 2.6.3 - Подсчет запасов газа пересчитанные в рамках ДППЭ

Горизонт	Зона	Категория	Площадь газонасы- щенности, тыс м ²	Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасы- щенных пород, тыс м ³	Коэффициенты		Пластовое давление, МПа		Поправка на темпе- ратуру	Поправка на отклонение от закона Бойля- Мариотта		Коэффициент перевода физиче- ского в техничес- кую, МПа	Начальные геолог- ические запасы газа, млн.м ³	Кoeffи-циент газопзвле-чения, д.ед.	Извле-каемые запасы газа, млн.м ³
						Открытой пористости, д.ед.	Газонасы- щенности, д.ед.	Началь- ное	Конечное		Нача- льная	Конеч- ная				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
C _{1sr} -1	ГЗ	C ₂	7674	6,5	49881	0,08	0,68	20,4	1,22	0,87	1,17	1	9,7	519	0,498	258,5
	ГВЗ		9246	5,1	47155	0,08	0,68	20,4	1,22	0,87	1,17	1	9,7	490	0,498	244,0
Итого по C _{1sr} -1		C2	16920	5,7	97036									1009		502,5
C _{1sr} -2	ГЗ	C2	8917	1,2	10854	0,08	0,76	20,4	1,22	0,87	1,17	1	9,7	126	0,498	62,7
	ГВЗ		1 444	1,2	1687	0,08	0,76	20,4	1,22	0,87	1,17	1	9,7	20	0,498	10,0
Итого по C _{1sr} -2		C2	10361	1,2	12541									146		72,7
Итого по C _{1sr}		C2												1155		575,2
C _{1v3} -1	ГЗ	C2	7152	9,8	70090	0,07	0,68	23,6	1,24	0,856	1,09	1	9,7	678	0,498	337,6
	ГВЗ		5747	4,6	26436	0,07	0,68	23,6	1,24	0,856	1,09	1	9,7	256	0,498	127,5
Итого по C _{1v3} -1		C2	12899	7,5	96526									934,0		465,1
C _{1v3} -2	ГЗ	C2	6401	11,2	71691	0,08	0,66	23,6	1,24	0,856	1,09	1	9,7	770	0,498	383,5
	ГВЗ		8085	4,9	39617	0,08	0,66	23,6	1,24	0,856	1,09	1	9,7	425	0,498	211,7
Итого по C _{1v3} -2		C2	14486	7,7	111308									1195,0		595,2
C _{1v3} -3	ГЗ	C2	6418	13,3	85359	0,09	0,63	23,6	1,24	0,856	1,09	1	9,7	984	0,498	490,0
	ГВЗ		9494	4,9	46521	0,09	0,63	23,6	1,24	0,856	1,09	1	9,7	536	0,498	266,9
Итого по C _{1v3} -3		C2	15912	8,3	131880									1520,0		756,9
C _{1v2} -1	ГЗ	C2	6592	6,3	48870	0,07	0,61	23,6	1,24	0,856	1,09	1	9,7	424	0,498	211,2
	ГВЗ		2565	3,9	12173	0,07	0,61	23,6	1,24	0,856	1,09	1	9,7	106	0,498	52,8
Итого по C _{1v2} -1		C2	9157		61043									530,0		264,0
C _{1v2} -2	ГЗ	C2	11116	11,8	131169	0,12	0,65	23,6	1,24	0,856	1,09	1	9,7	2080	0,498	1035,8
	ГВЗ		5454	6,5	35451	0,12	0,65	23,6	1,24	0,856	1,09	1	9,7	562	0,498	279,9
Итого по C _{1v2} -2		C2	16570	10,1	166620									2642,0		1315,7
C _{1v1} -1	ГЗ	C2	2372	5,5	13047	0,11	0,75	23,6	1,24	0,856	1,09	1	9,7	219	0,498	109,1
	ГВЗ		3272	3,3	10149	0,11	0,75	23,6	1,24	0,856	1,09	1	9,7	170	0,498	84,7
Итого по C _{1v1} -1		C2	5644	4,4	23196									389,0		193,8

Продолжение таблицы 2.6.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
C ₁ v ₁ -2	ГЗ	C2	2385	1,7	4086	0,09	0,66	23,6	1,24	0,856	1,09	1	9,7	49	0,498	24,4
	ГВЗ		1063	1,2	1136	0,09	0,66	23,6	1,24	0,856	1,09	1	9,7	14	0,498	7,0
Итого по C₁v₁-2		C2	3081	1,6	4872									63,0		31,4
Итого по C₁v		C2												7273		3622,1
PZ-1	ГЗ	C1	41	2,4	98	0,14	0,74	24,2	1,25	0,86	1,25	1	9,7	2	0,664	1,3
	ГВЗ		285	1,2	342	0,14	0,74	24,2	1,25	0,86	1,25	1	9,7	9	0,664	6,0
Итого по PZ-1		C1	325	1,4	440									11,0		7,3
PZ-2	ГЗ	C1	6911	11,5	79477	0,05	0,76	24,2	1,25	0,86	1,25	1	9,7	731	0,664	485,4
	ГВЗ	C1	179	7,7	1378	0,05	0,76	24,2	1,25	0,86	1,25	1	9,7	13	0,664	8,6
	ГЗ	C2	7849	8,3	65147	0,05	0,76	24,2	1,25	0,86	1,25	1	9,7	599	0,498	298,3
	ГВЗ	C2	1734	4,6	7976	0,05	0,76	24,2	1,25	0,86	1,25	1	9,7	73	0,498	36,4
Итого по PZ-2		C1	7090		80855									744,0		494,0
		C2	9583		73123									672,0		334,7
PZ-3	ГЗ	C1	38	20,9	794	0,04	0,73	24,2	1,25	0,86	1,25	1	9,7	6	0,664	4,0
	ГВЗ		2471	7,6	18780	0,04	0,73	24,2	1,25	0,86	1,25	1	9,7	133	0,664	88,3
Итого по PZ-3		C1	2509	7,8	19574									139,0		92,3
Итого по PZ		C1												894,0		593,6
		C2												672,0		334,7
Итого		C1												894,0		593,6
		C2												9100,0		4532,0

3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.1 Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации

Подготовленность месторождения к разработке определяется степенью разведанности, обоснованностью подсчетных параметров и достоверностью геологической модели. Как правило, на стадии поисково-разведочных работ получить информацию для подсчета запасов УВ, составления проекта разработки невозможно.

Месторождение Аса по объёму запасов относится к мелким, имеющим сложное геологическое строение.

Газоносность месторождения Аса связана с серпуховскими, визейскими, и палеозойскими отложениями.

Согласно оперативному подсчету запасов по состоянию на 01.03.2020 года, геологические запасы газа категории C_1 составили 894 млн. м³, извлекаемые запасы газа 593,6 млн. м³.

Целью пробной эксплуатации залежей газа на месторождении Аса является получение прямой информации о добычных возможностях скважин, геолого-геофизических характеристиках залежей, достаточных для обоснования величины извлекаемых запасов газа и составления подсчета запасов, а также проекта разработки.

Основными задачами пробной эксплуатации месторождения Аса являются:

- уточнение промыслово-геологической модели залежей, в том числе границ залежей и положений ГВК:
 - получение информации о фильтрационно-ёмкостных свойствах пластов-коллекторов и физико-химических свойствах пластовых флюидов;
 - уточнение информации о термобарическом состоянии залежей углеводородов и их природных режимах;
- получение информации о продуктивности скважин;
- определение оптимальных значений рабочих депрессий, среднесуточных дебитов и соответственно объемов добычи газа;
- испытание методов по интенсификации добычи газа;
- доразведка месторождения.
- **Срок пробной эксплуатации** – для решения поставленных целей и задач, пробную эксплуатацию месторождения Аса планируется провести с 27.07.2025 г до 15.10.2026 г.

3.2 Обоснование пространственных границ залежей горизонтов для проведения пробной эксплуатации

В настоящее время на участке недр Аса работы ведутся в пределах геологического отвода, выданного в феврале 2020 года Комитетом экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан на право недропользования для разведки и добычи углеводородного сырья в пределах блоков XXX-42, 43,44,45-А, В (частично), D, E (частично), XXXI-42-А, В, С, D (частично), E (частично), F, 43, 44-А, В, С, D (частично), E (частично), F, 45-А, В (частично), D, E (частично), XXXII-42-В (частично), С (частично), F (частично), 43-А, В, С, D (частично), E, F (частично), 44, 45-А, В (частично), D, E (частично), XXXIII-43-А (частично), В (частично), С, E (частично), F (частично), F (частично), 44-А, В, С, D (частично), E (частично), F (частично), 45-А, В (частично), D (частично), E (частично) в Кызылординской и Туркестанской областях Республики Казахстан.

Площадь геологического отвода составляет 16116, 6 кв. км, глубина геологического отвода - до кровли фундамента (приложение №1)

В 2020 году выполнен «Оперативный подсчет запасов углеводородов месторождения Аса, Туркестанской области Республики Казахстан по состоянию на 01.03.2020 г.» (Протокол ГКЗ РК №2246-20-П от 08.12.2020 г.)

Результаты сейсмики 2Д / 3Д, данные опробования и характеристика пластов по ГИС позволили прокоррелировать разрез скважин и проследить 12 продуктивных горизонтов: в серпуховских (горизонты C_{1sr-1} , C_{1sr-2}), в верхневизейских (горизонты C_{1v3-1} , C_{1v3-2} , C_{1v3-3}), в средневизейских (горизонты C_{1v2-1} , C_{1v2-2}), в нижневизейских (горизонты C_{1v1-1} , C_{1v1-2}) и палеозойских (горизонты PZ-1, PZ-2, PZ-3), с которыми связаны одноименные залежи.

Самая большая по площади является залежь C_{1v2-2} , в контуре которой пробурены три скважины 1, 2, SK-1005.

Горизонтальная проекция участка проведения пробной эксплуатации приведена на рис. 3.2.2.

Координаты угловых точек границ участка проведения пробной эксплуатации приведены в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1 – Координаты угловых точек участка проведения пробной эксплуатации

Угловые точки	Координаты угловых точек	
	Северная широта	Восточная долгота
1	45° 40' 16,51"	68° 4' 8,47"
2	45° 39' 33,86"	68° 5' 22,18"
3	45° 39' 20,64"	68° 5' 4,11"
4	45° 39' 13,48"	68° 4' 29,56"
5	45° 38' 58,58"	68° 4' 49,83"
6	45° 38' 50,11"	68° 4' 50,36"
7	45° 38' 43,16"	68° 4' 12,61"
8	45° 38' 20,46"	68° 3' 51,57"
9	45° 38' 20,35"	68° 4' 31,18"
10	45° 37' 21,57"	68° 4' 26,97"
11	45° 37' 1,66"	68° 4' 36,83"
12	45° 36' 41,66"	68° 5' 46,16"
13	45° 36' 13,92"	68° 6' 3,05"
14	45° 35' 39,23"	68° 4' 58,65"
15	45° 35' 52,69"	68° 4' 41,40"
16	45° 36' 14,15"	68° 4' 38,78"
17	45° 36' 16,53"	68° 3' 56,96"
18	45° 36' 44,15"	68° 3' 45,08"
19	45° 36' 49,06"	68° 3' 1,57"
20	45° 37' 18,05"	68° 2' 45,79"
21	45° 37' 7,19"	68° 1' 54,91"
22	45° 37' 35,82"	68° 0' 59,97"
23	45° 37' 53,37"	68° 1' 13,98"
24	45° 37' 33,15"	68° 2' 2,66"
25	45° 37' 57,99"	68° 2' 7,19"
26	45° 38' 14,50"	68° 1' 41,27"
27	45° 38' 38,38"	68° 2' 3,24"
28	45° 38' 38,36"	68° 2' 40,28"
29	45° 39' 5,49"	68° 2' 30,28"
30	45° 39' 20,25"	68° 3' 33,44"
31	45° 39' 47,01"	68° 3' 55,38"
32	45° 40' 7,47"	68° 3' 53,25"

Площадь участка проведения пробной эксплуатации составляет **20,37 кв. км.**

Глубина участка недр - 3500 м.

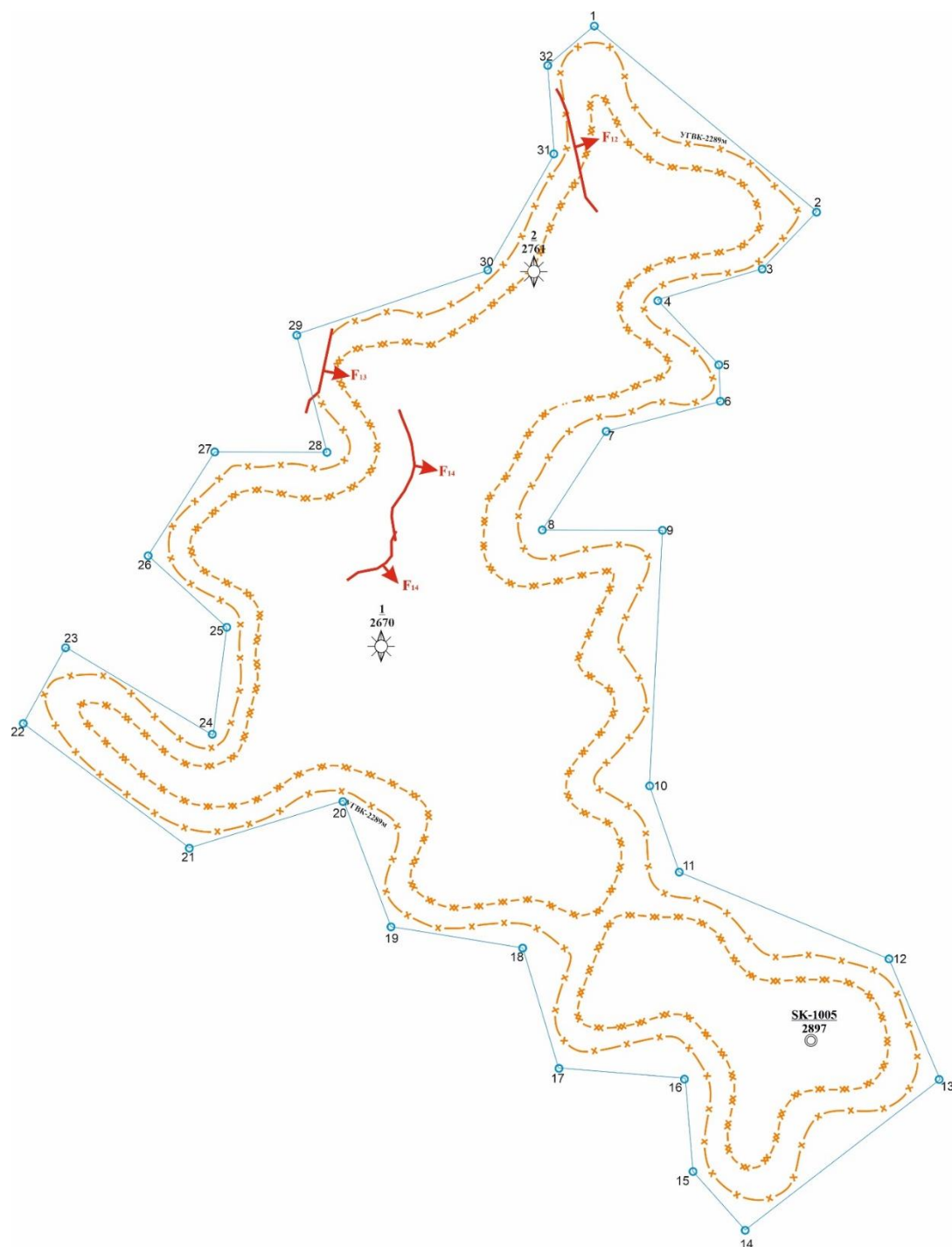


Рисунок 3.2.1 – Участок проведения пробной эксплуатации

3.3 Результаты опробования и газодинамических исследований скважин

На месторождении Аса опробование проводилось с помощью пластоиспытателей в процессе бурения и в обсаженной колонне путем перфорации.

Объектами опробования являлись пласты или части разрезов, имеющие благоприятную геолого-геофизическую характеристику.

3.3.1 Опробование пластов в процессе бурения

Опробование в процессе бурения производилось с целью предварительного определения наличия в перспективном разрезе газонасыщенных коллекторов по наличию притока газа на устье, поднятой в буровых трубах.

Опробования в процессе бурения проводилось пластоиспытателем КИИ-2-146 после их вскрытия на полную толщину. Длительность испытания, как правило, составила 8-12 часов.

Достоверность опробования расценивалась по записи глубинных манометров.

В скважине 2 пластоиспытателем на трубах исследовано 2 объекта в отложениях палеозоя (таблица 3.3.1.1).

Таблица 3.3.1.1 – Распределение объектов испытания пластов в процессе бурения

Возраст отложений	Количество объектов				
	газ	пласт. вода	некачественное испытание	притока нет	всего
PZ	2	-	-	-	2
Всего	2	-	-	-	2

Интервалы и результаты опробования скважин в процессе бурения приведены в таблице 3.3.1.2.

Таблица 3.3.1.2 – Результаты опробования трубным испытателем пластов

Скв.	Дата испытания	Интервал испытания, м	Горизонт	Характер проявления при испытании	Результаты испытания
1	26.03-29.03.2012	2527-2579,5	PZ-3	Интенсивное проявление	Получен приток газа расчетным дебитом 215 тыс. м ³ /сут,
1	30.03-01.04.2012	2394,3-2425,6	PZ-1	Средней интенсивности	Получен приток газа расчетным дебитом 61,4 тыс. м ³ /сут

Опробование в колонне выполнено в пяти объектах, из них два объекта приходится на горизонт C_{1sr}, два объекта на PZ и один объект на C_{1v3}. Результаты опробования представлены в таблице 3.3.1.3.

В результате опробования на месторождении установлена продуктивность горизонтов серпухова, визея и палеозоя.

В скважине №1 опробованы горизонты C_{1sr}-1 и PZ-1+PZ-2+PZ-3.

При опробовании горизонта C_{1sr}-1 из интервалов 2056-2066 м, 2089-2093 м, 2097-2102 м, 2110-2113 м притока не получено.

При опробовании горизонтов PZ-1+PZ-2+PZ-3 из интервалов 2410-2420 м, 2453-2460 м, 2462-2470 м, 2540-2546 м получен фонтанный приток газа. Проведены газодинамические исследования на 4-х режимах с замером КВД и отбором проб газа. В ходе исследования дебиты газа при 7 мм штуцере составили - 83-95 тыс.м³/сут, при 9мм

штуцере – 128-133 тыс.м³/сут, при 11 мм штуцере – 137-141 тыс.м³/сут, при 13 мм штуцере – 134-152 тыс.м³/сут, при 25 мм штуцере – 254-403 тыс.м³/сут. Пластовое давление составило 24,2 МПа.

В скважине 2 опробованы горизонты C_{1sr-1} , $C_{1v3-1} + C_{1v3-2}$ и PZ-2.

При опробовании горизонта C_{1sr-1} из интервалов 2164-2169 м, 2171-2182 м, 2185-2195 м получен слабый приток газа дебитом 0,4 тыс.м³/сут.

При опробовании горизонта PZ-2 из интервала 2734-2741,4 м притока не получено.

При опробовании горизонтов $C_{1v3-1} + C_{1v3-2}$ из интервалов 2311-2318 м, 2321-2326 м, 2330-2338 м, 2362-2366 м, 2368-2372 м, 2380-2386 м, 2388,5-2390,5 м, 2393,5-2398,0 м получены слабые притоки газа дебитами 0,9 до 5,2 тыс.м³/сут.

- Параметры призабойной зоны (псевдоскины, истины скин);
- Абсолютно-свободный дебит;
- Пластовое давление;
- Условный радиус питания скважины (радиус исследований);
- Коэффициент турбулентности потока, отклонения от закона Дарси.

Так же необходимо ежедневно вести учет устьевых и трубных и затрубных давлений, это даст возможность расчетным путем определять забойное давление по скважинам, что в комплексе с вышеперечисленными газодинамическими исследованиями (прямые замеры) предоставит более полную картину энергетического состояния по месторождению на период опытно-промышленной эксплуатации.

Рекомендованный комплекс газодинамических исследований и его периодичность представлена в таблице 6.1.1.

Таблица 3.3.1.3 – Результаты опробования скважин

№ скважин	Дата опробования	Интервал опробования и испытания, м	Горизонт	Искусственный забой, м.	Диаметр и глубина спуска НКТ, мм х м	Способ вскрытия горизонта	Способ опробования	Диаметр штуцера, мм	Время исследования на режиме, час-мин.	Давление, МПа				Депрессия, МПа	Дебит			Глубина фонтана, м
		каротажн.отм. абсолют. Отм.								Пластовое	Забойное	Затрубное	Трубное		газа, тыс.м³/сут.	Нефти, м³/сут.	Воды, м³/сут.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
1	04.03.15 — 18.03.15	2056-2066 2089-2093 2097-2102 <u>2110-2113</u> -1806,7-1816,7 -1839,7-1843,7 -1847,7-1852,7 -1860,7-1863,7	C1sr-1	Пакер на гл 2156,2	73 х 2050	Ф114.3 мм HSD 352 отв	газлифт		83 час	20,43		0	0		Притока не получено			
1	05.02.2015 - 04.03.2015	2410-2420 2453 -2460 2462-2470 <u>2540-2546</u> -2160,7-2170,7 -2203,7-2210,7 -2212,7-2220,7 -2290,7-2296,7	PZ-1+ PZ-2+ PZ-3	2664,3	73х2400	Ф114.3 мм HSD 496 отв	фонтанный	7 9 11 13 25	15час 11час 24 час 12ч30мин 3ч30мин	24,2		19,5 15,5 11,7 10,5 19,0	16,7 15,0 13,0 11,7 17,5		83-95 128-133 137-141 152-134 403-254			
2	29.08.2015 - 17.09.2015	2164-2169 2171-2182 <u>2185-2195</u> -1913,6-1918,6 -1920,6-1931,6 -1934,6-1944,6	C1sr-1	2285 мостовая пробка	73х2013,5 (решетчатая труба)	YD-127 256 отв	трех притоков клапан STV-N на глубине 2009,36 м	10	7757 мин	21,8		18,0			слабый приток газа дебит 0,4			
2	18.05.2015 - 28.08.2015	<u>2734-2741,4</u> -2483,6-2491,0	PZ-2	2743,4	73х: 2732,4 м (решетчатая труба)	YD-127 113 отв	Прослеживание уровня		5ч56 мин 65ч24мин						Притока не получено			
	14.02.2015	2311—2318 2321-2326 2330-2338 2362-2366 2368-2372 2380-2386 2388,5-2390,5 2393,5-2398,0	C1sr-1+		73х2310,4	Ф114.3мм	Фонтанный		60 мин 60 мин			4,30 4,28	6,6 4,23		5,2 3,6			

3.3.2 Газодинамические исследования скважин

На месторождении Аса проведены газодинамические исследования в скважинах №1 и №2: одно исследование методом установившихся отборов (МУО) с последующим КВД (кривая восстановления давления), четыре исследования методом КВУ (кривая восстановления уровня). Проведению газодинамических исследований предшествовал период освоения скважин, в некоторых случаях выполнена кислотная обработка коллекторов с целью интенсификации притока газа.

Методы исследования газовых скважин позволяют определить проводимость, пьезопроводность, проницаемость пласта, а также выявить зоны с резко выраженной неоднородностью, находящиеся в области дренирования исследуемой скважины. Совместное использование кривых восстановления и стабилизации давления позволяет оценивать также изменение параметров пласта в процессе работы скважины (очищение призабойной зоны и т.д.).

При нестационарных режимах фильтрации методом снятия кривой восстановления пластового давления (КВД) проводились после исследований методом установившихся отборов (МУО) на нескольких режимах работы.

В скважине №1 интерпретация полученных результатов проводилась исследовательской бригадой ТОО «CNEC». При обработке полученных результатов использовалось программное обеспечение «Saphir 3.20». Замеры проводились автономным манометром №40153, 40157, дебит скважины на различных режимах измерялся диафрагменным измерителем критического течения (ДИКТ).

Исследования методом установившихся отборов проведены в период с 12-13.02.2015 г. на шайбах — прямой ход Ø 7, 9, 11, 13 мм. Во время исследований на режимах наблюдалось увеличение дебита газа с переходом на штуцер с большим диаметром и при этом уменьшение забойного давления.

В последующем (14-26.02.2015 г.) было проведено исследование методом восстановления давления (КВД). По результатам КВД установлено, что в призабойной зоне скважины (ПЗС) 1 характеризуются отрицательными значениями скин — фактора, что характеризует хорошее состояние ПЗС. Проницаемость ПЗС низкая и составляет 0,489 мД. Абсолютный дебит — 204,27 тыс.м³/сут. Фильтрационный коэффициент — a составил 0,1308 МПа²/(тыс.м³/сут), коэффициент b — 0,0000004 МПа²/(тыс.м³/сут)².

Результаты обработки приведены в таблице 3.3.2.1, индикаторная диаграмма зависимость дебита от забойных давлений показана на рисунке 3.3.2.1

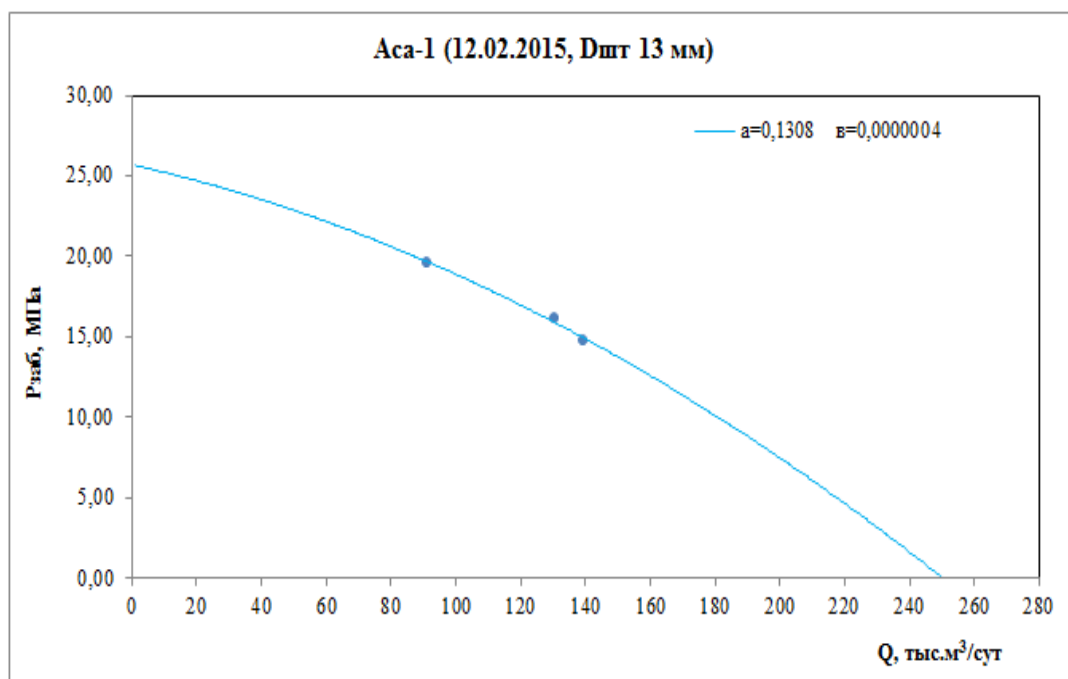


Рисунок 3.3.2.1 – Индикаторная кривая по скважине 1

Таблица 3.3.2.1 – Результаты газодинамических исследований

№ скв.	Интервал перфорации	Пласт	Дата	Параметры коллектора				КВД										И
				Пористость	Толщина пласта	Сжимаемость пласта	Температура пласта	Глубина замера	Забойное давление (на конец испытания)	Начальное давление	Давление (на глубине замера)	Тем-ра (на глубине замера)	К-т влияния ствола скв-ны	Скин-яфактор	Гидропроводность	Проницаемость	Индекс продуктивности	
1	2410-2546	PZ-1+ PZ-2+ PZ-3	28.02.2015	8,75	19,4	336,7	70,87	2395	11,58	24,15	25,70	71,6	0,773	-2,65	9,494	0,489	0,261	1

3.4 Характеристика структуры пробуренного фонда скважин

По состоянию на 01.01.2025 г. на месторождении Аса пробурены 3 скважины (№№1, 2, SK-1005), из них скважины №1, 2 находятся в консервации, скважина SK-1005 в ожидании испытания.

Скважина №1 закончена бурением в апреле 2012 г.

Скважина №2 закончена бурением в ноябре 2014 г.

Скважина №SK-1005 закончена бурением в ноябре 2022 г.

Таблица 3.4.1 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2025 г.

Фонд	Категория скважин		Количество (номера) скважин, ед.
	Пробурено		3
Скважины	Всего		3
	В том числе:	В консервации	2 (1, 2)
		В ожидании испытания	1 (SK-1005)
		Ликвидированные	-

Согласно «Проекту пробной эксплуатации-2023 г» (протокол ЦКРР РК 42/3 от 24.08.2023 г) предусматривалось:

- 01.03.2024 г. – ввод в эксплуатацию опережающую добывающую скважину №1 из консервации;
- 15.03.2024 г. – бурение, 01.07.2024 г. – ввод в эксплуатацию опережающей добывающей скважины №3.

Ожидалось, что суммарная добыча газа в период ППЭ (2024-2025 гг.) составит 82,9 млн.м³, КИГ составит 0,093 д.ед., соответственно. Но, к сожалению, данные работы не были проведены по причине того, что месторождение расположено в пределах ЮКГЗЗ РЗ и на основании Экологического кодекса РК и Закона об ООПТ на территории государственных заповедных зон запрещается строительство объектов промышленности и энергетики. При этом разрешаются геологическое изучение, разведка полезных ископаемых; добыча полезных ископаемых допускается в исключительных случаях на основании решения Правительства РК.

Таким образом на текущий момент месторождение находится в консервации. В таблице 3.4.2 представлено сопоставление проектных и фактических показателей проекта пробной эксплуатации в целом по месторождению. Техническое состояние скважин месторождения Аса приведено в таблице 3.4.3.

Таблица 3.4.2 – Сопоставление проектных и фактических показателей по месторождению

№ п/п	Показатели	2024 г	
		проект	факт
1	Добыча газа, млн.м ³	46,6	-
2	Накопленная добыча газа, млн.м ³	46,6	-
3	Темп отбора газа от НИЗ, %	7,8	-
4	Темп отбора газа от ТИЗ, %	7,8	-

5	Ввод добывающих скважин, шт.	2	-
6	<i>в т.ч. из бурения</i>	1	-
7	<i>из консервации</i>	1	-
8	Выбытие добывающих скважин, шт.	-	-
9	Фонд добывающих скважин, всего, шт.	2	-
10	в т.ч. действующих, шт.	2	-
11	Среднегодовой дебит газа, тыс. м3/сут	95	-
12	Коэффициент использования добывающих скв., доли ед.	1	-
13	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., доли ед.	1	-
14	Текущий КИГ, д.ед	0,052	-
15	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	7,8	-

Таблица 3.4.3 – Техническое состояние скважин

Сква- жина	Кате- гория сква- жин	Сроки бурения		Глубина, м		Горизонт, м		Конструкция скважины									Состояние на 01.01.2025 г.
								Кондуктор			Техническая колонна			Эксплуатационная колонна			
		начало	конец	проект	факт	проект	факт	диа- метр, мм	глубина спуска, м	высота подъема цемента (от устья), м	диа- метр, мм	глубина спуска, м	высота подъема цемента (от устья), м	диа- метр, мм	глубина спуска, м	высота подъема цемента (от устья), м	
1	поиск.	15.11.2011	22.04.2012	3000	2670	D	PZ	339,73	917,98	устье	244,5	1262,18	устье	177,8 114,0	2327,60 2265,0	2178	В консервации
2	поиск.	28.08.2014	03.11.2014	2900	2761	PZ	PZ	339,73	398	устье	244,5	1677,4	устье	177,8	2758	2274	В консервации
SK-1005	оцен.	02.09.2022	27.11.2022	2792	2895	PZ	C ₁ V ₁	339,73	413,54	устье	244,5	1401,02	устье	без спуска экс.колонны			В ожид.испытания

3.5 Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам

В соответствии с определениями «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» эксплуатационный объект (объект разработки) – это отдельный продуктивный пласт или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной серией скважин.

Выделение на месторождениях эксплуатационных объектов – первый этап в проектировании разработки решается с учетом геолого-физических, технических, экологических и экономических факторов в виде оптимизационной задачи. В результате допускается выделение одного, двух и более объектов.

В единые объекты эксплуатации объединяются продуктивные пласты или горизонты, имеющие один этаж газоносности, с близкими физико-химическими свойствами газа, коллекторскими свойствами, режимами работы залежей, величинами пластовых давлений.

При выделении в разрезе многопластового месторождения двух или более объектов эксплуатации необходимо, чтобы между ними располагались повсеместно прослеживающиеся по площади пачки непроницаемых пород.

На месторождении Аса по данным поискового бурения скважин №№ 1, 2 установлена газоносность в серпуховских, визейских и палеозойских отложениях.

Результаты сеймики 3Д, данные опробования и характеристика пластов по ГИС позволили детально прокоррелировать разрез скважин и проследить 12 продуктивных горизонтов: в серпуховских (горизонты C_{1sr-1} , C_{1sr-2}), в верхневизейских (горизонты C_{1v3-1} , C_{1v3-2} , C_{1v3-3}), в средневизейских (горизонты C_{1v2-1} , C_{1v2-2}), в нижневизейских (горизонты C_{1v1-1} , C_{1v1-2}) и палеозойских (горизонты $PZ-1$, $PZ-2$, $PZ-3$), с которыми связаны одноименные залежи. Объектами пробной эксплуатации являются залежи или участки залежей, запасы которых оценены по промышленной категории C_1 . Такими на месторождении являются залежи палеозоя, по остальным залежам запасы оценены по категории C_2 , как требующие доразведки.

На месторождении Аса выделяется два объекта эксплуатации:

I объект - палеозойский горизонт $PZ-3$;

II объект - палеозойские горизонты $PZ-1$, $PZ-2$.

Исходная геолого-физическая характеристика объектов пробной эксплуатации представлена в таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1 – Исходные геолого-физические характеристики объектов пробной эксплуатации месторождения Аса

Параметры	Объекты		
	I	II	
	PZ-3	PZ-2	PZ-1
Средняя глубина залегания, м	2553,8	2456,0	2414,6
УГВК, м	2595,5	2743	2419
Площадь газоносности, тыс.м ²	2509	7090	325
Средняя общая толщина коллектора, м	14,3	5,1	3,4
Средняя газонасыщенная толщина, м	11,0	4,5	1,7
Пористость, доли ед.	0,04	0,05	0,14
Средняя газонасыщенность, доли ед.	0,73	0,76	0,74
Проницаемость по керну, *10 ⁻³ мкм ²	-	0,170	-
Проницаемость по ГДИС, *10 ⁻³ мкм ²	0,489	0,489	0,489
Средний коэффициент продуктивности по газу, м ³ /сут×МПа	-	-	-
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,28	0,62	0,50
Коэффициент расчленённости, доли ед.	-	3,5	-
Пластовая температура, °С	67,4	67,4	67,4
Пластовое давление, МПа	24,2	24,2	24,2
Вязкость газа при р _н и Т _н (р _{ат} и Т _н), мПа*с			
Плотность газа при 20 °С и 760 мм рт. ст., кг/м ³	0,7043	0,7043	0,7043
Давление начала конденсации, МПа			
Содержание стабильного конденсата, г/м ³	-	-	-
Псевдокритические параметры газа: Рпкр (Рпр)	-	-	-
Тпкр (Тпр)	-	-	-
Коэффициент сверхжимаемости при р _н , 1/Па	-	-	-
Коэффициент сжимаемости воды, 1/Па	-	-	-
Коэффициент сжимаемости пор	-	-	-
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	-	-	-
Плотность воды в пластовых условиях, г/дм ^{3**}	-	-	-
Начальные геологические запасы газа, млн. м ³	-	-	-
в том числе: по категории C ₁ /C ₂	139/-	744/672	11/-
Коэффициент извлечения газа, доли ед.	0,664/-	0,664/0,498	0,664/-
Начальные извлекаемые запасы газа, млн. м ³			
в том числе: по категории C ₁ /C ₂	92,3/-	494,0/334,7	7,3/-

3.6 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей и выбор расчетного варианта пробной эксплуатации

Технологические показатели пробной эксплуатации залежей месторождения определялись из условия, что месторождение разрабатывается системой “средних” скважин. Для “средней” скважины взяты средние параметры, такие, как глубина, дебит, коэффициенты фильтрационных сопротивлений для газовых залежей.

При моделировании процесса эксплуатации газовой залежи использовался метод “средней” скважины на основе уравнения материального баланса. Используемый метод материального баланса перспективен на начальной стадии проектирования, когда недостаточно исходной геолого-промысловой информации о пластовом резервуаре. Кроме того, этот метод используется для оперативных расчетов показателей эксплуатации. Математическая модель включает систему дифференциальных уравнений, полученных исходя из балансовых соотношений флюидов в поровом объеме.

Технологические показатели эксплуатации газовой залежи для газового режима определялись в следующей последовательности.

- 4. Определение пластового давления.** Изменение во времени среднего пластового давления определяется по уравнению материального баланса для газовой залежи:

$$\tilde{p}(t) = \left(\frac{p_n}{z_n} - \frac{p_{cm} Q_{доб}(t) T_n}{\tilde{\alpha} \Omega_n T_{cm}} \right) z(\tilde{p}),$$

где $\tilde{p}(t)$ - средневзвешенное по объему порового пространства пластовое давление в момент времени t ; p_n - средневзвешенное по объему порового пространства начальное пластовое давление; $p_{ат}$ - атмосферное давление; $\tilde{\alpha} \Omega_n$ - поровый объем залежи, занятый газовой системой; $z(\tilde{p})$ - коэффициенты сжимаемости газа; $Q_{доб}$ - суммарный объем добытого газа из месторождения за время t при стандартной температуре.

- 2. Определение изменения во времени давления на забое и потребного количества скважин.** Давление на забое скважины определяется из двучленной формулы притока газа к забою скважины:

$$\frac{P^2 - P_z^2}{\mu_{cp}^* Z_{cp}} = A * q + B * \frac{q^2}{\mu_{cp}^*},$$

где P и P_z – текущие давления в пласте и на забое, МПа; q – дебит газа, м³/с; A и B – коэффициенты фильтрационного сопротивления; $\mu^* = \frac{\mu(p)}{\mu_{ат}}$, где $\mu(p)$; $\mu_{ат}$ – динамические коэффициенты вязкости газа при температуре $T_{пл}$ и давлениях P и $P_{ат}$ соответственно, $\mu_{cp}^* Z_{cp} = \sigma + \phi(p_{np}^2 - p_{np})$, где σ и ϕ – коэффициенты, зависящие от приведенной температуры.

Потребное число скважин для обеспечения заданного темпа отбора и его изменение во времени определялась из соотношения:

$$n(t) = \frac{Q_{доб}(t)}{q(t)}.$$

- 3. Определение давления на устье скважины.** Для расчета потерь давления при движении газа по вертикальным трубам из существующих нескольких формул использована наиболее распространенная:

$$P_y = \sqrt{\frac{P_z^2 - \theta q^2}{e^{2S}}},$$

где S – величина, учитывающая вес столба газа в скважине, которая рассчитывается по формуле:

$$S = \frac{3.415 \cdot 10^{-2} \Delta H}{zT},$$

θ - гидравлическое сопротивление движению газа в стволе скважины:

$$\theta = \frac{1,19 \cdot 10^{-6} T_{cp}^2 \lambda z_{cp}^2 (e^{2S} - 1)}{d^5},$$

λ - коэффициент гидравлического сопротивления определяем по данным исследований согласно формуле:

$$\lambda = \frac{(p_z^2 - p_r^2 e^{2S}) d_{BH}^5}{1.377 Q^2 z_{cp}^2 T_{cp}^2 (e^{2S} - 1)}$$

4. Фильтрационные коэффициенты, продуктивная характеристика газовых скважин. В качестве прогнозных параметров, определяющих продуктивную характеристику скважин, приняты результаты математической обработки исследований поисковых скважин. Были получены следующие коэффициенты фильтрационного сопротивления, которые являются средними для залежи (КФС):

- $a = 0,1308$ (МПа)/(тыс.м³/сут);
- $b = 0.0000004$ (МПа)²/(тыс.м³/сут)²;

Таблица 3.6.1 – Параметры расчета Рпл, Руст

Параметры		Рпл
Zср - средний коэффициент сжимаемости	0,88	25,7
Qг - Накопленная добыча газа, млн.м ³	17,48	
Pн - Начальное пластовое давление, МПа	25,7	
Q - Поровый объем залежи, занятый газоконденсатной системой	7,3	
Газонасыщенность	0,76	
z'(p')	0,957	
Регулирование давления	0,919	
Параметры		Руст
Средне-годовой дебит газа 1 газодобывающей скважины, тыс. м ³ /сут	95,0	16,9
Величина, учитывающая вес столба газа в скв.	1,3454	
θ	0,0138	
Рзаб, МПа	19,6	

Выбор технологического режима работы газовых скважин

Обоснование рационального технологического режима работы скважин является важным вопросом проектирования разработки, так как он определяет число скважин, обеспечивает регулирование процесса разработки и надежность добычи газа.

Величина допустимой (максимальной) депрессии на пласт в скважинах устанавливается в результате проведения специальных промысловых исследований. На месторождении такие исследования в разведочных скважинах не проводились, поэтому на данном этапе будут проводиться режимные исследования в период освоения и опробования скважин.

4. ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

По месторождению Аса с учетом описанных выше технических решений и технологий был рассмотрен один вариант технологических показателей пробной эксплуатации.

Проведение пробной эксплуатации на месторождении Аса предусматривается с 27.07.2025 - 15.10.2026 гг.

В период пробной эксплуатации на месторождении будут введены в эксплуатацию 2 скважины, из них одна скважина (№№1) из старого фонда, используются после расконсервации и 1 проектная скважина (№№3).

Бурение и ввод скважин в пробную эксплуатацию предусматривается в следующем порядке:

- Май-июнь 2026 г. – бурение, 01.08.2026 г. – ввод в эксплуатацию опережающей добывающей скважины №3.

Как уже упоминалось, месторождение находится в пределах природоохранной зоны, и на основании Экологического кодекса РК и Закона об ООПТ на территории государственных заповедных зон запрещается строительство объектов промышленности и энергетики. При этом разрешаются геологическое изучение, разведка полезных ископаемых; добыча полезных ископаемых допускается в исключительных случаях на основании решения Правительства РК. В связи с чем расконсервация скважины № 1 не планируется. В рамках дополнения к проекту пробной эксплуатации предусматривается освоение скважины №3 в течении 5 суток на каждый объект. В период освоения скважины № 3, будут проведены режимные исследования на пяти режимах прямым и трех обратным ходом с последующим закрытием на КВД. Объект испытания PZ, интервал 2670-2720 м. Ожидаемый дебит газа составит 254 тыс.м³/сут. Газ, в объеме 1 270 000 м³, полученный при освоении в течении 5 суток, будет сжигаться на факеле.

Таким образом, в мае-июне 2026 г планируется бурение скважины №3, а в период с 01.08.2026 по 01.09.2026 г. проведение освоения (таблица 4.1). По завершении работ по освоению и получении данных о фильтрационно-емкостных характеристиках пласта и физико-химических свойствах газа, скважина будет переведена в режим консервации.

Таблица 4.1 – График проведения освоения скважин

№№	№скв	Категория скважины	горизонт	Период освоения
2	3	Эксплуатационно-опережающая	PZ	01.08.2026 - 01.09.2026

5. ПРОГРАММА И ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ

5.1 Цели и направления исследовательских работ

Целью пробной эксплуатации залежей месторождения Аса является:

- уточнение имеющейся и получение новой информации о геолого-физической и гидродинамической характеристике эксплуатационных объектов для составления подсчета запасов газа, а также проекта разработки;
- контроль за изменением технологических параметров работы скважин и промысловых характеристик коллекторов.

Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин

Промыслово-геофизические исследования (ГИС) должны проводиться по двум направлениям:

- в открытом стволе при строительстве скважины;
- в обсаженных скважинах – исследования по контролю за разработкой.

Исследования в открытом стволе

Отбор керна

На месторождении керн отобран из скважин №2 и SK-1005, общий вынос керна составил 37,84 м.

Всего по месторождению стандартными лабораторными методами исследовано 105 образцов. Все образцы отобраны из продуктивной толщи: 80 образцов – из вмещающих пород; 25 образцов – из коллекторов.

Комплекс стандартных исследований на керне состоял из спектрометрического гамма-каротажа; абсолютной газопроницаемости параллельно напластованию пород; пористости по воде; плотности зерен; фракционного состава и карбонатности пород.

Специальные исследования включали определение УЭС 100% водонасыщенного образца, кривые капиллярного давления и остаточной водонасыщенности на 30 образцах керна.

Для уточнения литолого-петрофизической характеристики пластов-коллекторов всех продуктивных горизонтов в процессе бурения новых скважин необходимо вести геолого-технические исследования. При обнаружении признаков продуктивных пластов отобрать керн из толщи коллекторов. При отборе следует использовать керноприёмники, обеспечивающие максимальный вынос керна.

На отобранном керне необходимо провести стандартный комплекс исследований: пористость, плотность объёмная и зёрен породы, проницаемость, стандартный гранулометрический состав; определить методом рентгеновской дифрактографии (XRD)

глинистые минералы. На коллекции образцов-коллекторов выполнить определение фазовых проницаемостей в системе «газ-вода». Коллекция образцов для определения Квыт должна содержать образцы по всему диапазону ФЕС коллекторов.

Геофизические исследования в открытом стволе

Геофизическими исследованиями в открытом стволе охвачены все скважины, пробуренные на месторождении.

С целью уточнения геологического строения, фильтрационно-ёмкостных свойств и добычных характеристик пластов-коллекторов в скважинах, выходящих из бурения, рекомендуется выполнение апробированных на месторождении следующих общих и детальных промыслово-геофизических исследований в открытом стволе:

- общие исследования включают запись профилометрии-кавернометрии (ДС), естественной радиоактивности (ГК), нейтронного каротажа (КНК), бокового каротажа (БК), термометрии (ТМ), резистивиметрии (РИ). Запись методов ГИС выполняется по всему стволу. Интервал записи и этапность выполнения комплекса определяется проектом на строительство скважин.
- детальные исследования в интервале продуктивных отложений. Комплекс, помимо выше перечисленных методов, должен включать боковой каротаж многозондовый (БК), индукционный каротаж многозондовый (ИК и/или ВИКИЗ), микробоковой каротаж (МБК), микрозондирование (МКЗ), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКП), акустический каротаж (АК), электрический (ЭМС) и/или акустический (АМС) микросканеры, а также кросс-дипольный акустический каротаж (КДАК).
- для учета искривления ствола скважины и ориентации его в пространстве выполнять инклинометрию непрерывной записью по всему стволу скважины. Данные представлять в LAS-формате.

Приведенный выше комплекс рекомендуется выполнять во всех проектных скважинах.

Таблица 6.1.1 – Комплекс исследовательских работ на период пробной эксплуатации

Виды исследований	Категории и виды скважин	Периодичность
1	2	3
Геофизические исследования в открытом стволе		
Геолого-технические исследования (ГТИ, газ.каротаж)	Во вновь пробуренных	1 (№3)
Отбор керна*		PZ – 20 м
Исследование образцов стандартным и специальным комплексами лабораторных методов**		PZ – 40 обр.
Комплекс ГИС в открытом стволе (КС, ПС, Дс, ГК, КНК, АК, ГГКП, БК, ИК, МБК, МКЗ, ТМ, РИ, ЭМС и/или АМС, КДАК)	Во вновь пробуренных	Разовые исследования при окончании бурения всех проектных скважин
Геофизические исследования в обсаженных скважинах		
Оценка текущей газонасыщенности коллекторов, контроль за перемещением ГВК (ИННК/ИНГК)	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию (как фоновый замер)	При переходе на вышележащий объект эксплуатации
Выделение работающих толщин, состава поступающего в скважину флюида, заколонных перетоков (ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ВЛ, РИ, ТА и/или РМ)	В добывающих скважинах при эксплуатации	-не менее 30% от действующего фонда; -при изменении технологических показателей скважины; до и после проведения ГТМ по интенсификации добычи
Временной замер нейтронного каротажа (НК-НГК, ННК) для уточнения наличия трещинных коллекторов	Во всех скважинах	Против неперфорированных толщин
Техническое состояние эксплуатационных скважин: 1)во всех вновь пробуренных (АКЦ, ТМ, ГК, ЛМ) 2)в действующих скважинах (ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ВЛ, РИ, ТА и/или РМ, МИД/ЭМДС)	Во всех скважинах	1) Разовые исследования после окончания строительства скважины 2)В процессе эксплуатации по мере необходимости
Газодинамические исследования		
Замер дебитов газа, буферного и затрубного давлений	Во всех скважинах	При опробовании – не менее трех на каждом режиме. При пробной эксплуатации – 1 раз в день
Определение пластового давления	Во всех скважинах	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ
Определение забойного давления (статический, динамический уровни) и пластовой температуры	Во всех скважинах	ежедневно
Исследование МУО (не менее, чем на 3 режимах)	Во всех скважинах	Разовые исследования
Исследование методом КВД	Во всех скважинах	Разовые исследования
Исследование профиля притока, определение источников и интервалов обводнения пластов, вскрытых перфорацией (комплекс ПГИ)	Во всех скважинах	Разовые исследования
Физико-химические исследования		
Отбор глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ газа	Во всех скважинах	Глубинные пробы – разовые исследования по новым скважинам; в процессе пробной эксплуатации – один раз в год. Поверхностные пробы – раз в полгода.

Виды исследований	Категории и виды скважин	Периодичность
1	2	3
Отбор проб и химический анализ пластовой воды	Во всех скважинах	При наличии воды в продукции скважины

* при признаках продуктивных пластов по ГТИ

** - не менее в случае однородного коллектора

Таблица 6.1.2 – Программа геолого-промысловых и лабораторно-исследовательских работ по доразведке месторождения Аса

Задачи	Виды работ	Объем работ	Сроки выполнения
1	2	3	4
Обоснования геологической модели резервуара			
1. Уточнение/изучение геологической модели месторождения	Сопоставление данных бурения скважин и сейсморазведки	нет	2025-2026
	Выделение внутри горизонтов разобщенных между собой глинистыми пережимами продуктивных пластов	В разрезе продуктивной толщи в новых скважинах №3	
	Изучение природы границ продуктивных пластов		
	Обоснование модели залежи		
2. Стратиграфия	Проведение на керновом материале исследования на петрофизические свойства	40 обр.	2025-2026
3. Обоснование ГВК	Проведение в скважинах испытаний на характер насыщения для уточнения границ контактов	№3	2025-2026
Проведения промысловых исследований в скважинах			
4. Определение добычных возможностей пластов-коллекторов в результате опробования объектов в скважинах	Индивидуальный план испытания в скважинах	№3	2025-2026
5. Проведение гидродинамических исследований для определения коэффициентов продуктивности, проницаемости, пьезопроводности, гидропроводности	Метод установившихся отборов (МУО)	по каждой новой скважине	2025-2026
	Снятие кривых восстановления давления (КВД)		2025-2026
Лабораторные и экспериментальные исследования			
6. Определение типа коллектора	Определение граничного значения «коллектор-неколлектор»	40* обр.	2025-2026
	Проведение на керновом материале исследований для уточнения петрофизических зависимостей типа $R_p = K_p, \Delta T = K_p$	40* обр.	
7. Газонасыщенность	Провести работы на керновом материале для уточнения зависимостей $R_g = _{0}K_v$	Нет	2025-2026
		Нет	
8. Проницаемость	Проведение дополнительных лабораторных измерений на керне	40 обр*.	2025-2026
9. Изучение пластового флюида	Проведение исследований пластовых свойств газа, конденсата и воды.	№3 – 2 пробы	2025-2026

* - не менее в случае однородного коллектора

Таблица 6.1.3 – Сводная таблица объемов работ в период пробной эксплуатации месторождения Аса

Наименование исследовательских работ	ед.изм.	Объем работ	
1	2	4	5
Годы/периоды		2025	2026
Бурение скважин	шт.	1	
	в т.ч. опережающих добывающих	шт. (номер)	1 (№3)

	оценочных	шт. (номер)		
Отбор керна		пог.м		
	Горизонт PZ		20 м	
Испытание скважин		шт.		
	в т.ч. горизонт (1)	шт. (номер)		
	горизонт (2)	шт. (номер)		
Лабораторные исследования				
Анализ глубинных проб	горизонт PZ	скв/иссл.	1	
Анализ поверхностных проб	горизонт PZ	скв/иссл.	1*	
Анализ пластовых вод	горизонт PZ	скв/иссл.	1	
Стандартный анализ керна***	горизонт PZ	кол.образцов	40	
Специальный анализ керна***	горизонт PZ	кол.образцов	20	
Комплекс исследовательских работ				
Замер дебита газа, буферного и затрубного давлений		скв/замеров	Ежедневно во всех работающих скважинах	
Исследование МУО с построением индикаторных диаграмм и определением коэффициента продуктивности		скв/иссл.		1/1 -
	в т.ч. горизонт PZ-2	скв/иссл. (номер)	№3/1	
	горизонт PZ-3	скв/иссл. (номер)		
Исследование методом КВД с определением коэффициента продуктивности, приведенного радиуса скважины, скин-фактора, гидропроводности и проницаемости		скв/иссл.		1/1
	в т.ч. горизонт PZ-2	скв/иссл. (номер)	№3/1	
	горизонт PZ-3	скв/иссл. (номер)		
Исследование профиля притока		скв/иссл. (номер)		**
Определение пластового давления и пластовой температуры		скв/иссл.		1/1
	в т.ч. горизонт PZ-2	скв/иссл. (номер)	№3/1	
	горизонт PZ-3	скв/иссл. (номер)		

*- при любых водопроявлениях

** - при изменении дебита или состава притока

*** - не менее в случае однородного коллектора

5.2 Программа испытаний и контроля за пробной эксплуатацией

Исследования по контролю за разработкой

Комплексные задачи промыслово-геофизических исследований по контролю (ГИС-к) в обсаженных скважинах сводятся к следующим:

- определение интервалов притока/поглощения;
- определение интервалов и источника обводнения;
- определение интервалов заколонной циркуляции флюидов;
- определение технического состояния обсадных колонн;
- определение текущего насыщения коллекторов.

Результаты интерпретации геофизических исследований по контролю используются также:

- для разработки геолого-технических мероприятий при оперативной оценке работы скважин в процессе их эксплуатации;

- при оценке эффективности обработок призабойных зон, проводимых для интенсификации добычи и т. Д.

Рекомендуется для решения поставленных задач в эксплуатационных скважинах комплекс ГИС-к состоящий из термометрии (ТМ) и барометрии (БМ) для изучения распределения по всему стволу температуры и давления; гамма-каротажа (ГК) для привязки методов ГИС-к к разрезу и выявления техногенных гамма-аномалий; локатора муфт (ЛМ) и перфорационных отверстий для привязки методов ГИС-к по колонне; термокондуктивной расходомерии (ТА) для определения интервалов притока пластового флюида; механической расходомерии (РМ) для определения работающих толщин; влагометрии (ВЛ) и резистивиметрии (РИ) для определения состава притока и газовой раздела в стволе скважин. В процессе эксплуатации каждой скважины комплекс методов ГИС-к должен уточняться в зависимости от поставленной задачи, способа эксплуатации (фонтанный, механизированный) и дебита скважины.

В добывающих скважинах исследования на определение интервалов притока рекомендуется проводить после вызова притока и достижения устойчивого режима работы скважины. Желательно проводить исследования через межтрубье.

ГИС-к проводится при необходимости: до и после любых воздействий на пласт, изменений в продуктивности скважины, в составе добываемого флюида.

Также рекомендуется проведение нейтронных методов каротажа ИННК/ИНГК для определения текущего характера насыщения неперфорированных пластов коллекторов; для уточнения наличия трещинных коллекторов – временной замер нейтронного каротажа (НГК, ННК).

Для получения информации, наиболее достоверно отражающей работу пласта, необходимо соблюдать следующие правила компоновки скважинного оборудования: башмак НКТ должен находиться выше верхних перфорационных отверстий более 10 м, расстояние от нижних отверстий до искусственного забоя (зумпф) 4-10 м.

При проведении исследований должна быть представлена вся информация, связанная с компоновкой подземного оборудования и выполненными на скважине работами, которая может оказать помощь при решении поставленных целей исследований. Примеры такой информации приведены ниже:

- время и виды ремонтных работ в скважине (смена подземного оборудования, КРС и ПРС, изоляционные работы, дополнительная перфорация и реперфорация, интенсификация с целью увеличения добычи и т.д.);
- данные о дебитах, обводненности, газовом факторе;
- глубина положения башмака НКТ;

– пластовое/забойное давление, продуктивность, депрессия, если проводились гидродинамические исследования скважины.

Неотъемлемой частью контроля за разработкой месторождения является контроль за техническим состоянием скважин, в задачу которого входит выявление нарушений герметичности цементного кольца и обсадной колонны. Первоначальные исследования проводятся непосредственно после выхода скважины из бурения, спуска обсадной колонны и цементации для определения высоты подъема цемента и сцепления цементного камня с колонной и породой. Данные этих исследований используются в качестве фоновых измерений для изучения динамики образования дефектов цементного кольца в процессе эксплуатации скважины.

При обнаружении признаков, указывающих на дефекты обсадных колонн, затрубную циркуляцию проводится комплекс ГИС для оценки герметичности обсадных колонн, в который могут быть включены временные замеры АКЦ, магнито-импульсная дефектоскопия (ЭМДС/МИД).

Газодинамические исследования по контролю за разработкой

К газодинамическим методам исследований относятся методы определения свойств или комплексных характеристик продуктивных пластов и скважин по результатам экспериментальных наблюдений на изучаемых объектах взаимосвязей между дебитами скважин и определяющими их перепадами давлений в пласте.

Замер забойных параметров производится для оценки фактического режима эксплуатации скважины. При регистрации параметров с заданным по глубине (эпюра) или при использовании датчика положения и скорости определяется равномерность распределение фаз в стволе скважины. В результате замера получаем данные такие как: забойное давление; забойная температура.

Цель замера пластового давления в добывающих скважинах служит для оценки энергетического состояния месторождения, так и на оценочных и поисковых скважинах с целью определения начальных параметров вскрытого пласта.

Газодинамические исследования делятся на исследования при стационарных и нестационарных режимах фильтрации.

При исследовании скважин методом установившихся отборов (МУО), при стационарных режимах фильтрации, необходима полная стабилизация устьевых, забойных давлений и дебита на каждом режиме. В зависимости от производительности скважины и создаваемой депрессии исследования следует проводить на 5-7 режимах прямым ходом и на 3-4 режимах на обратном ходе. Для оценки истинного скин-фактора производится регистрация кривой спада забойных давлений на каждом режиме.

Для определения параметров пласта производится регистрация кривой восстановления давления (КВД) или кривой снижения давления (КСД).

Исследования при стационарных режимах фильтрации:

- Забойные параметры (Рзаб., Тзаб.);
- Устьевые параметры;
- Давление и температура на ДИКТ;
- Дебит пластового газа на каждом режиме.

Исследования при нестационарных режимах фильтрации:

- Уравнение притока;
- Скорость на «башмаке» НКТ на каждом режиме;
- Параметры пласта (проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность);
- Параметры призабойной зоны (псевдоскины, истины скин);
- Абсолютно-свободный дебит;
- Пластовое давление;

- Условный радиус питания скважины (радиус исследований);
- Коэффициент турбулентности потока, отклонения от закона Дарси.

Так же необходимо ежедневно вести учет устьевых и трубных и затрубных давлений, это даст возможность расчетным путем определять забойное давление по скважинам, что в комплексе с вышеперечисленными газодинамическими исследованиями (прямые замеры) предоставит более полную картину энергетического состояния по месторождению на период опытно-промышленной эксплуатации.

Рекомендованный комплекс газодинамических исследований и его периодичность представлена в таблице 6.1.

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА

6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

На месторождении Аса на дату составления Проекта три скважины (№№ 1, 2, SK-1005), из них скважины 1, 2 находятся в консервации.

6.1.1 Технологические условия эксплуатации скважин

Выбор техники и технологии добычи газа основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств пластовых флюидов и заданных проектных условий эксплуатации месторождения.

При пробной эксплуатации разрабатываться будет нижнепалеозойский продуктивный горизонт. Отложения представлены гранитами коричневато-серыми, зеленовато-серыми, плотными средне-крепкими, крепкими; песчаниками светло-серыми, среднезернистыми, на карбонатном цементе. Встречаются включения пирита и роговой обманки. В разрезе присутствуют алевролиты коричневато-зеленовато-серые, тонкозернистые, частично грубозернистые, плотные, средне-крепкие.

Природный флюид характеризуется содержанием углекислого газа (CO₂) 0,01% и азота до 1,14%. В условиях добычи газ считается сухим.

Опробование скважины 1 проводили на НКТ диаметром 73 мм при диаметрах штуцера 7, 9, 11, 13 и 25 мм. При этом дебиты газа составляли от 83 до 403 тыс. м³/сут, трубное давление при этом составляло 16,7, 15,0, 13,0, 11,7 и 17,5 МПа при пластовом давлении 24,2 МПа. Во всех скважинах межтрубное пространство перекрывалось пакером, что является необходимой мерой при эксплуатации газовых скважин.

В процессе опробования вынос мехпримесей из скважин не наблюдался, что позволяет устанавливать дебит скважин без ограничений по условию устойчивости коллектора, однако при обосновании фонтанного подъёмника необходимо учесть возможность выноса на забой частиц пластовой породы, которые должны выноситься на поверхность.

6.1.2 Обоснование устьевых и забойных давлений, выбор режимов эксплуатации скважин. Обоснование выбора подъёмного лифта

Для расчёта критической скорости выноса твёрдых и жидких частиц с забоя можно использовать формулу, выведенную на основе статистической обработки экспериментальных данных с учётом промысловых исследований [9].

$$V_{кр} = 10 * (45 - 0,0455 * P_{заб})^{1/4} * P_{заб}^{-1/2}$$

где P_{заб} – забойное давление (атм).

По рекомендуемому к реализации варианту, скважины в начальном периоде будут эксплуатироваться при среднем значении забойного давления 19,6 МПа. Скорость газового потока необходимая для выноса твёрдых и жидких частиц с забоя, с учётом коэффициента запаса 1,2, составит 1,75 м/с.

Поскольку газ в газовой залежи находится под давлением ($P_{пл} = 25,7$ МПа), то при вскрытии пласта он способен фонтанировать с большой скоростью. Таким образом, добыча газа на месторождении будет производиться фонтанным способом, обусловленным запасом пластовой энергии и режимом эксплуатации залежи. Правильность эксплуатации и обеспечение длительного и бесперебойного фонтанирования скважин заключается в том, чтобы обеспечить оптимальный дебит при возможно меньших гидравлических и технологических потерях. Для создания таких условий фонтанирования необходимо выбрать и обосновать фонтанный подъёмник (компоновку лифта) и согласовать работу пласта и подъёмника, учитывая проектные параметры (Q_g , P_u , $P_{заб}$, A , B), а также подобрать соответствующее наземное и подземное оборудование.

Решение задачи по определению и установлению оптимального режима работы скважин, а также выбор необходимого оборудования для его обеспечения связаны с проведением гидродинамических расчётов движения газожидкостного потока в подъёмных трубах с условием минимальных потерь давления в стволе скважины при заданном дебите.

Кроме того, выбор оборудования и режима работы скважин, для данного месторождения, проводится с учётом выноса с забоя скважины твёрдых и жидких частиц и возможной минимизации скоростного эрозионного потока.

На рисунке 7.1.1 приведен график зависимости скорости потока от дебита газа для забойных условий в НКТ диаметром 60,3 мм, 73 и 89 мм.

Как видно из графика на рисунке 7.1.1, при забойном давлении 19,6 МПа жидкость с забоя скважин в подъёмниках с наружным диаметром 60,3 мм, 73 мм и 89 мм будет полностью выноситься при дебитах более 102,5 тыс. м³/сут, 139,9 тыс. м³/сут и 207,9 тыс. м³/сут, соответственно.

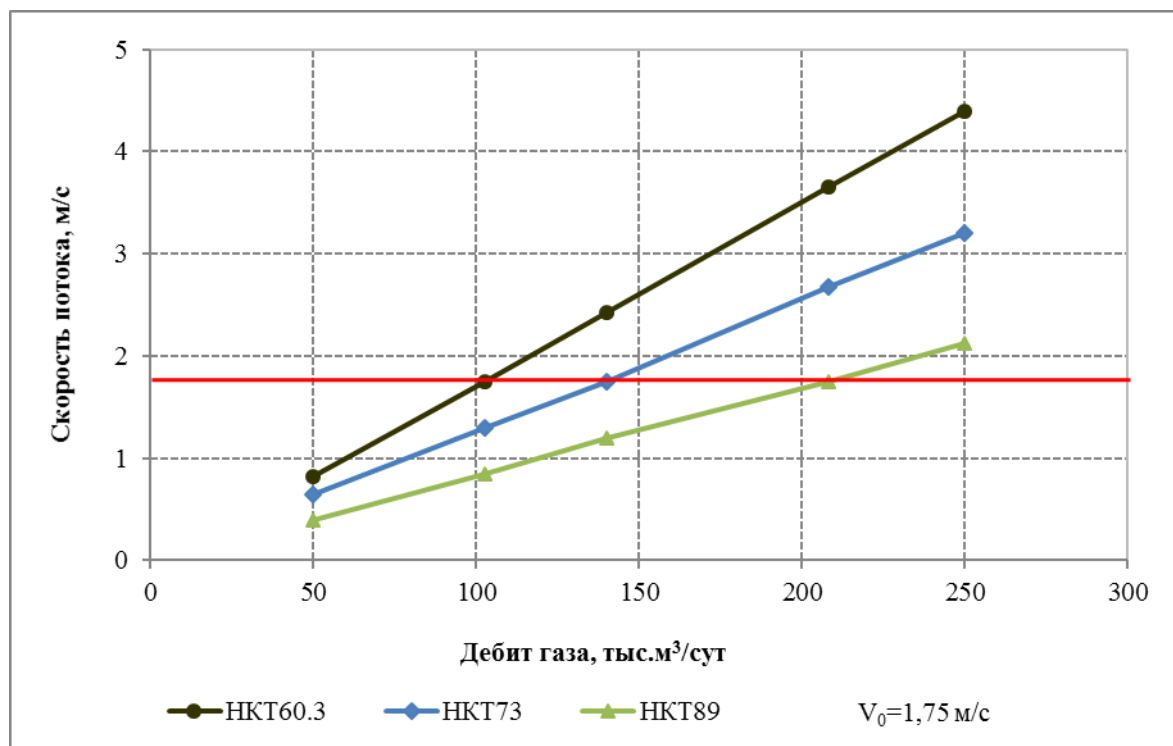


Рисунок 7.1.1 – Зависимость скорости потока от дебита газа ($P_{заб} = 19,6$ МПа)

Поскольку в НКТ с наружным диаметром 60,3 мм создаются более выгодные условия выноса твёрдых и жидких частиц с забоя (при более низких дебитах) следует считать его обоснованным по забойным условиям работы подъёмника, но для газовых скважин желательно использовать НКТ с большим внутренним диаметром, так как в этом случае уменьшается сопротивление восходящего потока, да и спуск 60,3 мм труб даже с высаженными концами на глубину свыше 2000 м небезопасен, для условий месторождения Аса лучше использовать 73 мм НКТ с высаженными наружу концами.

В таблице 7.1.2 приведена предлагаемая компоновка фонтанного лифта с указанием толщины стенок и глубины спуска НКТ.

Таблица 7.1.2 – Компоновка колонны насосно-компрессорных труб

Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Наружный диаметр лифтовой колонны, мм	Толщина стенки НКТ, мм	Глубина спуска НКТ, м
168,3	73	5	На 5 -10 м выше интервала перфорации

Выбор одноступенчатой компоновки лифтовой колонны, её размеры и глубина спуска основаны на том, что она обеспечивает:

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины (пакер);
- проведение необходимых исследовательских и ремонтных работ;

- проведение в скважинах геолого-технических мероприятий (промывки, физико-химической обработки пласта и НКТ);
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут проводиться в течение всего срока службы скважины.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб до интервала перфорации обусловлена тем, что при спуске над интервалом (на разную величину) возможна потеря дебита, поскольку увеличивается на этом участке трение на скольжение и уменьшается скорость потока, особенно в скважинах с невысокими дебитами. При спуске НКТ, перекрывая интервал перфорации, увеличивается возможность повреждения башмака колонны за счёт прямого воздействия мехпримесей, поступающих из пласта с флюидом (за счёт эрозии скоростного потока). Кроме того, не возникает опасность прихвата башмака колонны НКТ на забое.

Прочностной расчёт, рекомендуемой колонны НКТ проведён в соответствии с РД 39-1-306-79 «Инструкция по расчёту колонны насосно-компрессорных труб». На месторождении целесообразно применять для фонтанного подъёмника трубы марки «Д» по ГОСТ 633-80 гладкие с высаженными концами, рассчитанные по пределу текучести для равнопрочной одноступенчатой колонны по допустимой глубине спуска. При расчёте учитывались дополнительные нагрузки при установке пакера и освоении скважины. Расчёт на прочность и предельная глубина спуска одноступенчатой колонны, составленной из труб одинаковой прочности при максимальных толщинах стенки, проведён с коэффициентом запаса прочности на растяжение 1.373. По стандарту API этой марки, соответствуют трубы N80, с учётом величины растягивающих нагрузок, при которых напряжение в теле достигает предела текучести.

6.1.3 Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования

Устьевое оборудование

Устьевое оборудование фонтанных газовых скважин выбирается исходя из условий рекомендуемого варианта эксплуатации и условий эксплуатации месторождения. Этим условиям отвечает фонтанная арматура крестового типа на рабочее давление 35 МПа, с условным проходом стволовой части ёлки – 80 мм и боковых отводов 65 мм, с ручным и автоматическим способом управления запорными устройствами (АФ6А – 80х65х35 по ГОСТ 13846-89 или соответствующая ей по классификации АНИ). Боковые выкиды арматуры оборудуются штуцеродержателями для установки штуцеров и фонтанными клапанами или дроссельными устройствами. Компонировка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

- панели управления (для автоматического закрытия задвижек центральной и отводящих линий), с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах;
- систему нагнетания химреагентов в скважину, на случай применения антикоррозионной защиты внутренней поверхности НКТ и борьбы с гидратообразованием.

Внутрискважинное оборудование

Условия эксплуатации газового месторождения (глубина залегания продуктивных объектов, характеристика пород коллектора) определяют выбор подземного оборудования.

Значение максимального парциального давления углекислого газа, равного 0,00257 МПа, характеризует коррозионную угрозу от маловероятной до возможной в соответствии с классификацией АНИ.

Потенциальная опасность, связанная с содержанием CO_2 , требует установки скважинной системы безопасности. К этой системе относится клапан–отсекатель и пакер.

Клапан–отсекатель и пакер должны удовлетворять следующим требованиям: быть съёмными, выполненными на рабочее давление не менее 14 МПа; посадочный ниппель клапана-отсекателя и уплотнительные манжеты пакера должны устанавливаться в эксплуатационной колонне диаметром 146 мм на лифтовых трубах. Диаметр внутреннего проходного канала клапана–отсекателя и пакера должен позволять выполнение работ по интенсификации с помощью гибких труб, геофизических исследований и других технологических операций. Выбор клапана–отсекателя основан на том, что он должен эффективно действовать при возникновении аварийных ситуаций, связанных с повышением давления в выкидных линиях, возникновением пожара, уничтожением фонтанной арматуры и др.

Клапаны–отсекатели устанавливаются на глубине до 50 м от устья, для более удобного их обслуживания и управления ими.

Всё оборудование, спускаемое в скважину должно изготавливаться из материала согласно AISI, в соответствии с условиями работы в агрессивной среде.

Целесообразность установки защитного оборудования (клапан–отсекатель, пакер), определяет Недропользователь, в том числе и при получении новых данных по компонентному составу газа.

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

6.2.1 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Ввиду того что месторождение Аса находится на природоохранной территории на текущем этапе предусматривается только опробование скважин.

6.2.2 Защитные мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией в системах добычи, сбора, транспорта и подготовки продукции

Ввиду того что месторождение Аса находится на природоохранной территории на текущем этапе предусматривается только опробование скважин.

6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и подготовки продукции скважин

Ввиду того что месторождение Аса находится на природоохранной территории на текущем этапе предусматривается только опробование скважин.

6.4 Программа утилизации газа

04 октября 2024 г Рабочей группой по вопросам развития переработки сырого газа при МЭ РК была рассмотрена и утверждена «Программа развития переработки сырого газа на этапе пробной эксплуатации месторождения Аса на период с 01.10.2024 г по 27.07.2025 г» (протокол 21/7-1 от 04.10.2024 г). В рамках «Программы...» обосновано сжигание газа в объеме 1 270 000 м3.

7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

На месторождении Аса состояние пробуренных и проектных скважин выглядит следующим образом (табл. 7.1.1):

Таблица 7.1.1 – Фонд скважин месторождения Аса

Наименование	Аса
Пробуренный фонд, шт.	3
В т.ч. в консервации, №№	1, 2
Оценочная скважина в испытании	№SK-1005
Ликвидированные, №№	-
Ввод из консервации, №№	№1
	01.03.2024
Проектные опережающие – добывающие скважины	№3 на 2024 г.

Фактическая конструкция скважин, пробуренных на месторождении Аса представлена в таблице 7.1.2.

В соответствии с предлагаемым геологическим разрезом, проектной глубиной и с учетом возможных осложнений для качественного испытания выявленных горизонтов на контрактной территории ТОО «Sozak Oil and Gas» предусматривается следующие проектные конструкции скважин месторождений Аса представленные в таблице 7.1.3.

Таблица 7.1.3 – Рекомендуемая конструкция для скважины №3

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска, м
	долото	колонна	
Кондуктор	444,5	339,7	300
Техническая колонна	311,2	244,5	1000
Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	2750

Согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 13.02.2015г., отклонение фактической глубины скважины от предусмотренной в рабочем проекте не должно превышать ± 250 м. для вертикальных скважин, а для горизонтальных и наклонно-направленных скважин ± 300 м.

Таблица 7.1.2 – Фактическая конструкция скважин пробуренных на месторождении Аса

Сква- жина	Кате- гория сква- жин	Сроки бурения		Глубина, м		Горизонт, м		Конструкция скважины									Состояние на 01.01.2025 г.
								Кондуктор			Техническая колонна			Эксплуатационная колонна			
		начало	конец	проект	факт	проект	факт	диа- метр, мм	глубина спуска, м	высота подъема цемента (от устья), м	диа- метр, мм	глубина спуска, м	высота подъема цемента (от устья), м	диа- метр, мм	глубина спуска, м	высота подъема цемента (от устья), м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	поиск.	15.11.2011	22.04.2012	3000	2670	D	PZ	339,73	917,98	устье	244,5	1262,18	устье	177,8 114	2327,6 2265	2178	В консервации
2	поиск.	28.08.2014	03.11.2014	2900	2761	PZ	PZ	339,73	398	устье	244,5	1677,4	устье	177,8	2758	2274	
SK-1005	оцен.	02.09.2022	27.11.2022	2792	2895	PZ	C ₁ v ₁	339,73	413,54	устье	244,5	1401,02	устье				В ожид. испытания

Для обеспечения полноты замещения бурового раствора цементным и улучшения качества цементировки в целом, рекомендуется проводить комплекс мероприятий, включающий: подготовку ствола скважины; выбор оптимальных составов буферной жидкости и цементного раствора; увеличение степени центрирования колонны (не менее 80%); обеспечение турбулентного режима течения буферных жидкостей и цементных растворов в затрубном пространстве; расхаживание и (или) вращение обсадных колонн во время всего процесса цементирования.

В процессе бурения скважин возможны различного рода осложнения и аварии. Отложения, характеризующиеся образованием осыпей и обвалов, приводит к прихвату бурового инструмента, потере циркуляции. Для вскрытия неустойчивых пород необходимыми требованиями являются повышенная прокачка с интенсивной промывкой, высокая плотность промывочной жидкости, вязкость и статистического напряжения сдвига (СНС) с низкой водоотдачей. При ликвидации прихватов и потере циркуляции создаются предельно высокие нагрузки и репрессии на призабойную зону, что приводит к гидроразрыву пласта и уходу промывочной жидкости.

При избыточной репрессии на пласт происходит катастрофическое поглощение жидкости, что ведет к газопроявлениям, неожиданным аварийным выбросам и перехода к открытому фонтанированию.

Для физико-химического изучения состава флюидов в процессе бурения скважин проводились отбор и описание шлама и керна в пробуренных скважинах.

Исходя из проектной глубины и конструкции скважины, бурение производилось с буровой установки с достаточным уровнем механизации роторным способом, долотами и вооружением, соответствующим литологическому разрезу скважины. Углубление скважины производилось долотами с вооружением, соответствующему литологическому разрезу скважины роторным способом. компоновка низа бурильных колонн должна обеспечивать вертикальность ствола скважины. Промывка скважины при бурении под эксплуатационную колонну осуществлялась буровым раствором с плотностью 1,07-1,12 г/см³, препятствующий поступлению пластовых флюидов в ствол скважины. Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения. На буровой установке необходимо размещение всего комплекса очистных сооружений для очистки бурового раствора.

7.2 Требования к методом вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

7.2.1 Характеристика промывочных жидкостей

Требования к буровым растворам разработаны с учетом всех гипотетических ситуаций, которые базируются на геологической информации месторождения Аса.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть, как проблемы, связанные с геологическими условиями проводки скважины, так и другие: осыпи и обвалы стенок скважины; наличие в разрезе текучих пород (соленосной толщи); нефтегазопроявления; наличие прихватоопасных зон.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивного пласта необходимо производить с использованием ингибированных полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для наибольшего сохранения коллекторских свойств пласта и недопущения закупорки его, в качестве утяжелителя бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый временно закупоривающий агент, во избежание загрязнения коллектора.

Вскрытие продуктивных пластов осуществляют с репрессией на пласт, т.е. созданием на него давления бурового раствора большего, чем давление в пласте. Если давление бурового раствора будет меньше давления в пласте, то нефть и газ начнут поступать в скважину. Это может привести к возникновению нерегулируемого фонтанирования.

На скважинах на месторождении контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» при бурении под эксплуатационную колонну применяли полимер-калиевый буровой раствор плотностью $1,07 \div 1,12 \text{ г/см}^3$.

Конкретная рецептура бурового раствора и его параметры, режимы вскрытия выбираются при разработке технического проекта на строительство скважин на основе действующей нормативно – технической документации с учетом накопленного опыта в этой области. При этом для снижения степени воздействия фильтрата бурового раствора на призабойную зону пласта необходимо плотность бурового раствора поддерживать в

пределах, установленных в соответствии с «Требованиями промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли», т.е. более чем на 4-7% превышать коэффициент аномальности текущих пластовых давлений. Реологические параметры буровых растворов должны быть минимально – допустимыми.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части ствола), необходимо прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве $(1,5 \div 2) \text{ м}^3$.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно по поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора), предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита, песко- и илоотделители, центрифуги.

7.2.2 Выбор и обоснование типа перфорационной жидкости

В основе всех способов освоения лежит уменьшение давления столба жидкости в скважине ниже пластового и создание депрессии, достаточной для преодоления сопротивлений фильтрации пластовой жидкости к скважине. Уменьшить противодавление на продуктивный пласт можно снижением плотности и уровня жидкости в эксплуатационной колонне. Величину депрессии для получения притока выбирают в зависимости от типа коллектора, вида пластовой жидкости, устойчивости коллектора и коллекторских свойств пласта.

Существует несколько способов вызова притока из пласта. Если коэффициент аномальности пластового давления существенно больше единицы, коллекторские свойства пласта хорошие и приствольная зона загрязнена мало, часто бывает достаточно заменить промывочную жидкость, которой была заполнена колонна накануне перфорации, на воду, либо нефть. В тех же случаях, когда коэффициент аномальности пластового давления не превышает единицы, коллекторские свойства плохие или приствольная зона продуктивного пласта сильно загрязнена в период бурения и цементировании скважины, во время перфорации для получения притока пластового флюида приходится не только заменять промывочную жидкость на воду или нефть, но также азрировать воду, либо снижать уровень воды в обсадной колонне. Заменять промывочную жидкость на воду рекомендуется постепенно.

Подъемным лифтом при опробовании во всех скважинах служили 73 мм насосно-компрессорные трубы, нижняя часть которых оборудована воронкой 110 мм, устье

скважины – фонтанной арматурой. Вызов притока пластового флюида осуществлялся различными методами: сваби́рованием или аэриза́цией, заменой глинистого раствора (рассола) на техническую воду, промывкой скважины нефтью. После получения притока флюида из пласта производилась очистка скважины на 7-10 мм штуцерах. Показателем качественной очистки являлось отсутствие в продукции фильтрата бурового раствора и твердых частиц.

В зависимости от полученного притока пластового флюида проводился соответствующий комплекс исследований.

В случае получения фонтанирующего притока нефти, после очистки скважин, исследовательские работы необходимо начинать с замера начального пластового давления, пластовой температуры глубинными манометрами. В период замера рост давления регистрировать показаниями устьевых манометров через 3-10 мин. Вначале и 30-60 мин. В конце. Давление считалось восстановленным, когда показания повторяются три раза в пределах погрешности манометра. После восстановления давления производится замер градиента давления по стволу через каждые 50 м. с выдержкой в каждой точке по одному часу. При необходимости отбора глубинной пробы из объекта, скважину необходимо переводить на 1,5-2 мм. Штуцер и производить отбор глубинной пробы. Затем исследование производить методом установившихся отборов на 3-5 режимах и после максимального режима, скважину закрывать для снятия КВД с постоянной регистрацией давления на забое и на устье до выхода на статическое положение.

В случае получения не фонтанирующих притоков нефти или воды, исследования необходимо проводить методом прослеживания уровня. Состав жидкости по стволу при прослеживании уровня контролируется постоянным отбором по стволу с помощью желонки.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред, необходимо вводить поверхностно-активные вещества (ПАВ)

В процессе освоения производились гидродинамические исследования:

- а) запись КВД;
- б) отбор глубинных проб;
- в) замер пластовой температуры и давления.

8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Настоящий «Дополнения к проекту пробной эксплуатации Аса» составляется по состоянию на 01.01.2025 г. на утверждённые в ГКЗ РК запасы свободного газа.

«Оперативный подсчет запасов углеводородов месторождения Аса Туркестанской области Республики Казахстан (по состоянию на 01.03.2020 г)» выполнен по результатам бурения скважин №№ 1, 2, запасы оценены по 12 залежам, по категориям C_1 и C_2 (таблица 8.1).

Таблица 8.1 – Запасы свободного газа

№	Горизонт, залежь	Категория	Начальные геологические запасы газа, млн.м ³	Извлекаемые запасы газа, млн.м ³
1	C_{1sr-1}	C_2	1009	502,5
2	C_{1sr-2}	C_2	144	71,8
3	C_{1v3-1}	C_2	934	465,1
4	C_{1v3-2}	C_2	1195	595,2
5	C_{1v3-3}	C_2	1520	756,9
6	C_{1v2-1}	C_2	389	193,7
7	C_{1v2-2}	C_2	2642	1315,7
8	C_{1v1-1}	C_2	346	172,3
9	C_{1v1-2}	C_2	59	29,4
10	PZ-1	C_1	11	7,3
11	PZ-2	C_1	744	494,0
		C_2	672	334,7
12	PZ-3	C_1	139	92,3

Из таблицы 9.1 видно, что наибольшее количество запасов (90,9%) приходится на запасы категории C_2 . Учитывая степень изученности, залежи и участки залежей с запасами категории C_1 необходимо ввести в пробную эксплуатацию, а залежи и участки залежей с запасами категории C_2 необходимо доразведать.

В настоящее время в пределах месторождения Аса пробурены скважины №№1, 2 SK-1005.

Скважина №1 находится в зоне запасов категории C_1 залежей PZ-1, PZ-2, PZ-3 и после расконсервации будет введена в пробную эксплуатацию залежи PZ-1, PZ-2 (II объект).

Скважина №2 находится в зоне запасов категории C_2 залежей C_{1sr-1} , C_{1sr-2} , C_{1v3-1} , C_{1v3-2} , C_{1v3-3} , C_{1v2-1} , C_{1v2-2} , C_{1v1-1} , C_{1v1-2} , PZ-2 и находится в консервации.

Проектная опережающая – добывающая скважина №3 при проектной глубине 2750 м полностью вскрыет продуктивный разрез. Местоположение скважины №3 позволит вскрыть участки запасов категории C_1 залежей PZ-2, PZ-3 и участки с запасами категории C_2 залежей C_{1sr-1} , C_{1sr-2} , C_{1v3-1} , C_{1v3-2} , C_{1v3-3} , C_{1v2-1} , C_{1v2-2} , предполагаемые абсолютные отметки залежей требующих доразведки соответственно равны -1860м, -1940м, -2020м, -2060м, -2110м, -2170м, -2200м.

После окончания бурения в скважине №3 будут проводиться мероприятия по опробованию горизонтов залежей C_{1sr}-1, C_{1sr}-2, C_{1v3}-1, C_{1v3}-2, C_{1v3}-3, C_{1v2}-1, C_{1v2}-2 (табл. 8.2).

Таблица 8.2 – Интервалы опробования и испытания скважин в эксплуатационной колонне

№№	Продуктивн. горизонт (стратиграф. возраст)	Проектная опережающая -добывающая скважина
		№3
1	C _{1sr} -1	2110-2120
2	C _{1sr} -2	2190-2195
3	C _{1v3} -1	2270-2280
4	C _{1v3} -2	2310-2320
5	C _{1v3} -3	2360-2370
6	C _{1v2} -1	2420-2425
7	C _{1v2} -2	2450-2460
8	C _{1v1} -1	-
9	C _{1v1} -2	-
10	PZ-1	-
11	PZ-2	-
12	PZ-3	-
	Всего	7

Проведение намеченных в настоящем проекте мероприятий поможет уточнить геологическое строение месторождения, определить добывные возможности залежей, получить необходимую информацию для обоснования подсчетных параметров для дальнейшего достоверного выполнения отчета по подсчету запасов УВС и определения технико-экономической целесообразности вовлечения месторождения в промышленную разработку.

9. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

АО «Созак Ойл энд Газ» разрабатывает и реализовывает мероприятия по снижению негативного воздействия на окружающую среду. Данный раздел составлен на основании Плана природоохранных мероприятий для месторождений Аса, Оппак, Кендерлик, Орталык, Тамгалытар АО «Созак Ойл энд Газ».

Ниже представлены мероприятия, которые были запланированы компанией на территории месторождения Аса.

- Мероприятия по охране воздушного бассейна:

- Проведение профилактических работ по оборудованию, с целью поддержания в технической исправности при работе;

- Монтажные работы, связанные с рационализацией тепловых систем.

- Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов:

- Проверка счетчиков расхода воды.

- Мероприятия по охране земельных ресурсов:

- Рациональное использование земельных ресурсов, ведение работ в пределах отведенной территории;

- Охрана и рациональное использование недр

- Организация и ведение мониторинга недр;

Контроль за разработкой месторождений: исключение обводнения месторождения, предотвращение загрязнения подземных вод, сведение к минимуму потерь газа при эксплуатации месторождения, подготовке и транспортировке газа;

- Освоение, испытание и эксплуатация всех видов скважин, без нарушений: по герметичности эксплуатационных колонн, наличии межпластовых перетоков, отсутствию цементного стакана за колонной, пропусков фланцевых соединений.

- Мероприятия по охране флоры и фауны:

- Работы по озеленению территории объектов предприятия - посадка, полив, побелка саженцев;

- Ведение работ в пределах отведенной территории, передвижение автотранспорта по санкционированным грунтовым дорогам.

- Отходы производства и потребления:

- Проведение экологического месячника по санитарной очистке территории предприятия от отходов производства и потребления;

- Вывоз отходов с объектов месторождения по договору со специализированной организацией;
- Вывоз жидких бытовых отходов по договору со специализированной организацией.
- Научно-исследовательские, изыскательские и другие разработки:
- Выполнение производственного экологического контроля (мониторинг) по атмосферному воздуху, грунтовой воде и радиации.
- Экологическое просвещение и пропаганда:
- Развитие информационной системы в сфере охраны окружающей среды через подписное издание;
- Просвещение работающего персонала по соблюдению всех существующих норм и правил техники безопасности и в области охраны окружающей среды при проведении работ;
- Повышение квалификации специалистов предприятия, занимающихся экологическими вопросами (прохождение курсов повышения квалификации).

Выводы и рекомендации:

АО «Созак Ойл энд Газ» в процессе производственной деятельности на месторождении Аса, руководствуется в области охраны окружающей среды Экологическим кодексом и иными нормативными природоохранными документами Республики Казахстан.

АО «Созак Ойл энд Газ» разрабатывает и согласовывает с контролирующими органами «План природоохранных мероприятий», проводит комплексные наблюдения по изучению состояния природных компонентов в зоне потенциального воздействия объектов предприятия по разработанным «Программам производственно-экологического контроля».

Воздействие эксплуатации месторождения Аса на воздушный бассейн, подземные воды, почвенный покров, растительный и животный мир находится в рамках допустимого.

Инструментальные замеры выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от организованных источников показали соответствие установленным нормам НДВ.

Результаты проведенных наблюдений за состоянием компонентов окружающей среды показали, что производственная деятельность Компании не оказывает существенного влияния на природную окружающую среду, в то же время следует

отметить, что даже небольшие отклонения от технологических режимов производственных процессов могут привести к отрицательным последствиям.

Необходимо четко контролировать выполнение всех природоохранных мероприятий, предусматриваемых программами работ, не допуская при этом возникновения аварийных ситуаций.

10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

10.1 Экономические показатели

В рамках проекта пробной эксплуатации месторождения Аса были уточнены показатели эксплуатации. Оценка экономической эффективности месторождения предполагает некоторые экономические и финансовые допущения, приведенные ниже.

В связи с отсутствием реализации продукции и источником дохода, затраты на данный проект приходятся исключительно на бурение 2 скважин.

Первым годом реализации проекта принят 2025 год. За интервал планирования принят промежуток времени, соответствующий одному календарному году.

Расчеты проводились на весь проектный срок.

Дисконтирование проводилось исходя из теории временной стоимости денег, то есть для получения суммы потока платежей, приведенной к настоящему моменту времени. Для определения дисконтированных потоков приняты следующие ставки:

- 5%;
- 10%;
- 15%.

Масштабы цен, приведенные в расчетах, позволяют сопоставить полученные результаты экономической оценки. Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в текущих ценах с переводом национальной валюты тенге в доллары США для упрощения дальнейших расчетов. Также принято, что на весь проектный период обменный курс национального банка Республики Казахстан будет неизменным 500 тенге/\$ США.

Капитальные затраты

Потребность в капитальных вложениях определялась, исходя из объемных показателей, связанных с бурением скважин, реконструкцией объектов обустройства и удельных затрат, сложившихся за 2025-2026 гг. и утвержденному плану капитальных затрат по бурению скважин, их обустройству, строительству объектов и т.п.

Проектная стоимость бурения скважины подсчитана в зависимости от глубины бурения с учетом стоимости 1 метра проходки. Исходя из специфики бурения стоимость бурения вертикальной газовой скважины принята 452 740 050 тенге, которая определена исходя из анализа фактических затрат на бурение существующих скважин. Продолжительность бурения для каждой скважины определялась согласно нормативным данным по бурению и практическим данным аналогичных близ находящихся месторождений.

Ввиду близкого расположения месторождений Аса и Орталык, а также небольшого количества скважин, планируется сооружение единого пункта сбора газа. Достоинством такой централизованной системы сбора газа от скважин 2-х месторождений является прежде всего экономия капитальных вложений. С технологической стороны положительно выгоден такой единый ГСП для облегчения обустройства замера и предварительной подготовки газа. Общие расходы на обустройство единого ГСП (газосборного пункта) по месторождениям Аса и Орталык включены в капитальные вложения месторождения Аса по причине ее большей площади.

При планировании внедрения ГПЭС были предложены три марки:

- MWM NCG 2032 V16B мощностью 4,5 МВт (потребление газа в соответствии с техническими характеристиками составляет $1041 \text{ м}^3/\text{час}$);
- MaK G16CM34 мощностью 6,72 МВт (потребление газа в соответствии с техническими характеристиками составляет $1487 \text{ м}^3/\text{час}$);
- B35:40-V20AG мощностью 8,5 МВт (потребление газа в соответствии с техническими характеристиками составляет $1840 \text{ м}^3/\text{час}$).

Максимальный уровень добычи газа 5-ти месторождений АО «Созак Ойл энд Газ» (Аса, Кендерлик, Оппак, Орталык, Тамгалытар) приходится на 2025 г. и составляет 310,5 тыс.м3/сут или 12,9 тыс.м3/час. При данном объеме применима ГПЭС марки MWM NCG 2032 V16B мощностью 4,5 МВт в количестве 12 штук.

Для преобразования газа в электричество в качестве альтернативы закупа дорогостоящего ГПЭС (газопоршневая электростанция) рекомендовано ее аренда. Цена одной ГПЭС на рынке оценивается в 1 831 805 тыс.тенге. На месторождение Аса необходимо 7 установок. Общая стоимость всех ГПЭС составляет $=7 \text{ единиц} * 1\,831\,805 \text{ тыс.тенге} = 12\,822\,635 \text{ тыс.тенге}$. Аренда же одной установки выходит в год 90 000 тыс.тенге. Общая сумма по аренде составляет: $7 \text{ единиц} * 90\,000 \text{ тыс.тенге} * 2 \text{ года} = 1\,260\,000 \text{ тыс.тенге}$. Таким образом, экономически выгодно брать в аренду ГПЭС в сумме 1 260 000 тыс.тенге против полной стоимости ГПЭС 12 822 635 тыс.тенге в период пробной эксплуатации. Данные расходы включены в эксплуатационные затраты как статья «Услуги производственного характера».

Результаты расчетов капитальных вложений и полная стоимость строительства объектов обустройства в период реализации проекта пробной эксплуатации приведены в таблице 10.1.1. Эффективность ввода скважин отражено в технико-экономических показателях данного проекта.

Таблица 10.1.1 – Капитальные затраты, тыс.тенге

№	Наименование работ	Ед.изм.	Количество	Стоимость за единицу, тенге	2025	2026	Итого, тыс.тенге
Подземное строительство							
1	Бурение добывающей вертикальной газовой скважины	тыс.тенге	1	452 740 050	452 740		452 740
2	Вывод скважин из консервации	тыс.тенге	1	31 500 000	31 500		31 500
	Итого подземное строительство без учета инфляции	тыс.тенге			484 240	0	484 240
	Итого подземное строительство с учетом инфляции	тыс.тенге			484 240	0	484 240
Наземное строительство							
1	Обустройство ГСП (газосборный пункт)	тыс.тенге	1	54 000 000	54 000		54 000
2	Прокладка промыслового газопровода диаметром 75 мм- 5000 метров	тыс.тенге	5000	9 000	45 000		45 000
	Всего наземное строительство	тыс.тенге			99 000	0	99 000
	Всего наземное строительство с учетом инфляции	тыс.тенге			99 000	0	99 000
Инфраструктура, проектные работы							
1	ПИР	тыс.тенге	1	4 500 000	4 500		4 500
2	Авторский надзор	тыс.тенге	1	4 500 000	4 500		4 500
	Всего инфраструктура, проектные работы без учета инфляции	тыс.тенге			9 000	0	9 000
	Всего инфраструктура, проектные работы с учетом инфляции	тыс.тенге			9 000	0	9 000
	Всего капитальных вложений	тыс.тенге			592 240	0	592 240
	Всего капитальных вложений с учетом инфляции	тыс.тенге			592 240	0	592 240
	Коэффициент инфляции				1	1	

В расчетах учтено, что обеспечение необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения будет осуществляться за счет собственных средств инвестора и использования амортизационных отчислений.

Следует обратить внимание, что данные расчеты имеют определенную степень точности, и полученные результаты на последующих этапах проектирования могут, и, вероятнее всего, будут отличаться от текущих результатов, полученных на данном этапе проектирования с учетом имеющихся на текущий момент данных о месторождении.

10.2 Показатели эффективности реализации проекта

При оценке экономической эффективности варианта эксплуатации в работе использовались основные и оценочные показатели.

К основным показателям эффективности относятся:

- денежные потоки;
- чистый дисконтированный доход/поступления (NPV);

К оценочным показателям относятся:

- капитальные вложения на освоение месторождения;
- доход/поступления государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды РК).

Потоки денежной наличности для проекта пробной эксплуатации рассчитывались на базе отчислений на износ основных средств – с одной стороны, и – капитальных вложений – с другой стороны.

Таблица 10.2.1 – Расчет налогооблагаемого дохода, тыс.тенге

Годы	Валовый доход	Капитальные вложения	Аморт отчисления	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Налогооблагаемый доход	Корпоративный подоход-ный налог	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат	Поток денежной наличности
	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3	5	6	7	8	10	11
2025	0,0	592,2	0,0	0,0	0,0	0	0,0	-592,2
2026	0,0	0,0	88,8	-98,6	-98,6	0	-98,6	-9,8
2025-2026	0,0	592,2	88,8	-98,6	-98,6	0,0	-98,6	-602,0
2025-2060	0,0	592,2	88,8	-98,6	-98,6	0,0	-98,6	-602,0

Таблица 10.2.2 – Расчет дохода от реализации продукции и бюджетной эффективности, тыс.тенге

Годы	Доход Государства всего	Доход Государства всего с учетом инфляции
	млн.тенге	млн.тенге
1	2	3
2025	0,0	0,0
2026	8,9	9,8
2025-2026	8,9	9,8
2025-2060	8,9	9,8

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ И РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

После окончания разработки месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса «О Недрах и недропользовании» Республики Казахстан.

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд были рассчитаны:

- затраты на ликвидацию скважин;
- расчет затрат на рекультивацию земли.

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы объектов обустройства промысла и затраты по рекультивации земли.

11.1. Объемы и этапы ликвидационных работ

Ликвидация скважины должна осуществляться в соответствии с проектной документацией и требований действующей нормативно-технической базы, на основании которых должны составляться индивидуальные планы изоляционно-ликвидационных работ отдельно на каждый ликвидационный мост. В планах должны быть предусмотрены все работы по установке цементных мостов, испытанию их на прочность, работы по оборудованию устья скважины и обследованию устья с указанием ответственных исполнителей, с указанием мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

Утвержденный Заказчиком и согласованный с органами надзора Республики Казахстан и природоохранными органами план является основанием для проведения работ по ликвидации скважины.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии.

Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опрессовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. На этом оборудование ствола ликвидируемой скважины считается завершенным.

Устье скважины оборудуется заглушкой (или глухим фланцем с вваренным патрубком и вентилем), установленной на кондукторе (технической колонне).

На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1×1×1 м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), недропользователь, дата ее ликвидации.

При расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей, устья скважины углубляются не менее чем на 2 м от поверхности, оборудуются заглушкой, установленной на кондукторе (технической колонне), и табличкой с указанием номера скважины, месторождения (площади), пользователя недр и даты ее ликвидации.

Заглушка покрывается материалом, предотвращающим ее коррозию, и устье скважины засыпается землей.

После завершения работ по оборудованию устья ликвидируемой скважины производятся работы по зачистке территории отведенного участка земли и технический этап рекультивации. Составляется акт на рекультивацию земельного отвода, один экземпляр которого хранится в деле скважины, другой передается землепользователю.

11.2. Расчет затрат на ликвидацию скважин

Организация работ по ликвидации скважин на месторождении Бикжал, которые подлежат ликвидации по техническим и геологическим причинам и не могут быть использованы в иных целях предусматривает следующие.

Также в эту группу затрат входят укладка на спецтехнику и вывоз подземного и наземного оборудования: НКТ, пакеров, НДГ, УЭЦН, срезанной Ф.А. Используются следующие виды транспортных средств спец. техники.

Таблица 11.2.1. – Стоимость затрат на ликвидацию скважин

№ п/п	Наименование работ и затрат	Ед. изм.	Количество	Стоимость, в тысяч тенге	Общая стоимость, в тысяч тенге
1	2	3	4	5	6
1	Мобилизация и демобилизация агрегата на 80км	комп	1	800	*
2	Монтаж и демонтаж передвижного агрегата грузоподъемностью	комп	1	242	*
3	Оплата труда бригады КРС	сутки	9	62	558
4	Амортизация оборудования	сутки	9	15	135
5	Дизтопливо и ГСМ комплекта главного привода агрегата	сутки	9	12	108
6	Затраты ЦА на изоляционные и опресовочные работы	опер			
	Материалы:				
7	Цемент класса "G"	тн.	1,4	25	35
8	Ингибитор коррозии	литр	0,17	0,25	0,0425
9	Ингибитор H ₂ S	25 кг.	0,06	6	0,36
10	Кислород	шт	50	7	350
11	Пропан	шт	30	10	300
	Итого затраты на ликвидацию одной скважины				1486,4

Примечание: *-затраты не включены в общую стоимость т.к. будут привлечено собственные агрегаты и другие транспортные средства.

Расчет затрат на ликвидацию скважин был рассчитан на основании фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину, с учетом количества планируемых к выбытию скважин на конец разработки месторождения.

Стоимость ликвидации одной скважины составила 1 486 403 тенге.

Предполагаемое количество скважин, подлежащих ликвидации под конец пробной эксплуатации месторождения – 4 скважин.

Таким образом затраты на ликвидацию скважин составят:

$$4 \text{ скважин} * 1\,486\,403 \text{ тенге} = 5\,945\,612 \text{ тенге}$$

11.3. Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства

В соответствии с решением недропользователя до конца пробной эксплуатации месторождения будет в консервации.

11.4. Расчет рекультивации земли

Согласно пп.3 п.2 ст.217 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Расчет объема рекультивируемых земель был рассчитан исходя из следующих факторов:

- территория, принятая на рекультивацию скважин, составляет 20м*20 м;
- средневзвешенная глубина рекультивируемых земель-0,3м.;
- норматив на производство земельных работ составляет 12 560 тенге.

Таким образом, получается, объем рекультивации земли на одну скважину составил: $20м*20м*0,3м = 120 м^3$

Объем рекультивации на 12 скважин: $120м^3*4 скважин=480 м^3$

Стоимость рекультивации скважин составляет:

$$480м^3*12\,560\,тенге= 6028800тенге$$

11.5. Расчет возврата денежных средств в процессе ликвидации месторождения

В процессе работ по ликвидации последствий недропользования, большую часть оборудования и сооружений невозможно использовать вновь в работе, в результате эксплуатационного износа. Однако, некоторая часть оборудования и сооружений может пойти на сдачу металлолома.

Средняя рыночная стоимость приема металлолома в настоящее время составляет 75 000 тенге. Оценка общей массы металлолома, которую можно получить от имеющегося на месторождении оборудования составляет 91,17 тонн, согласно таблицы 11.5.1

Таблица 11.5.1-Расчет общей массы металлолома

Наименование объекта, сдаваемого на металлолом	Масса объекта, тонна	Общий вес металлолома, тонна
1	2	3
Резервуар 60м3	6,46	25,84
Резервуар 30м3	2,87	11,48
НКТ	10,4	41,6
Фонтанная арматура	1,2	4,8
Прочее оборудование	7,45	7,45
Всего		91,17

Таким образом общая сумма средств, получаемых от реализации металлолома составит:
 $75\,000\,тенге * 91,17\,тонн = 6837750\,тенге$

11.6 Расчет размера удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 11.6.1.

Таблица 11.6.1 - Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

Наименование	Ед. изм.	Сумма
Ликвидация скважин	тыс. тнг.	5945,612
Рекультивация земли	тыс. тнг.	6028,8
Платы за негативное воздействие на окружающую среду	тыс. тнг.	417,25
Итого	тыс. тнг.	12391,662
Итого с НДС 12%	тыс. тнг.	13878,66144
Возврат денежных средств от сдачи металлолома	тыс. тнг.	6837,75
Отчисления подлежащие выплате	тыс. тнг.	7040,91144
Отчисления подлежащие выплате с учетом инфляции в периоде 2025-2027гг.	тыс. тнг.	7745,002584

Выше произведённые расчеты подлежат пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа проектных работ. Кроме того, в процессе проведения работ по ликвидации последствий недропользования, сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кодекс Республики Казахстан о Недрах и Недропользовании от 27.12.2017 года № 125-VI с изменениями и дополнениями от 24.05.2018 г. №156-VI.
2. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» утвержден приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239.
3. «Методические рекомендации по составлению проектов пробной эксплуатации газовых и газоконденсатных залежей» утвержден приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года № 329.
4. «Оперативный подсчет запасов углеводородов месторождения Аса Туркестанской области Республики Казахстан», ТОО «Проектный институт «OPTIMUM», 2020 г.
5. Ширковский А.И. «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений» Москва, Недра, 1979 г.
6. Б.В. Дегтярев «Борьба с гидратообразованиями при эксплуатации газовых скважин в северных районах». «Недра», Москва, 1976.
7. ПСТ РК 13-2014 «Методические рекомендации по определению и обоснованию технологических потерь природного газа и попутного (нефтяного) газа при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки месторождения»
8. ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений».
9. «Инструкция по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов», утверждена приказом Министра по ЧС РК от 27 июля 2021 г. №359.
10. Экологический кодекс Республики Казахстан. Астана, 2007 г.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1



Приложение №
к Контракту № 2433 от 27 июля 2007 г.
на право недропользования
углеводород
(вид полезного ископаемого)
разведка
(вид недропользования)

от 11 12 2023 г. Рег. № 624-Р-УВ

РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ И СТРОИТЕЛЬСТВА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

УЧАСТОК НЕДР (ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)

Предоставлен Акционерному обществу «Sozak Oil and Gas» для осуществления операций по недропользованию в пределах блоков XXX-43-В(частично), С(частично), D (частично), E(частично), F(частично), 44-А(частично), В(частично), С(частично), D(частично), E(частично), F(частично); XXXI-43-С(частично), F(частично); 44-А(частично), В(частично), D(частично) на основании решения компетентного органа (Протокол Экспертной комиссии №35/5 МЭ РК от 10 октября 2023 года).

Геологический отвод расположен в Туркестанской области.

Границы геологического отвода показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 5; с № 1 по № 5; с № 1 по № 4; с № 1 по № 7; с № 1 по № 12; с № 1 по № 9; с № 1 по № 16; с № 1 по № 13.

Угловые точки	Координаты угловых точек участка Тамгалытар					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	45	36,29	67	35	6,51
2	45	47	1,56	67	35	7,32
3	45	49	49,73	67	41	49,74
4	45	48	48,81	67	44	0,3
5	45	44	2,33	67	44	17,39

Площадь-82,73 кв.км

Угловые точки	Координаты угловых точек участка Оппак					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	52	9,81	67	47	57,31
2	45	54	41,8	68	5	4,94
3	45	48	18,8	68	14	32,12
4	45	45	15,16	68	3	6,43
5	45	48	20,58	67	54	33,59

Площадь-325,05 кв.км

Угловые точки	Координаты угловых точек участка Кендирлик					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	56	3,8	68	15	5,13
2	45	57	44,8	68	19	4,21
3	45	46	49,8	68	26	42,36
4	45	44	31,9	68	23	42,88

Площадь-132,67 кв.км

Угловые точки	Координаты угловых точек участка Аса					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	37	34,54	68	0	35,01
2	45	40	24,01	68	4	4,22
3	45	39	36,13	68	5	32,5
4	45	38	29,57	68	4	42,76
5	45	36	10,94	68	6	6,82
6	45	35	51,03	68	5	28,11
7	45	36	11,225	68	3	46,28
Площадь-30,82 кв.км						

Угловые точки	Координаты угловых точек участок Орталык					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	36	34,81	67	50	55,84
2	45	36	37	67	58	37
3	45	34	4	68	7	9
4	45	36	6,55	68	7	10,92
5	45	36	9	68	15	47,94
6	45	33	1,8	68	16	44,17
7	45	30	0	68	15	0
8	45	30	0	68	5	0
9	45	27	47,18	68	4	56,87
10	45	25	35,8	67	58	42,83
11	45	29	43,76	67	59	3,91
12	45	33	50	67	50	55
Площадь-377,07 кв.км						

Угловые точки	Координаты угловых точек участок Западный м. Мынкудук					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	33	35,00	67	56	49,00
2	45	32	29,00	67	57	24,00
3	45	32	19,00	67	57	50,00
4	45	32	8,00	67	57	58,00
5	45	30	56,00	67	57	40,00
6	45	31	13,05	67	56	6,60
7	45	33	24,39	67	51	45,87
8	45	33	37,00	67	52	44,00
9	45	32	39,00	67	53	45,00
Площадь-17,05 кв.км						

Угловые точки	Координаты угловых точек участок Осенний м. Мынкудук					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	36	36,30	67	56	7,95
2	45	36	11,00	67	55	50,00
3	45	35	41,00	67	55	53,00
4	45	35	19,00	67	55	44,00
5	45	35	13,00	67	55	20,00
6	45	34	40,00	67	55	36,00
7	45	34	2,00	67	55	19,00
8	45	33	43,00	67	55	24,00
9	45	33	38,00	67	54	53,00
10	45	34	5,00	67	54	40,00
11	45	34	15,00	67	54	20,00
12	45	35	11,00	67	54	19,00
13	45	35	17,00	67	54	10,00
14	45	35	21,00	67	54	20,00
15	45	36	30,00	67	54	20,00

16	45	36	35,80	67	54	23,98
Площадь-8,75 кв.км						

Угловые точки	Координаты угловых точек участок Центральный м.Мынкудук					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	35	30,888	68	7	10,511
2	45	35	18	68	8	16
3	45	35	59	68	9	42
4	45	34	46	68	13	12
5	45	34	56	68	13	48
6	45	34	22	68	15	45
7	45	33	58	68	15	30
8	45	34	25	68	14	5
9	45	33	51	68	13	35
10	45	34	57	68	10	56
11	45	34	34	68	10	16
12	45	34	36	68	7	43
13	45	34	42,259	68	7	9,979
Площадь-16,14 кв.км						

Из участка недр (геологического отвода) исключаются месторождения подземных вод

Угловые точки	Уч. скв. 1677					
	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	33	22,00	68	11	38,00
2	45	33	43,00	68	11	38,00
3	45	33	43,00	68	12	08,00
4	45	33	22,00	68	12	08,00
Площадь -0,42 км. кв, глубина – 234-262м.						

Площадь участка недр за вычетом исключаемых месторождений ПВ составляет – 905,98 (девятьсот пять целых девяносто восемь сотых) км. кв.
Глубина разведки – до кровли фундамента.

Примечание: На территории не включенный в геологический отвод, недропользователь должен в установленном порядке произвести ликвидационные работы.

Заместитель председателя



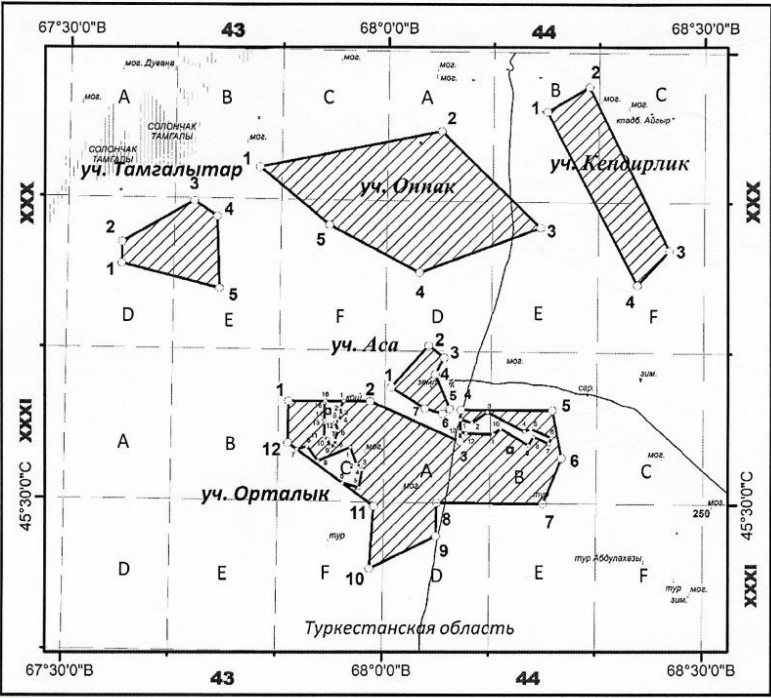
К. Туткышбаев

г. Астана
декабрь, 2023 г.

Приложение №
по Контракту № 2433 от 27.07.2007 г.
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
разведка
(вид недропользования)

от « » 2023 г. Рег. № Р-УВ

Картограмма расположения участка недр в пределах блоков
XXX-43-В(частично),С(частично), D (частично), E(частично), F(частично), 44-
А(частично),В(частично),С(частично), D(частично), E(частично),F(частично); XXXI-43-
С(частично),F(частично); 44-А(частично),В(частично), D(частично)
Масштаб 1: 600 000



- Условные обозначение:**
- контур участка недр для разведки
 - контур участка недр
 - месторождения урана
 - контур участка недр месторождения и скважин подземных вод
 - грунтовые проселочные дороги
 - солончаки

г. Астана
декабрь, 2023 г.