

**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 ОРТАЛЫК
(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.	
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 №2
к Договору №21-2025 от 20 мая 2025 г.

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на составление

«Дополнения к проекту пробной эксплуатации месторождения Орталык» 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 Орталык 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 ШЭ 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.

Штамп
 АО «Созак Ойл энд Газ»

	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 Орталык» на совместном ГТС и получить утверждение Заказчика. - Дополнение к проекту ПЭ и ОВОС представить в составе и объёме 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 НИР	Проект должен быть выполнен в соответствии с действующим законодательством РК.
Сроки оказания услуг	Подрядчик обязан предоставить согласованный с Заказчиком календарный график выполнения работ

АО «Sozak Oil and Gas»
«Сазақ Ойл және Газ»
Каждый лист настоящего документа
содержит штамп, подтверждающий
его действительность

	В соответствии с Договором на предоставление услуг срок завершения работ, включая защиту на заседании ЦКРР РК, до 31.12.2026 года
Требования к потенциальному подрядчику	Проектная организация должна обладать следующими разрешительными документами в области проектирования: 1. 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. 2. 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, подтверждаемый 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» Л.В.Вэй Должность: Генеральный директор	Подписчик/Исполнитель: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» А.М. Джамикешов Должность: Генеральный директор
---	--

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

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.

«Дополнения к проекту пробной эксплуатации месторождения Орталык» состоит из:

Книга – Текст отчета содержит 111 страниц, включая 27 таблиц, 6 рисунков и 2 приложения.

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

Цель работы – составление «Дополнения к проекту пробной эксплуатации месторождения Орталык» 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 Орталык, контрактная территория АО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ».

ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ	6
ВВЕДЕНИЕ	14
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	19
2.ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	21
2.Характеристика геологического строения	21
2.1.1 Тектоника.....	24
2.1.2 Газоносность	26
2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности.....	32
2.3 Физико-химические свойства газа и воды.....	40
2.4 Физико-гидродинамические характеристика	42
2.5 Запасы газа	43
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	55
3.3.1 Опробование пластов в процессе бурения	55
3.3.2 Опробование пластов в колонне	57
3.3.3 Сведения о газодинамических исследованиях.....	63
3.4 Характеристика структуры пробуренного фонда скважин	64
3.5 Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам	67
3.6 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей и выбор расчетного варианта пробной эксплуатации	68
4. ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	71
5. ПРОГРАММА И ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ.....	73
5.1 Цели и направления исследовательских работ	73
5.2 Программа испытаний и контроля за пробной эксплуатацией.....	76
6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА	82
6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования	82
6.1.1 Технологические условия эксплуатации скважин.....	82
6.1.2 Обоснование устьевых и забойных давлений, выбор режимов эксплуатации скважин. Обоснование выбора подъёмного лифта	82
6.1.3 Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования.....	85
6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	87
6.2.1 Защитные мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией в системах добычи, сбора, транспорта и подготовки продукции	89
6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и подготовки продукции скважин	89
6.4. Программа утилизации газа	90
7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	91
7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	91
7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	94
7.2.1 Характеристика промысловых жидкостей	94
7.2.2 Выбор и обоснование типа перфорационной жидкости	96
8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ.....	98
9. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	100
11. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	103
11.1 Экономические показатели.....	103
11.2 Показатели эффективности реализации проекта	106
12. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ И РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	107
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	112
ПРИЛОЖЕНИЯ	113

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.2.1 - Характеристика толщин залежи.....	33
Таблица 2.2.2 – Статистические показатели характеристик неоднородности.....	35
Таблица 2.2.3 – Характеристика коллекторских свойств и газонасыщенности по горизонтам	37
Таблица 2.3.2 - Компонентный состав газа	41
Таблица 2.5.1 – Месторождение Орталык. Подсчет запасов газа	44
Таблица 2.5.2 – Месторождение Орталык. Подсчет запасов этана, пропана, бутанов в газе.....	46
Таблица 2.5.3 – Месторождение Орталык. Подсчет запасов гелия в газе	48
Таблица 3.2.1 – Координаты угловых точек запрашиваемого участка недр.....	53
Таблица 3.3.1 - Распределение объектов испытания пластов в процессе бурения	55
Таблица 3.3.2 - Результаты опробования трубным испытателем пластов	56
Таблица 3.3.3 - Результаты опробования скважин	60
Таблица 3.3.4 – Результаты исследований диафрагменным измерителем критического течения (ДИКТ)	63
Таблица 3.4.1 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2025 г.	64
Таблица 3.4.3 – Техническое состояние скважин месторождения Орталык	66
Таблица 3.5.1 – Исходные геолого-физические характеристики объектов пробной эксплуатации месторождения Орталык	67
Таблица 6.1.1 – Комплекс исследований по контролю за разработкой.....	74
Таблица 6.1.2 – Программа геолого-промысловых и лабораторно-исследовательских работ по доразведке месторождения	74
Таблица 6.2.1 – Комплекс исследований по контролю за разработкой.....	79
Таблица 7.1.2 – Компоновка колонны насосно-компрессорных труб	84
Таблица 8.1.1 – Фонд скважины на месторождении Орталык	91
Таблица 8.1.2 - Фактическая конструкция скважин пробуренных на месторождении Орталык.....	92
Таблица 8.1.3 – Рекомендуемая конструкция для скважин №5 Орталык	93
Таблица 8.1.4 – Рекомендуемая конструкция для скважин №3 Орталык	93
Таблица 9.1 – Геологические и извлекаемые запасы и ресурсы газа в пределах контрактной территории, подсчитанные по состоянию на 01.07.2020 г.....	98
Таблица 11.1.1 – Капитальные затраты, тыс.тенге	105
Таблица 11.2.1 – Расчет налогооблагаемого дохода, тыс.тенге	106
Таблица 11.2.2 – Расчет дохода от реализации продукции и бюджетной эффективности, тыс.тенге ...	106

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Обзорная карта.....	20
Рисунок 2.1.1 - Схема тектонического районирования	25
Рисунок 3.2.1 – Запрашиваемый участок недр	54
Рисунок 3.3.1 – Индикаторная диаграмма по скважине 2-Г	64
Рисунок 7.1.1 – Зависимость скорости потока от дебита газа ($P_{заб} = 17,8$ МПа).....	84
Рисунок 7.2.1 - Равновесные параметры гидратообразования	88

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 114
Приложение 2Ошибка! Закладка не определена.

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 Орталык. Структурная карта по отражающему горизонту D3fm1 (кровля нижнефаменского яруса)	1	1	1:50 000	Н/С
2	Месторождение Орталык. Структурная карта по отражающему горизонту D3fm2 (кровля среднефаменского яруса)	2	1	1:50 000	Н/С
3	Месторождение Орталык. Структурная карта по отражающему горизонту C1v1 (кровля нижневизейского яруса)	3	1	1:50 000	Н/С
4	Месторождение Орталык. Структурная карта по отражающему горизонту C1v3 (кровля верхневизейского яруса)	4	1	1:50 000	Н/С
5	Месторождение Орталык. Структурная карта по отражающему горизонту C1sr (кровля серпуховского яруса)	5	1	1:50 000	Н/С
6	Месторождение Орталык. Геолого-литологический профиль по линиям I-I, II-II, III-III. Залежи C1sr-1, C1sr-2, C1sr-3	6	1	гор 1:50 000 верт 1:1000	Н/С
7	Месторождение Орталык. Геолого-литологический профиль по линиям I-I, II-II, III-III. Залежи C1v3-1, C1v3-2, C1v2-1, C1v2-2, C1v1-1, C1v1-2	7	1	гор 1:50 000 верт 1:1000	Н/С
8	Месторождение Орталык. Геолого-литологический профиль по линиям I-I, II-II, III-III. Залежи Pz-1, Pz-2	8	1	гор 1:50 000 верт 1:1000	Н/С
9	Месторождение Орталык. Геолого-литологический профиль по линии II-II. Залежи D3fm1, D3fm2	9	1	гор 1:50 000 верт 1:1000	Н/С
10	Месторождение Орталык. Залежь C1sr-3. а) Структурная карта по кровле коллектора, б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	10	1	1:50 000	Н/С
11	Месторождение Орталык. Залежь C1v3-1. а) Структурная карта по кровле коллектора, б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	11	1	1:50 000	Н/С
12	Месторождение Орталык. Залежь C1v3-2. а) Структурная карта по кровле коллектора, б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	12	1	1:50 000	Н/С
13	Месторождение Орталык. Залежь C1v1-1. а) Структурная карта по кровле коллектора, б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	13	1	1:50 000	Н/С

1	2	3	4	5	6
14	Месторождение Орталык. Залежь C1v1-2. а) Структурная карта по кровле коллектора, б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	14	1	1:50 000	Н/С
15	Месторождение Орталык. Залежь Pz-1. а) Структурная карта по кровле коллектора, б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	15	1	1:50 000	Н/С
16	Месторождение Орталык. Залежь Pz-2. а) Структурная карта по кровле коллектора, б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	16	1	1:50 000	Н/С
17	Карта проектных и пробуренных скважин	17	1	1:50 000	Н/С

Всего: 17 графических приложений на 17 листах, не секретно- 17

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Орталык в геологическом отношении относится к Кокпансорской впадине, входящей в состав Шу-Сарысуйской депрессии, в административном отношении расположено в Созакском районе Туркестанской области Республики Казахстан.

Недропользователем является ТОО «Sozak oil and gas»/ «Созак ойл энд газ», которому в соответствии с Контрактом за № 2433 от 27 июля 2007 года было предоставлено право на разведку и добычу углеводородов 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, 44, 45-А, В (частично), D, E (частично), XXXIII-43А (частично), В (частично), С, E (частично), F (частично), 44-А, В, С, D (частично), E (частично), F (частично), 45А, В (частично), D (частично), E (частично), расположенных в Туркестанской и Кызылординской областях Республики Казахстан. Площадь геологического отвода (участка недр) – 16116,6 км². Глубина разведки – до кровли фундамента.

Из общей площади геологического отвода (участка недр) Недропользователя исключена площадь участка недр ТОО «МАНГЫШЛАК-МУНАЙ», имеющий Контракт на добычу газа с Компетентным государственным органом РК №4631-УВС-МЭ от 30.07.2018 г. в пределах блоков XXXI-44-D (частично), E (частично).

В соответствии с Дополнением №18 к Контракту №2433 от 13 сентября 2021 года (№4964-УВС-МЭ от 13.09.2021 г.) срок действия Контракта ТОО «Sozak oil and gas»/ «Созак ойл энд газ» 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 месторождения Орталык является 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 право недропользования от ТОО «Marsel Petroleum» перешло к 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 2026года.

Планомерные геолого-геофизические исследования района работ начались с 60-х годов прошлого столетия. Из геологических исследований для изучения глубинного строения проектируемого района наибольшее значение имеют результаты структурного бурения, выполненного Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией МГ Казахской ССР.

В 1960 году на площади работ проводились гравиметрические исследования в масштабах 1:200000 и 1:50000. Гравиметрическими работами выявлен ряд положительных аномалий, интерпретирующихся как антиклинальные структуры, ряд из которых подтвержден сейсморазведкой.

В 1961-1963 г.г. проводились региональные работы методами МОВ и КМПВ, по результатам которых была составлена структурная схема восточной части Кокпансорской впадины в масштабе 1:500000 по подошве осадочных образований.

В 1963 году была завершена аэромагнитная съемка масштаба 1:200000 и по результатам работ составлена карта.

В течение 1955-1975 г.г. Кокпансорская впадина изучалась аэромагнитной съемкой многими организациями, такими как Западный геофизический трест МГ и ОН СССР, экспедицией № 39 ПГО «Волковгеология» и т.д.

В районе работ в разные периоды, начиная с 1952 года по 2002 год, активно проводилась и гравиметрическая съемка. Работы проводили Турланская геофизическая экспедиция, Казахстанская аэрогеолого-геофизическая экспедиция, Аэрогеолого-геофизическая экспедиция ПГО «Казгеофизика», Джекказганская геофизическая экспедиция, Илийская геофизическая экспедиция и др.

В 1974-1975 г.г. поисковыми и последующими детализационными работами МОГТ выявлена и изучена структура Орталык в 20 км на север от структуры Придорожная. Сейсморазведкой структура была изучена по отражающим горизонтам IIa, IIб, III и была рекомендована под поисковое бурение.

В глубокое поисковое бурение структура Орталык была введена в 1976 г. с целью поисков, разведки газового месторождения в отложениях нижнего карбона и верхнего девона. В процессе бурения поисковой скважины 1-Г в сводовой части структуры Орталык были получены проявления горючего газа из подсолённых отложений нижней перми, также скважиной была установлена газоносность карбонатных отложений нижнего карбона и фундамента, отсутствие в разрезе газоперспективных отложений верхнего девона.

Структурно-поисковое бурение продолжилось в течение 1977-1978 г.г., по результатам которого был составлен отчет «О результатах глубокого поискового и

структурно-поискового бурения на структуре Орталык Кокпансорской впадины», согласно которому подсчитаны забалансовые запасы газа в количестве 665 млн.м³ и гелия в количестве 1463 тыс.м³.

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» [25] и рассмотрен на заседании ЦКРР РК. Проектом предусматривалось на всей площади Контрактной территории бурение 27 проектных вертикальных скважин. В проекте была заложена отработка дополнительной сети профилей МОГТ 2Д в объеме 1000 пог. км, сейсморазведка МОГТЗД в объеме 800 кв.км.

Согласно данного проекта на контрактной территории проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в объеме 820 пог.км и МОГТ 3Д - 914 кв.км.

ТОО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ» для продолжения поисковых работ, а именно для уточнения геологического строения Контрактной территории продлен период разведки на 3 года с 28 марта 2015 года по 27 марта 2017 года.

В связи с изменениями объемов 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» [19].

Министерство энергетики Республики, в соответствии со статьей 64 Закона РК «О недрах и недропользовании» на основании рекомендаций Центральной комиссии по разведке и разработке полезных ископаемых Министерства энергетики РК утвердило «Дополнение №1 к Проекту поисковых работ на нефть и газ на Контрактной территории ТОО «Sozak oil and gas»/ «Созак ойл энд газ» [19] в части изменения объемов сейсморазведки и переноса проектных работ 2015 года на 2016 год. Общее количество проектных скважин осталось без изменения. А также недропользователю были даны рекомендаций в 2016 обеспечить представление результатов переинтерпретации сейсмических исследований МОГТ 2Д/3Д и нового проектного документа (Письмо МинЭнерг. РК №08-02/35739 от 23.12.2015 г).

В 2016 году на основании данных рекомендаций выполнено «Дополнение №2 к Проекту поисковых работ на контрактной территории ТОО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ» [26], где использованы материалы обработки и переинтерпретации сейсмических исследований МОГТ 2Д/3Д, выполненные в 2015-2016 г.г и данные бурения поисковых скважин (Письмо МинЭнерг. РК №10-03-03-6556/и от 22.12.2016г).

В 2017 году утвержден «Проект оценочных работ на контрактной территории ТОО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ» [18]. В проекте предусматривалось бурение 8 оценочных вертикальных независимых скважин SK-1001, SK-1006, **SK-1008 (на**

Орталыке), SK -1009, SK-1016, SK -1022, SK-1024, SK -1027 проектными глубинами от 2160 до 3380 м и проектным горизонтом – девон, общим метражом 21720 м. Объемы бурения, намеченные в проекте, не выполнены.

Также в 2017 году ТОО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ» было выдано разрешение на продление периода разведки для оценки сроком на 3 года с 28 марта 2017 года по 27 марта 2020 года.

В конце 2017 года было составлено «Дополнение №1 к Проекту оценочных работ» [19]. Объемы бурения также не выполнены [18].

В 2018 году ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» составлен «Проект разведочных работ по оценке залежей углеводородов согласно Контракту №2433 от 27 июля 2007 года» [21]. Согласно проекту предусматривались полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в объеме 900 пог.км и бурение 8 проектных оценочных скважин (SK-1001, SK-1006, **SK-1008 (на Орталыке)**, SK -1009, SK-1016, SK -1022, SK-1024, , SK -1027) с проектными глубинами от 2160 до 3380 м и проектным горизонтом - девон в период с 2018 по 2020 годы. Проект не был реализован.

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: Придорожная Южная, **Орталык**, Асса, 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 Орталык, построены структурные карты по 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» [21]. В отчете предусматривается полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в объеме 810 пог.км, а также бурение 10 проектных оценочных скважин, в том числе на структуре Орталык скважины **SK-1004** и **SK -1008**. Проектные глубины проектируемых 10 скважин от 1900 до 3000 м и проектный горизонт - девон и палеозой.

В 2019 году выдано разрешение на продление периода разведки для оценки сроком до 31 декабря 2022 года.

В 2021 году ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» выполнен «Оперативный подсчет запасов газа месторождения Орталык Туркестанской области Республики Казахстан» (по состоянию изученности на 01.07.2020 г.) и утвержден в ГКЗ РК (протокол №2327-21-П от 28.06.2021 г.).

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

- C_1 – 1410 млн.м³ геологические, в том числе извлекаемые – 936 млн.м³;
- C_2 – 101119 млн.м³ геологические, в том числе извлекаемые – 50227 млн.м³,

из них в пределах контрактной территории:

- C_1 – 1410 млн.м³ геологические, в том числе извлекаемые – 936 млн.м³;
- C_2 – 91469 млн.м³ геологические, в том числе извлекаемые – 45422 млн.м³,

За пределами контрактной территории:

- C_2 – 9650 млн.м³ геологические, в том числе извлекаемые – 4805 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.

Настоящий «Проект пробной эксплуатации месторождения Орталык» составлен по договору №056-2022 от 07.12.2022 г. между ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ» и АО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ» согласно «Методическим рекомендациям по составлению проектов пробной эксплуатации газовых и газоконденсатных залежей» с учетом требований «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [2] и экологического кодекса [9]. В работе использованы фактические материалы, предоставленные геологической службой АО «Sozak oil and gas» «Созак ойл энд газ».

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Месторождение Орталык 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 400 км на юг 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 ветра: летом – западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные.

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

Непосредственно через контрактную территорию в восточной части проходит нефтепровод Павлодар – Шымкент.

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

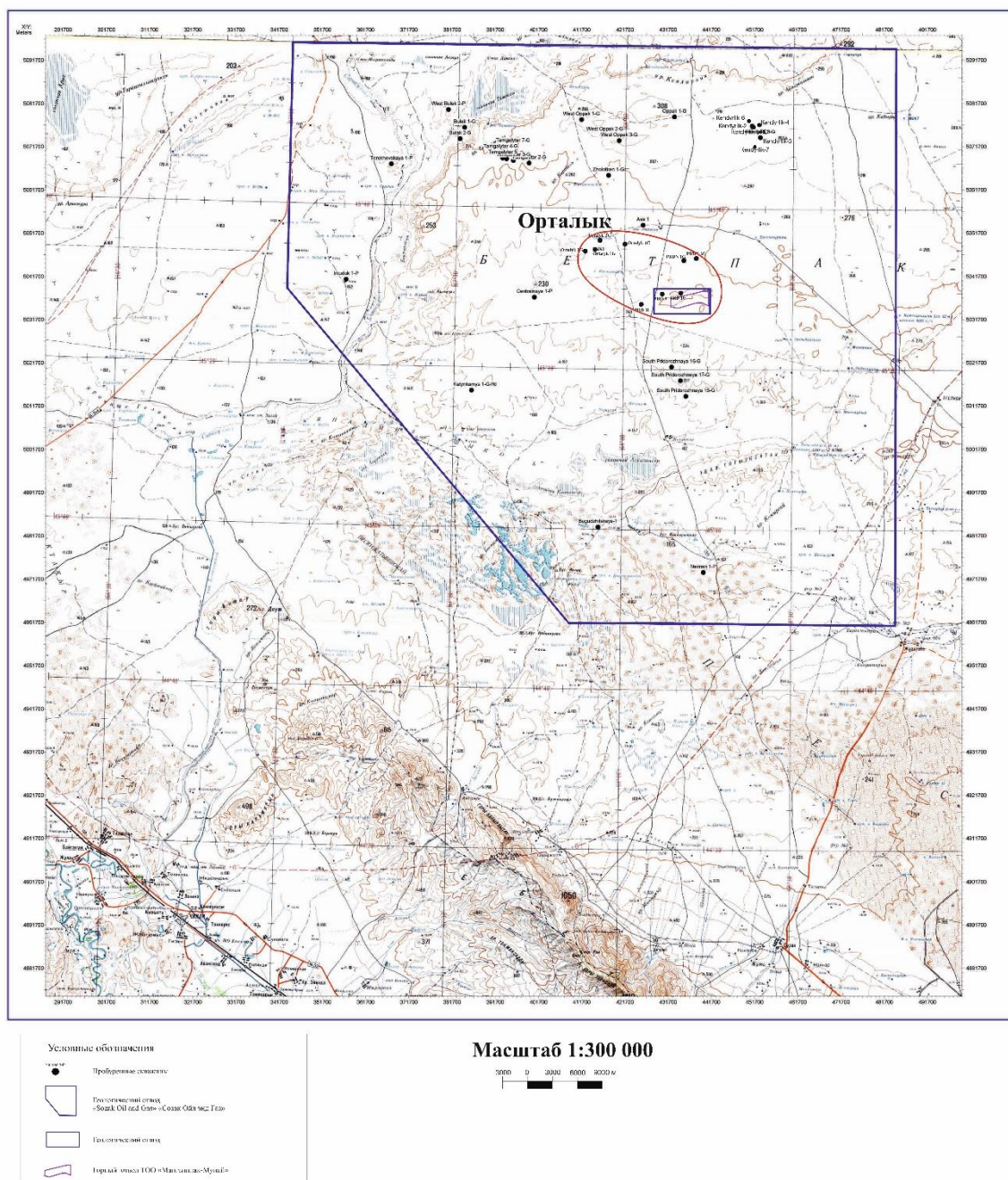


Рисунок 1.1 – Обзорная карта

2.ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.Характеристика геологического строения

В геологическом строении месторождений Кокпансорского прогиба, в том числе и месторождения Орталык, 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 структурный этаж включает в себя отложения от фамена до верхней перми включительно.

Верхний структурный этаж представлен отложениями мезокайнозоя и представляет платформенный чехол.

Нижний палеозой PZ_1

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.

На месторождении Орталык отложения нижнего палеозоя вскрыты скважинами 1-Г, 2-Г, 3-Г, 4-Г, ПРДС-1, ПРДС-2 и представлены глубоко метаморфизованными грубозернистыми песчаниками с гнейсвидной структурой с прослоями хлоритсирицитовых сланцев. Вскрытая толщина достигает 170 м.

Девонская система D

Средний девон D_2

Среднедевонские отложения в пределах месторождения не развиты. На месторождении Придорожное они вскрыты скважинами 5, 6, 10 и представлены терригенными породами: песчаниками преимущественно бурого цвета, реже серого, среднезернистые, переходящие к низу крупно и грубозернистым, на глинисто-железистом плотном цементе. Встречаются редкие тонкие прослои серо-зеленого плотного аргиллита. Вскрытая толщина составляет 73-92 м.

Верхний девон D_3

Отложения представлены франским, фаменским ярусами.

Франский ярус D_3fr

В пределах месторождения Орталык верхнедевонские отложения присутствуют на южной переклинали (скважины ПРИД-9, ПРИД-10, ПРИД-11). Породы представлены сланцами метоморфическими, хлорит-серицитовыми, темно-серыми, серо-зеленоватыми, местами буроватыми из-за железистых примесей. По трещинам развиты кварциты белого розового цвета. Вскрытая толщина составляет 60-151 м.

Фаменский ярус D_3fm

На месторождении Орталык отложения фаменского яруса развиты в южной и восточной переклиналях месторождения. Фаменский ярус представлен тремя отделами нижним, средним и верхним.

В нижней части разреза отложения (D_3fm_1) преимущественно сложены алевролитами бурыми, плотными с редкими прослойками окремненных, мелкозернистых песчаников. Песчаники розово-коричневые, коричневые, мелкозернистые с прослойками бурых аргиллитов и алевролитов.

К нижнефаменскому отделу приурочен продуктивный горизонт D_3fm_1 .

В средней части разреза (D_3fm_2) отложения представлены ангидритами серыми переслаивающихся с темно-серыми доломитами, аргиллитами темно-серыми, черными, местами с зеленоватым оттенком, алевролитами бурыми, крепкими с прослойками окремненных доломитов, аргиллитов или тонкослоистых белых ангидритов.

В отложениях среднефаменского отдела выделен продуктивный горизонт D_3fm_2 .

Выше по разрезу (D_3fm_3) залегают аргиллиты серо-зеленые, кавернозные, с включениями, линзами и пропластками желтовато-серой, прозрачной каменной соли. Каменная соль полупрозрачная, серая, в ангидритово-аргилитовой рубашке серого цвета.

К верхнефаменскому отделу приурочен продуктивный горизонт D_3fm_3 .

Вскрытая толщина фаменского яруса достигает 527 м.

Каменноугольная система С

Нижний отдел (C_1)

Отложения представлены турнейским, визейским и серпуховским ярусами и таскудукской свитой.

Турнейский ярус C_{1t}

Отложения этого возраста представлены аргиллитами темно-серыми до черных, слабоизвестковистыми, с прослоями и желваками ангидридов. В верхней части представлены черными тонкослоистыми доломитами пелитоморфными, глинистыми, ангидритизированными. В нижней части разреза отмечаются прослои зеленовато-серых,

серо-зеленых песчаников средне- и крупнозернистых на карбонатно-глинистом цементе. Толщина яруса 32-39 м.

Визейский ярус C_1v

Нижний C_1v_1 и средний C_1v_2 отделы

Отложения представлены известняками темно-серыми до черных, плотными, массивными, часто пелитоморфными с желваками ангидритов. Многочисленны, особенно в нижней части разреза, прослои и крупные желваки ангидрита. В нижней половине разреза часты прослои аргиллитов темно-серых, зеленоватых, иногда углистых и повсеместно ангидритизированных. Толщина отложений 206-302 м.

Верхний C_1v_3 отдел

Отложения, относимые к этому возрасту, представлены известняками черными, пелитоморфными и органогенными с обильной фауной брахиопод, криноидей, спикул. Отмечается доломитизация и прослои доломитов в нижней части разреза. Встречается пирит и редко желваки ангидрита. Толщина отложений 120-156 м.

Серпуховский ярус C_1sr

Отложения представлены темно-серыми органогенными известняками с большим количеством раковин и брахиопод крупной и средней величины. Прослои пелитоморфных известняков и доломитов имеют подчиненный характер. Встречаются желваки ангидритов до 4-х мм. Толщина отложений до 238 м.

Средний отдел (C_2)

Отложения представлены таскудукским и джезказганским ярусами.

Таскудукский ярус C_2ts

Представлен в нижней части переслаиванием темно-серых, а в верхней части - пестроцветных аргиллитов, алевролитов с прослоями известняков и ангидритов. Вверх по разрезу породы приобретают, преимущественно, красно-коричневый цвет.

Толщина яруса в среднем составляет 86 м.

Джезказганский ярус $C_{2+3}dg$

Отложения представлены красноцветной толщей пород: переслаиванием алевролитов, аргиллитов и песчаников, отмечается повсеместное распространение ангидритов в виде желваков. Толщина яруса изменяется от 720 м (скважина 1-Г) до 848 м (скважина ПРДС-2).

Пермская система (P)

Нижний отдел P_1

Нижнепермские отложения расчленены на литологические пачки: нижняя соленосная, средняя терригенная и надсоленосная.

Нижняя соленосная пачка (P₁pc)

Отложения представлены переслаиванием красноцветных песчаников и аргиллитов известковистых, обогащенных каменной солью. В нижней части разреза отдельные прослои пород приобретают серовато-бурую и зеленовато-серую окраску и появляются тонкие (до 6 см) прослои темно-серых доломитов. Каменная соль представлена редкими маломощными прослоями и чаще гнездами и в виде цемента. В цементе повсеместно присутствуют ангидрит и глауберит. Каменная соль серого, реже красновато-серого цвета, состав галитовый. Толщина отложений от 122 м (скважины 1С) до 492 м (скважина ПРИД-9).

Средняя терригенная пачка (P₁s)

Представлена переслаиванием красноцветных алевролитов и аргиллитов. Цемент железисто-глинистый. Повсеместно отмечаются включения гипса и заполнение им тонких трещин. Гипс белый, тонковолокнистый. Толщина отложений в среднем равна 137 м.

Надсоленосная толща (P₂as)

Сложена сероцветными, пестроцветными песчаниками на карбонатно-глинистом цементе, алевролитами, аргиллитами, мергелями и известняками. Весь разрез сильно загипсован, встречаются включения желваков ангидритов и карбонатных стяжений, придающих породам буровато-пятнистую окраску. Толщина отложений больше 500 м.

Мезо-кайнозойская система (MZ-KZ)

Отложения мезо-кайнозоя представляют собой платформенный чехол, отличаются спокойным залеганием, относительно выдержанными толщинами и представлены переслаиванием песков, глин, алевролитов. В разрезе преобладают пески и глины серые, желтовато-серые и редко красноцветные. Толщина не превышает 400 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 (D₃fm) и карбонатном комплексе пород нижнего карбона, в разрезе визейского (C₁v) и серпуховского (C₁sr) 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 Орталык, построены структурные карты по отражающим горизонтам:

- D_3Fm_1 (кровля нижнефаменского яруса);
- D_3Fm_2 (кровля верхнефаменского яруса);
- C_1V_1 (кровля нижневизейского яруса);
- C_1V_3 (кровля верхневизейского яруса);
- C_1sr (кровля серпуховского яруса).

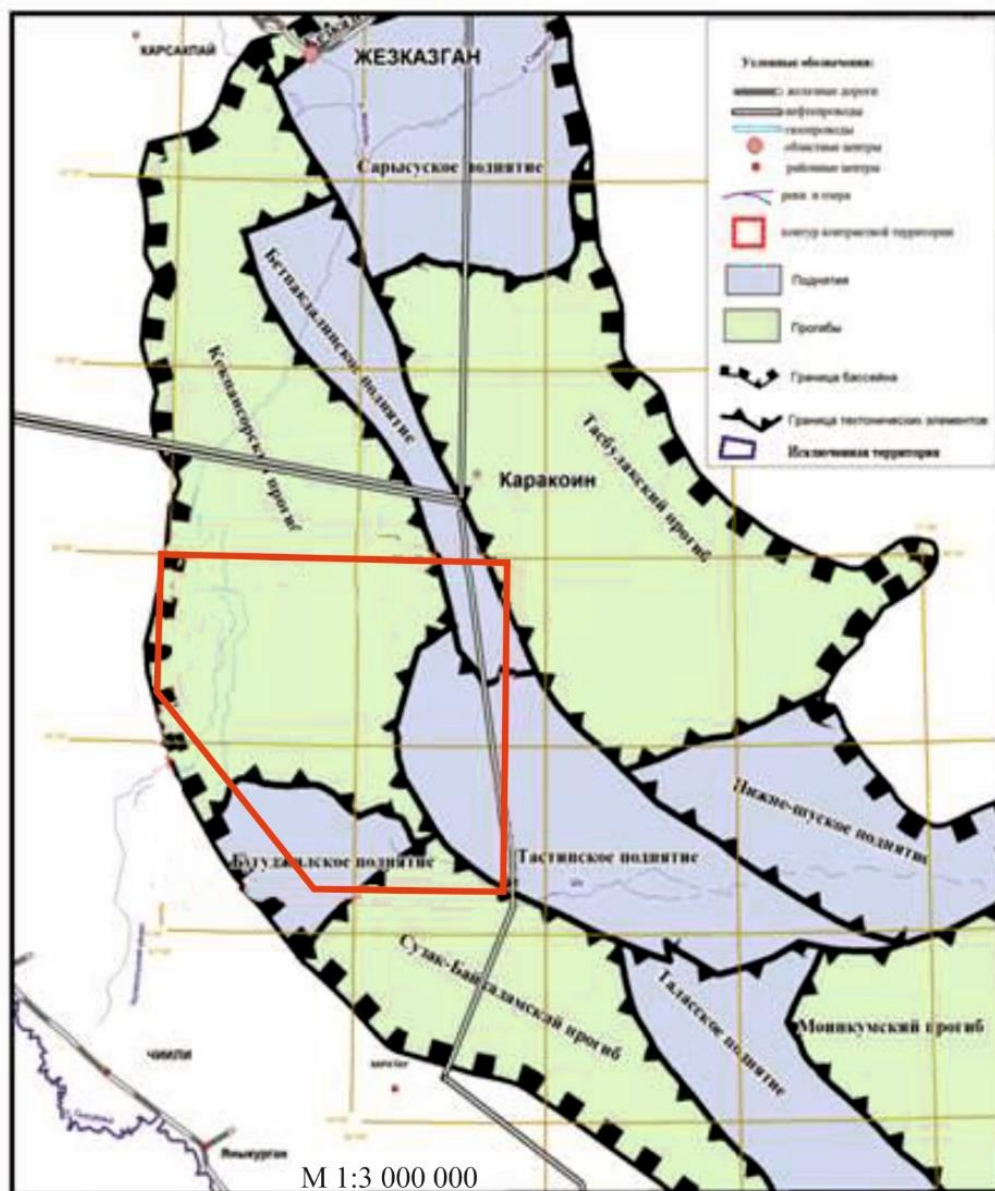


Рисунок 2.1.1 - Схема тектонического районирования

По кровле продуктивного горизонта **Pz-1** структура представляет собой двухсводовую полуантиклиналь примыкания на юге к тектоническому нарушению F_2 . По

замкнутой изогипсе -2560 м структура имеет размеры 0,2х0,1 км. По кровле продуктивного горизонта Pz-2 структура имеет аналогичную форму и размеры.

По отражающему горизонту **D₃Fm₁** (кровля нижефаменского яруса) структура представляет собой вытянутую в северо-западном направлении полуантиклиналь примыкания на юге к тектоническому нарушению F₁ и осложненную разломом F₃. По замкнутой изогипсе -2700 м структура имеет размеры 11,0х8,5 км (граф. приложение 1).

По отражающему горизонту **D₃Fm₂** (кровля верхнефаменского яруса) в плане конфигурации отмечается унаследованность структурных форм и сохранение выделяемых тектонических нарушений. Размеры структурно-тектонической ловушки по замкнутой изогипсе -2460 м составляют 10,0 х 4,0 км (граф. приложение 2).

По отражающему горизонту **C₁v₁** (кровля нижневизейского яруса) структура представляет собой вытянутую в северо-западном направлении полуантиклиналь примыкания на юге к разлому F₁, по замкнутой изолинии -2320 ее размеры составляют 22,0х9,0 км. Наблюдается затухание нарушения F₃. Северная часть осложнена нарушением F₂ и большим количеством малоамплитудных, небольших по протяженности разломов. На восток через небольшой прогиб отмечается небольшое локальное поднятие (р-н скв. ПРДС-1), размеры которого по замкнутой изолинии -2300 м составляют 4,5х2,0 км (граф. приложение 3).

По отражающему горизонту **C₁v₃** (кровля верхневизейского яруса) структура имеет унаследованный характер. Характерно сокращение количества малоамплитудных, небольших по протяженности разломов. По замкнутой изогипсе -1800 м размеры составляют 22,0х16,0 км (граф. приложение 4).

По отражающему горизонту **C₁sr** (кровля серпуховского яруса) структура в целом повторяет формы структуры по кровле нижележащего визейского яруса. Структура представляет собой вытянутую в северо-западном направлении полуантиклиналь примыкания к нарушению F₁. Северная часть также осложнена нарушением F₂. По замкнутой изогипсе -1800 м размеры составляют 17,0х17,0 км (граф. приложение 5).

2.1.2 Газоносность

Газоносность месторождения Орталык установлена в серпуховских, визейских, девонских и нежнепалеозойских отложениях. В результате детальной пластовой корреляции на месторождении установлено **13 горизонтов** в серпуховских (горизонты C₁sr-1, C₁sr-2, C₁sr-3), в визейских (горизонты C₁v₃-1, C₁v₃-2, C₁v₂-1, C₁v₂-2, C₁v₁-1, C₁v₁-2), в девонских (горизонты D₃fm₂, D₃fm₁) и в кровле палеозойских отложений (Pz-1, Pz-2), к которым приурочены **семь залежей**: C₁sr-3, C₁v₃-1, C₁v₃-2, C₁v₁-1, C₁v₁-2, Pz-1, Pz-2.

По состоянию на дату составления настоящего отчета на месторождении пробурено пятнадцать скважин 1-Г, 2-Г, 3-Г, 4-Г, 1-с, 2-с, 3-с, 1-ПРДС, 2-ПРДС, 9-ПРИД, 10-ПРИД, 11-ПРИД, 1004, 1008, 1024 из них три скважины 1-с, 2-с, 3-с вскрыли лишь мезозой-кайнозойские и пермские отложения, поэтому при описании строения продуктивных горизонтов эти скважины не участвуют.

За период времени, прошедший после ППЭ-2023г, на месторождении пробурены 3 скважины (1004, 1008, 1024).

В скважине 1004 при пластоиспытателем на трубах из интервалов 2707,29-2850,5 (-2459,3 -2602,5) м, где получен газ дебитом 5212 м³/сут.

В скважине 1008 при пластоиспытателем на трубах из интервалов 2495,39-2682 (-2220,3 -2442,9) м, где получен газ дебитом 94024 м³/сут.

В скважине 1024 при пластоиспытателем на трубах из интервалов 2518,27-2690 (-2270,9 -2442,6) м, где получен слабый приток газа. Также, из интервалов 2726,93-2908 (-2479,5 -2660,6) м, где приток не было получено.

По горизонтам C_{1sr-1} , C_{1sr-2} , C_{1v2-1} , C_{1v2-2} , D_3fm_2 , D_3fm_1 в связи с недостаточной изученностью залежи не оконтурены.

Горизонт C_{1sr-1} вскрыт всеми 9-ю скважинами, но коллекторы выделены в 4-х скважинах (1-Г, 2-Г, 3-Г, 4-Г), эффективная толщина в которых колеблется от 1,1 м до 4,4 м. В остальных скважинах коллекторов не установлено. При испытании в процессе бурения скважин 3-Г, ПРДС-1, ПРИД-10 и ПРИД-11 притоков не получено. В колонне опробована скважина 1-Г с аналогичным результатом.

Горизонт C_{1sr-2} вскрыт всеми 9-ю скважинами, эффективная толщина изменяется от 3,2 м до 10,1 м. Интервалы испытания в процессе бурения в скважинах 2-Г, 3-Г, ПРДС-2, ПРИД-10 и ПРИД-11 оказались «сухими». В колонне опробована скважина 1-Г, притока не было получено.

Горизонт C_{1v2-1} вскрыт всеми 9-ю скважинами, характеризуется обширной зоной глинизации, по ГИС газонасыщенные коллекторы выделены в скважинах 1-Г, 2-Г, 3-Г, 4-Г, в остальных скважинах пласты-коллекторы замещены непроницаемыми разностями. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 4,8 до 7,3 м. В результате испытания трубным испытателем скважин 2-Г и 4-Г, притоков не получено, и только в скважине 3-Г ориентировочный дебит составил 30 тыс. м³/сут.

Горизонт C_{1v2-2} вскрыт всеми 9-ю скважинами, коллектор выделен всего в двух скважинах 1-Г (Нэфф=1,8 м) и 4-Г (Нэфф=3,3 м), с которыми связаны небольшие линзы. При бурении испытаны скважины 2-Г и 4-Г, притоков не получено, в колонне безрезультативно опробованы скважины 1-Г и ПРДС-1.

Горизонт D_3fm_2 вскрыт 4-мя скважинами. По ГИС газонасыщенные коллекторы выделены во всех скважинах, наибольшая эффективная газонасыщенная толщина 10,6 м установлена в скважине ПРИД-9, а наименьшая 4,3 м – в скважине ПРИД-11. В процессе бурения испытано семь интервалов в скважинах ПРИД-10 и ПРИД-11, все бесприточные.

Горизонт D_3fm_1 вскрыт 4-мя скважинами. По ГИС газонасыщенные коллекторы выделены в скважинах ПРИД-11 и ПРИД-9 с соответствующими эффективными газонасыщенными толщинами 11,7 м и 16,4 м, в скважинах ПРИД-10 и ПРДС-1 коллекторы замещены глинистыми пропластками. В процессе бурения были испытаны три интервала в скважине ПРИД-11 и один интервал в скважине 4-Г, все интервалы «сухие».

Залежь горизонта C_1sr-3 вскрыт всеми 12-ю скважинами.

Трубным испытателем пластов в процессе бурения были испытаны скважины 1-Г, 2-Г, 3-Г, ПРДС-1, ПРДС-2.

В скважинах 2-Г, 3-Г, ПРДС-1, ПРДС-2 притоки газа не получены. Так, в скважине 2-Г испытано два интервала: первый интервал 2118-2206 м (-1871,0 -1959,0 м) совместно с залежью C_1sr-2 и второй интервал 2129-2293 м (-1882,0--2046,0 м) - с залежами C_1sr-2 и C_1v_3-1 .

В скважине 3-Г совместно с вышележащими залежами C_1sr-1 , C_1sr-2 перфорирован интервал 2095-2251 м (-1850,0--2006,0 м), притока не получено.

В скважине ПРДС-2 самостоятельно испытан интервал 2150-2201 м (1907,2-1958,2 м) залежи C_1sr-3 , притока также не получено.

В скважине ПРДС-1 в процессе бурения испытано два интервала, один из которых охватил залежи C_1sr-3 и C_1v_3-1 , этот интервал 2122-2255 м (-1885,8-2018,8 м) оказался «сухим». Второй интервал 2118-2270 м (-1881,8--2033,8 м) испытан совместно с нижележащей залежью C_1v_3-1 , в результате получен приток газа дебитом 10 тыс.м³/сут. В колонне опробован интервал 2115-2140 м (-1907,3--1932,3 м) соответствующий залежи C_1sr-3 , получен незначительный приток газа.

В скважине 1-Г получен дебит газа 2 тыс.м³/сут из интервала опробования 2135-2185 м (-1891,0--1941,0 м).

По данным ГИС во всех скважинах выделены газонасыщенные коллекторы, самая нижняя отметка продуктивного коллектора установлена в скважине 3-Г на отметке -2008,7 м, которая принята за условный ГВК залежи -2009 м.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически- экранированная, литологически ограниченная (граф.прил. 10).

Залежь горизонта C_1v_3-1 характеризуется обширной зоной отсутствия

коллектора, по ГИС газонасыщенные коллекторы выделены в скважинах 1-Г, 2-Г, 3-Г, 4-Г, ПРДС-2. В скважинах ПРИД-9, ПРИД-10, ПРИД-11, ПРДС-1 пласты-коллекторы замещены непроницаемыми разностями.

Трубным испытателем пластов в процессе бурения были испытаны скважины 1-Г, 2-Г, 4-Г, ПРДС-1.

В скважине 2-Г испытан интервал 2260-2394 м ($C_{1v3-1}+C_{1v3-2}+C_{1v2-1}$), а в скважине 4-Г ($C_{1v3-1}+C_{1v3-2}+C_{1v2-1}$) – интервал 2222-2375 м, оба интервала оказались бесприточными.

В скважине ПРДС-1 опробовано два интервала. Первый интервал 2122-2255 м (-1885,8--2018,8 м), притока газа не получено, второй интервал 2118-2270 м (-1881,8--2033,8 м) – приток газа дебитом 10 тыс.м³/сут. Оба интервала испытаны совместно с залежью C_{1sr-3} .

В скважине 1-Г из интервала 2135-2275 (-1891,0--2031,0), охватившего залежи C_{1sr-3} , C_{1v3-1} и C_{1v3-2} , получен приток газа 50 тыс.м³/сут ориентировочно.

Опробование в колонне проведено лишь в одной скважине 1-Г, из пяти объектов залежь C_{1v3-1} в двух объектах опробована самостоятельно в интервалах 2188-2212 м (-1941,0--1968,0 м) и 2225-2246 м (-1989,0--2002,0 м), два объекта опробованы совместно с залежью C_{1v2} в интервале 2253-2317 м (2009,0--2073,0 м) и в интервале 2285-2315 м (-2041,0--2071,0 м), один объект совместно с залежью C_{1v3-2} в интервале 2225-2275 м (-2011,0--2031,0 м). Все интервалы «сухие».

По данным ГИС в скважинах 1-Г, 2-Г, 3-Г, 4-Г, ПРДС-2, 1004, 1008 выделены газонасыщенные коллекторы, самая нижняя отметка продуктивного коллектора установлена в скважине 2-Г на отметке -2064,2 м, которая принята за условный ГВК залежи -2064 м.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически- литологически- экранированная, литологически ограниченная (граф.прил. 11).

Залежь горизонта C_{1v3-2} характеризуется повсеместным распространением. Во всех скважинах выделены продуктивные коллекторы.

Получение в процессе бурения притоков газа дебитами от 30 тыс.м³/сут (скважина 3-Г) до 50 тыс.м³/сут (скважина 1-Г), не подтверждено опробованием в колонне.

Так, в скважине 1-Г при испытании пластоиспытателем на трубах объекта 2135-2275 м (-1891,0--2031,0), охватившего залежи C_{1sr-3} , C_{1v3-1} и C_{1v3-2} , получен приток газа 50 тыс.м³/сут ориентировочно. При опробовании в колонне совместно с вышележащей залежью C_{1v3-1} интервала 2225-2275 м (2011,0-2031,0 м) притока не получено, однако по

ГИС в скважине выделено 6 газонасыщенных пластов в интервале глубин от 2261,9 м (-2017,9 м) до 2299,5 м (-2055,5 м).

В процессе бурения скважины 3-Г испытан интервал 2336-2500 м (-2091,0--2255,0 м), получен приток газа с ориентировочным дебитом 30 тыс.м³/сут. В колонне перфорирован интервал 2335-2385 м (-2090,0--2140,0 м) и получен газ дебитом 1 тыс.м³/сут. По ГИС в скважине выделено 8 газонасыщенных пропластков, с суммарной эффективной толщиной 10,9 м. Подошва нижнего продуктивного пласта на отметке -2127,9 м принята за условный ГВК залежи.

В скважине ПРДС-1 опробован интервал 2265-2300 м (-2028,8--2063,8 м), получен непромышленный приток газа до 1 тыс.м³/сут. По ГИС выделено восемь продуктивных коллекторов на глубине от 2270,5 м (-2034,3 м) до 2322,9 м (-2086,7 м). Суммарная эффективная газонасыщенная толщина пластов составляет 11,4 м.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически- экранированная, литологически ограниченная (граф.прил. 12).

Залежь горизонта C_1v_1-1 характеризуется повсеместным распространением.

В процессе бурения испытаны скважины 2-Г, 4-Г, ПРДС-1, ПРДС-2. Во всех скважинах, кроме ПРДС-1, притока не получено. В скважине ПРДС-1 пластоиспытателем на трубах совместно испытаны две залежи C_1v_1 и C_1v_2 в двух объектах, из первого объекта из интервала 2478-2635 м (-2241,8--2398,8 м) был получен приток газа дебитом 10 тыс.м³/сут, из второго – из интервала 2495-2621 м (-2258,8--2384,8) притока не получено.

В колонне опробованы две скважины 3-Г и ПРДС-1, из обеих скважин притока не получено.

По ГИС наиболее низкая отметка продуктивности -2354,6 м отмечена в скважине ПРДС-2, которая принята за условный ГВК залежи.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически- экранированная, литологически ограниченная (граф.прил. 13).

Залежь горизонта C_1v_1-2 . По ГИС газонасыщенные коллекторы выделены во всех скважинах, кроме скважины ПРДС-2, в которой коллекторы замещены непроницаемыми разностями.

В процессе бурения испытаны скважины 2-Г, 4-Г, ПРДС-1, ПРДС-2, ПРДС-10. Во всех скважинах, кроме ПРДС-1, притока не получено. В скважине ПРДС-1 пластоиспытателем на трубах совместно испытаны две залежи C_1v_1 и C_1v_2 в двух объектах, из первого объекта из интервала 2478-2635 м (-2241,8--2398,8 м) был получен приток газа дебитом 10 тыс.м³/сут, из второго – из интервала 2495-2621 м (-2258,8--2384,8) притока не получено.

В колонне опробованы 2 скважины 3-Г и ПРДС-1 в 3-х объектах, ни из одного объекта притока не получено.

По результатам обработки ГИС, во всех скважинах, кроме ПРДС-2, выделены продуктивные коллекторы, наиболее низкая отметка продуктивности -2371,0 м установлена в скважине ПРДС-1, которая принята за отметку условного контакта залежи.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически-, литологически- экранированная, литологически ограниченная (граф.прил. 14).

Залежь горизонт Pz-1. Продуктивные коллекторы выделены в скважинах 1-Г, 2-Г, 3-Г, в скважине 4-Г коллекторы замещены непроницаемыми пропластками.

В скважине 1-Г в процессе бурения из интервала 2525-2690 м (-2281,0--2446,0 м) совместного с залежью Pz-2 получен приток газа дебитом 100 тыс.м³/сут. В колонне скважина опробована совместно с залежью Pz-2 в интервале 2517-2606 м (-2273,0--2362,0 м), через диафрагму 15,85 мм получен приток газа дебитом 17,22 тыс.м³/сут. По ГИС в скважине выделено 10 продуктивных коллекторов, подошва нижнего газонасыщенного пласта установлена на отметке -2342,2 м

В скважине 3-Г пластоиспытателем на трубах испытан интервал 2588-2733 м (-2343,0--2488,0 м) совместно с залежью Pz-2, притока не получено. При опробовании залежи Pz-1 самостоятельно в колонне в интервале 2610-2680 м (-2365,0-2435,0 м) притока также не получено. По ГИС в скважине установлено пять продуктивных пластов, подошва нижнего продуктивного пласта зафиксирована на отметке -2426,0 м.

В скважинах 2-Г и ПРИД-1 испытание проведено только в процессе бурения, притоков не получено. В колонне скважины не опробованы. По ГИС в скважине 2-Г выделено три маломощных газонасыщенных коллекторов, подошва продуктивности установлена на отметке -2415,1 м.

В скважине 1008 при пластоиспытателем на трубах из интервалов 2495,39-2682 (-2220,3 -2442,9) м, где получен газ дебитом 94024 м³/сут.

В скважине ПРИД-1 и 4-Г коллекторов не установлено.

УГВК залежи принят на отметке -2426,0 м по подошве нижнего газонасыщенного пласта в скважине 3-Г.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически-, литологически- экранированная (граф.прил. 15).

Залежь горизонт Pz-2. Продуктивные коллекторы выделены в скважинах 1-Г, 2-Г, 3-Г, 4-Г.

В скважине 1-Г в процессе бурения из интервала 2525-2690 м (-2281,0--2446,0 м) совместного с залежью Pz-1 получен приток газа дебитом 100 тыс.м³/сут. Приток газа был

подтвержден в колонне при опробовании совместно с залежью Pz-1 в интервале 2517-2606 м (-2273,0--2362,0 м), через диафрагму 15,85 мм получен приток газа дебитом 17,22 тыс.м³/сут. По данным ГИС в скважине выделено 10 продуктивных коллекторов, подошва нижнего газонасыщенного пласта установлена на отметке -2398,3 м.

В скважине 3-Г пластоиспытателем на трубах испытан интервал 2588-2733 м (-2343,0--2488,0 м) совместно с залежью Pz-1, притока не получено. По результатам ГИС скважина продуктивна до отметки -2488,4 м.

В скважинах 2-Г и 4-Г по ГИС выделены газонасыщенные коллекторы до соответствующих отметок -2488,4 м и -2417,5 м. УГВК принят по наиболее низкой подошве газонасыщенного пласта на отметке -2488 м.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически-, литологически- экранированная (граф.прил. 16).

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

На месторождении Орталык установлено 7 залежей: C₁sr-3, C₁v₃-1, C₁v₃-2, C₁v₁-1, C₁v₁-2, Pz-1, Pz-2.

В таблице 2.2.1 приведены средние значения общих, эффективных и газонасыщенных толщин по залежам.

Как видно из таблицы 2.2.1 наиболее мощным по толщине является залежь Pz-1, значение средней общей толщины равно 92,3 м при диапазоне 25,7-167,3 м. По всем залежам эффективные толщины равны газонасыщенным. Наиболее высокое значение эффективной и эффективной газонасыщенной толщин равно 11,4 м по залежи C₁v₃-2.

Как видно из таблицы 2.2.2 среднее значение коэффициента песчанистости по залежам колеблется от 0,172 д. ед. (залежь Pz-1) до 0,453 д.ед. (залежь C₁v₁-2). Средний коэффициент расчлененности по залежам колеблется от 2,1 (залежь C₁v₁-2) до 5,5 (залежь Pz-1), наибольшее количество пропластков (до 12) отмечается в залежи C₁sr-3.

Наименьший коэффициент распространения 0,56 д.ед. принадлежит залежи C₁v₃-1. Залежи C₁sr-3, C₁v₁-1, C₁v₃-2 и Pz-1 характеризуются повсеместным распространением коллекторов, у которых коэффициента распространения равен 1,0 д.ед.

По состоянию на дату отчета керн отобран в 12 скважинах из 15, пробуренных на месторождении.

За анализируемый период на месторождении Орталык керн был отобран из одной скважины 1008 в количестве 5 образцов.

В целом по месторождению проходка керна составляет 3661,72 м, вынос керна 992,72 (или 27,1% от проходки). Из продуктивной части разреза вынесено проходка керна 2298,3 м, вынос керна 753,02 м (32,8%).

Таблица 2.2.1 - Характеристика толщин залежи

Период изученности	Толщина	Наименование	Зоны насыщения		По горизонту в целом
			ЧГЗ	ГВЗ	
1	2	3	4	5	3
На дату проектирования ППЭ-2023г	Залежь $C_{1sr}-3$				
	Общая	Средняя, м	38,8		38,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,160		0,160
		Интервал изменения, м	15,9-61,8		15,9-61,8
	Газонасыщенная	Средняя, м	10,9		10,9
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,168		0,168
		Интервал изменения, м	5,1-20,0		5,1-20,0
	Эффективная	Средняя, м	10,9		10,9
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,168		0,168
		Интервал изменения, м	5,1-20,0		5,1-20,0
	Залежь $C_{1v1}-1$				
	Общая	Средняя, м	27,1		27,1
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,220		0,220
		Интервал изменения, м	5,7-45,7		5,7-45,7
	Газонасыщенная	Средняя, м	8,4		8,4
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,227		0,227
		Интервал изменения, м	3,3-13,7		3,3-13,7
	Эффективная	Средняя, м	8,4		8,4
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,227		0,227
		Интервал изменения, м	3,3-13,7		3,3-13,7
	Залежь $C_{1v1}-2$				
	Общая	Средняя, м	15,3		15,3
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,866		0,866
		Интервал изменения, м	3,1-55,3		3,1-55,3
	Газонасыщенная	Средняя, м	5,0		5,0
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,112		0,112
		Интервал изменения, м	2,9-8,2		2,9-8,2
	Эффективная	Средняя, м	5,0		5,0
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,112		0,112
		Интервал изменения, м	2,9-8,2		2,9-8,2
	Залежь $C_{1v3}-1$				
	Общая	Средняя, м	43,1		43,1
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,314		0,314
		Интервал изменения, м	1,5-65,6		1,5-65,6
	Газонасыщенная	Средняя, м	6,7		6,7
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,327		0,327
		Интервал изменения, м	1,5-11,1		1,5-11,1
	Эффективная	Средняя, м	6,7		6,7
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,327		0,327
		Интервал изменения, м	1,5-11,1		1,5-11,1
	Залежь $C_{1v3}-2$				
	Общая	Средняя, м	44,7		44,7
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,044		0,044
		Интервал изменения, м	31,6-57,9		31,6-57,9
	Газонасыщенная	Средняя, м	14,6		14,6
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,117		0,117

	Эффективная	Интервал изменения, м	7,7-25,5		7,7-25,5
		Средняя, м	14,6		14,6
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,117		0,117
		Интервал изменения, м	7,7-25,5		7,7-25,5

Продолжение таблицы 2.2.1

Продолжение таблицы 2.2.1												
1		2		3			4		5	3		
На дату проектирования ППЭ-2023г		Залежь Pz-1										
		Общая		Средняя, м			92,3				92,3	
				Коэффициент вариации, доли ед.			0,331				0,331	
				Интервал изменения, м			53,3-167,3				53,3-167,3	
		Газонасыщенная		Средняя, м			9,8				9,8	
				Коэффициент вариации, доли ед.			0,524				0,524	
				Интервал изменения, м			3,8-19,7				3,8-19,7	
		Эффективная		Средняя, м			9,8				9,8	
				Коэффициент вариации, доли ед.			0,524				0,524	
				Интервал изменения, м			3,8-19,7				3,8-19,7	
		Залежь Pz-2										
		Общая		Средняя, м			39,2				39,2	
				Коэффициент вариации, доли ед.			0,148				0,148	
				Интервал изменения, м			21,5-59,0				21,5-59,0	
		Газонасыщенная		Средняя, м			7,8				7,8	
				Коэффициент вариации, доли ед.			0,288				0,288	
Интервал изменения, м				4,6-15,0				4,6-15,0				
Эффективная		Средняя, м			7,8				7,8			
		Коэффициент вариации, доли ед.			0,288				0,288			
		Интервал изменения, м			4,6-15,0				4,6-15,0			
Период изучения	Толщина	Наименование			C1sr-3		C1v3-1		C1v3-2			
На дату отчета ДППЭ-2025г	Общая	Количество скважин, шт.			12		8		12			
		Средняя, м			43,4		46,4		48,0			
		Коэффициент вариации			0,374		0,448		0,247			
		Интервал изменения, м			15,9-67,0		1,5-67,0		31,6-76,0			
	Газонасыщенная	Количество скважин, шт.			12		7		12			
		Средняя, м			8,5		5,4		11,4			
		Коэффициент вариации			0,673		0,706		0,623			
		Интервал изменения, м			0,7 - 20,0		1,0 - 11,1		1,5 - 25,5			
	Водонасыщенная	Количество скважин, шт.			-		-		-			
		Средняя, м			-		-		-			
		Коэффициент вариации			-		-		-			
		Интервал изменения, м			-		-		-			
	Эффективная	Количество скважин, шт.			12		7		12			
		Средняя, м			8,5		5,4		11,4			
		Коэффициент вариации			0,673		0,706		0,623			
		Интервал изменения, м			0,7 - 20,0		1,0 - 11,1		1,5 - 25,5			
	Толщина	Наименование			C1v1-1		C1v1-2		Pz-1		Pz-2	
	Общая	Количество скважин, шт.			11		10		4		5	
		Средняя, м			30,6		26,8		75,6		42,3	
		Коэффициент вариации			0,490		0,812		0,717		0,351	
		Интервал изменения, м			5,7-62,0		3,1-65,0		25,7-167,3		21,5-59,0	
	Газонасыщенная	Количество скважин, шт.			11		10		4		5	
		Средняя, м			5,9		4,6		8,7		7,0	
		Коэффициент вариации			0,793		0,505		0,742		0,586	

	Водо-насыщен-ная	Интервал изменения, м	0,4-13,7	1,6-8,2	3,8-19,7	3,7-15,0
		Количество скважин, шт.	-	-	-	-
		Средняя, м	-	-	-	-
		Коэффициент вариации	-	-	-	-
	Эффектив-ная	Интервал изменения, м	-	-	-	-
		Количество скважин, шт.	11	10	4	5
		Средняя, м	5,9	4,6	8,7	7,0
		Коэффициент вариации	0,793	0,505	0,742	0,586
		Интервал изменения, м	0,4-13,7	1,6-8,2	3,8-19,7	3,7-15,0

Таблица 2.2.2 – Статистические показатели характеристик неоднородности

Период изученности	Залежь	Кол-во скв., испол-х для опред-ия	Коэффициент песчанности, д.ед.			Коэффициент расчлененности, д.ед.		
			среднее значение	коэф. вариации	интервал изменения	среднее значение	коэф. вариации	интервал изменения
1	2	3	4	5	6	7	8	9
На дату проектирования ППЭ-2023г	C _{1sr} -3	9	0,30	0,104	0,11-0,45	5,2	0,381	2-12
	C _{1v1} -1	9	0,37	0,231	0,11-0,63	4,0	0,347	2-8
	C _{1v1} -2	8	0,64	0,292	0,08-1,0	2,0	0,250	1-4
	C _{1v3} -1	5	0,31	0,223	0,09-1,0	4,6	0,333	1-8
	C _{1v3} -2	9	0,33	0,073	0,21-0,53	5,8	0,052	4-8
	Pz-1	3	0,16	0,746	0,02-0,35	6,0	0,241	3-10
	Pz-1	4	0,21	0,153	0,10-0,31	5,3	0,279	3-10
Период изученности	Горизонт	Кол-во скв-н, исп. для опр.	Коэффициент песчанности, доли ед.			Коэффициент расчлененности		
			Среднее значение	коэффициент вариации	интервал изменения	Среднее значение	коэффициент вариации	интервал изменения
На дату отчета ДППЭ-2025г	C _{1sr} -3	12	0,232	0,637	0,010-0,447	4,2	0,801	1,0-12,0
	C _{1v3} -1	7	0,234	1,352	0,020-1,000	4,0	0,612	1,0-8,0
	C _{1v3} -2	12	0,253	0,592	0,020-0,532	4,5	0,509	1,0-8,0
	C _{1v1} -1	11	0,280	0,804	0,006-0,628	2,8	0,723	1,0-8,0
	C _{1v1} -2	10	0,453	0,883	0,025-1,000	2,1	0,541	1,0-4,0
	Pz-1	4	0,172	0,708	0,023-0,351	5,5	0,490	3,0-10,0
	Pz-2	5	0,181	0,512	0,068-0,313	5,0	0,522	3,0-10,0

Проходка с отбором керна по разрезу серпуховского яруса выполнена в 7 скважинах (1-Г-4-Г, ПРДС-1, ПРДС-2, ПРИД-11). Бурением колонковым долотом пройдено 762,8 м, отобрано 191,1 м керна, что составило 25,1% от проходки с отбором.

Из разреза визейского яруса керна отобран в пяти скважинах (1-Г-4-Г, ПРДС-2). Проходка с отбором составила 587,4 м, вынос 206,5 м (35,2%).

С отбором керна по разрезу фамена в скважинах ПРДС-2, ПРИД-10, ПРИД-11 пройдено колонковым долотом 541,2 м, вынос составил 223,3м (41,2% от проходки).

Из отложения палеозоя проходка керна составляет 406,9м, вынос керна 132,12 м (32,5% от проходки), отобранного в скважинах 1-Г-4-Г, ПРДС-1, ПРДС-2, 1008.

Всего проанализировано 90 образцов керна (скв.1-Г, 2-Г). Сведений об изучении образцов керна из остальных девяти скважин нет. Из отложений C_{1sr}, D_{3fm}, Pz керна не

изучен; ярус C1v представлен 9 образцами-неколлекторами; из непродуктивной части разреза (P1S+P1PS+C2+3dg) изучен 81 образец.

Серпуховский ярус нижнего карбона. По описанию керн представлен переслаиванием известняков и доломитизированных известняков, массивных, местами трещиноватых. Трещины заполнены сероватыми ангидритами. Известняки чередуются с песчанистыми алевролитами и аргиллитами. **Визейский ярус нижнего карбона** представлен известняками, песчаниками, аргиллитами и ангидритами. **Фаменский ярус верхнего девона** представлен глинами с прожилками галита; реже доломитами с мелкими включениями ангидрита, а также песчаниками на карбонатном цементе. **Нижний палеозой** представлен переслаиванием алевролитов, песчаников и аргиллитов, с включениями ангидрита и доломитизированных известняков.

В качестве петрофизической основы для интерпретации было принято месторождение-аналог Юж.Придорожное.

Промыслово-геофизические исследования выполнены в аналоговом виде во всех 12 скважинах, пробуренных на месторождении. Для интерпретации кривые методов были оцифрованы. Представленные к отчету кривые выполнены по всему стволу: стандартный каротаж (КС, ПС, КВ), РК (ГК, НГК), БК, АК.

При интерпретации ГИС сначала рассчитывалась глинистость по уравнению Ларионова В.В. для древних пород и из потенциальных коллекторов были исключены интервалы разреза с объёмной глинистостью (К_{гл}) выше 10%. Затем исключались интервалы ангидридов, которые характеризуются относительно пород-коллекторов более высоким до максимального значения на кривых НГК, УЭС, и низкими значениями интервального времени. При отсутствии прямых признаков коллектора или их неоднозначности принадлежность к коллекторам уточнялась по превышению пористости, определённой по комплексу НК и АК над граничной. Пористость коллекторов рассчитывалась по комплексу методов пористости НК и АК или по одному из них, который был выполнен в конкретной скважине и отвечал всем требованиям технической инструкции.

Определение пористости по акустическому каротажу велось по уравнению среднего времени с поправкой за глинистость. Определение пористости по нейтронному каротажу (НГК) осуществлялось по аппаратурному уравнению. Граничное значение пористости для порово-трещинных и поровых коллекторов на данный момент изученности месторождения принято равным 2% как на месторождении Юж.Придорожное.

Насыщение коллекторов рассчитывалась по уравнению Арчи-Дахнова. Граничное значение насыщенности принято равным 0,4 д.ед. Проницаемость по ГИС не рассчитывалась из-за отсутствия уравнения связи.

В таблице 2.2.3 представлена характеристика ФЕС коллекторов по имеющимся данным месторождения.

Таблица 2.2.3 – Характеристика коллекторских свойств и газонасыщенности по горизонтам

Метод определения	Наименование	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	Пористость, д.ед.	Газонасыщенность, д.ед.
1	2	3	4	5
C1sr-1				
Лабораторные исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	4	4
	кол-во определений	-	9	9
	среднее значение	-	0,04	0,66
	интервал изменений	-	0,03-0,07	0,54-0,81
C1sr-2				
Лабораторные исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	9	9
	кол-во определений	-	35	34
	среднее значение	-	0,07	0,70
	интервал изменений	-	0,02-0,14	0,50-0,87
C1sr-3				
Лабораторные исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	9	9
	кол-во определений	-	47	45
	среднее значение	-	0,07	0,72
	интервал изменений	-	0,03-0,15	0,51-0,89
C1v1-1				
Лабораторные исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	9	9
	кол-во определений	-	36	32
	среднее значение	-	0,09	0,64
	интервал изменений	-	0,05-0,13	0,50-0,84
C1v1-2				

Лабораторные исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
Геофизические исследования	количество скважин		8	8
	кол-во определений		16	16
	среднее значение		0,10	0,80
	интервал изменений		0,07-0,14	0,68-0,90

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5
C1v2-1				
Лабораторные исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
Геофизические исследования	количество скважин		4	4
	кол-во определений		15	15
	среднее значение		0,07	0,78
	интервал изменений		0,04-0,11	0,49-0,91
C1v2-2				
Лабораторные исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
Геофизические исследования	количество скважин		3	3
	кол-во определений		4	4
	среднее значение		0,10	0,83
	интервал изменений		0,08-0,11	0,79-0,83
C1v3-1				
Лабораторные исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	5	5
	кол-во определений	-	23	23
	среднее значение	-	0,08	0,77
	интервал изменений	-	0,03-0,12	0,62-0,87
C1v3-2				
Лабораторные исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	9	9
	кол-во определений	-	52	52
	среднее значение	-	0,09	0,73
	интервал изменений	-	0,04-0,13	0,52-0,90
D3fm1				
Лабораторные исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	3	3
	кол-во определений	-	11	5
	среднее значение	-	0,08	0,47
	интервал изменений	-	0,07-0,09	0,47-0,64
D3fm2				
Лабораторные исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	4	4
	кол-во определений	-	4	4
	среднее значение	-	0,10	0,71
	интервал изменений	-	0,08-0,12	0,66-0,75

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5
Pz-1				
Лабораторные исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	3	3
	кол-во определений	-	18	18
	среднее значение	-	0,07	0,78
	интервал изменений	-	0,02-0,12	0,57-0,91
Pz-2				
Лабораторные исследования	количество скважин	-	-	-
	кол-во определений	-	-	-
	среднее значение	-	-	-
	интервал изменений	-	-	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	4	4
	кол-во определений	-	22	22
	среднее значение	-	0,07	0,77
	интервал изменений	-	0,02-0,20	0,51-0,90

Статистические ряды распределения проницаемости горизонтов не составлены из-за отсутствия данных по проницаемости.

2.3 Физико-химические свойства газа и воды

На месторождении компонентный состав газа изучен по 17-ти *устьевым пробам*, из них после ППЭ-2023 г - 1 проба из скважины 1024.

Глубинные пробы не отбирались. Пробы были изучены в лабораториях бывшего СССР, в лабораториях «ВНИГРИ», «СредАзНИИГаз», «ЦХЛ ЮКТГУ», «ИГН», ТОО «КМГ ИНЖИНИРИНГ».

Ниже приводится характеристика горючего газа по углеводородным и неуглеводородным компонентам.

Серпуховская залежь C_{1sr}-3. Состав газа с устья скважин 1-Г и ПРДС-1 характеризуется в среднем содержанием метана – 91,5%, этана – 2,59%, пропана – 0,38%. Содержание бутанов и высших – 0,22%.

По углеводородным компонентам исследованный природный газ серпуховской залежи классифицируется как сухой, содержание метана свыше 70% мол., гомологи метана (C₂+выше <3 % мол.) По неуглеводородным компонентам является низкоазотистым (N₂>20 % мол.), по содержанию двуокиси углерода – низкоуглекислый (CO₂<1 % мол.).

Нижневизейская залежь C_{1v1}-1 изучена одной пробой со скважины ПРДС-1. Устьевой газ характеризуется содержанием метана – 91,6%, этана – 4,65%, пропана – 0,70%. Содержание бутанов и высших определено и составляет 0,37%.

Газ характеризуется как сухой метана (свыше 70% мол), низкоазотистый (N₂<20 % мол), низкоуглекислый (CO₂<1 % мол.).

Пробы по скважинам 1-Г и 1024 отобраны из интервалов опробования, охватывающих залежи Pz-1 и Pz-2. Вследствие чего ниже приводится характеристика совместно для обеих залежей.

Залежи PZ. Состав устьевого газа определен по 2 пробам со скважины по 1-Г и по количественному составу характеризуется средним объемным содержанием метана 83,65%, этана – 3,45%, пропана – 0,35%. Содержание бутанов и высших – 0,35%. Из неуглеводородных компонентов определен азот – 11,9%.

Газ характеризуется как сухой метана (свыше 70% мол), низкоазотистый ($N_2 < 20$ % мол), низкоуглекислый ($CO_2 < 1$ % мол.), гелиеносный ($He < 0,5$ % мол.).

Диапазоны изменения и средние значения свойств газа приведены в таблице 2.3.2.

Таблица 2.3.2 - Компонентный состав газа

Период изучен- ности	Наименование		Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
			скв.	проб		
На дату проектирования ППЭ-2023г	C _{1sr-3}					
	Содержание, % мольные	N ₂	2	2	5,55-8,0	6,78
		CO ₂	2	2	0,3-1,0	0,65
		H ₂ S	2	2	не опр.	не опр.
		CH ₄	2	2	91,15-91,85	91,5
		C ₂ H ₆	2	2	1,89-3,28	2,59
		C ₃ H ₈	2	2	0,10-0,65	0,38
		iC ₄ H ₁₀	2	2	0,01-0,10	0,06
		nC ₄ H ₁₀	2	2	0,003-0,29	0,15
		C ₅ +в	2	2	0,002-0,26	0,16
	Мольное содержание сухого газа		-	-	-	-
	Потенциальное содержание C ₅ +в, г/м ³		-	-	-	-
	C _{1vr-1}					
	Содержание, % мольные	N ₂	1	1	2,15*	2,15
		CO ₂	1	1	0,5*	0,5
		H ₂ S	1	1	не опр.*	не опр.
		CH ₄	1	1	91,60*	91,6
		C ₂ H ₆	1	1	4,65*	4,65
		C ₃ H ₈	1	1	0,70*	0,7
		iC ₄ H ₁₀	1	1	0,10*	0,1
		nC ₄ H ₁₀	1	1	0,14*	0,14
		C ₅ +в	1	1	0,13*	0,13
	Мольное содержание сухого газа		-	-	-	-
	Потенциальное содержание C ₅ +в, г/м ³		-	-	-	-
	Pz					
	Содержание, % мольные	N ₂	2	2	11,8-11,9	11,9
		CO ₂	2	2	0,3-0,45	0,38
		H ₂ S	2	2	не опр.	не опр.
		CH ₄	2	2	83,55-83,75	83,65
		C ₂ H ₆	2	2	3,41-3,48	3,45
		C ₃ H ₈	2	2	0,35-0,35	0,35
		iC ₄ H ₁₀	2	2	0,07-0,08	0,07
		nC ₄ H ₁₀	2	2	0,04-0,04	0,04
		C ₅ +в	2	2	0,14-0,27	0,21
	Мольное содержание сухого газа		-	-	-	-
	Потенциальное содержание C ₅ +в, г/м ³		-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.3.2

Период изучен- ности	Наименование		Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
			скв.	проб		
На дату отчета ДППЭ-2025г	C _{1sr-3}					
	Содержание, % мольные	N ₂	2	2	5,55-8,0	6,78
		CO ₂	2	2	0,3-1,0	0,65
		H ₂ S	2	2	не опр.	не опр.
		CH ₄	2	2	91,15-91,85	91,5
		C ₂ H ₆	2	2	1,89-3,28	2,59
		C ₃ H ₈	2	2	0,10-0,65	0,38
		iC ₄ H ₁₀	2	2	0,01-0,10	0,06
		nC ₄ H ₁₀	2	2	0,003-0,29	0,15
		C ₅ +в	2	2	0,002-0,26	0,16
	Мольное содержание сухого газа		-	-	-	-
	Потенциальное содержание C ₅ +в, г/м ³		-	-	-	-
	C _{1vr-1}					
	Содержание, % мольные	N ₂	1	1	2,15*	2,15
		CO ₂	1	1	0,5*	0,5
		H ₂ S	1	1	не опр.*	не опр.
		CH ₄	1	1	91,60*	91,6
		C ₂ H ₆	1	1	4,65*	4,65
		C ₃ H ₈	1	1	0,70*	0,7
		iC ₄ H ₁₀	1	1	0,10*	0,1
		nC ₄ H ₁₀	1	1	0,14*	0,14
		C ₅ +в	1	1	0,13*	0,13
	Мольное содержание сухого газа		-	-	-	-
	Потенциальное содержание C ₅ +в, г/м ³		-	-	-	-
	Pz					
	Содержание, % мольные	N ₂	2	3	2,5-11,9	8,74
		CO ₂	2	3	0,06-0,45	0,27
		H ₂ S	2	3	не опр.	не опр.
		CH ₄	2	3	83,55-87,94	85,1
		C ₂ H ₆	2	3	3,41-4,5	3,79
C ₃ H ₈		2	3	0,35-0,71	0,50	
iC ₄ H ₁₀		2	3	0,07-0,13	0,09	
nC ₄ H ₁₀		2	3	0,04-0,18	0,09	
C ₅ +в		1	2	0,14-0,27	0,21	
Мольное содержание сухого газа		-	-	-	-	
Потенциальное содержание C ₅ +в, г/м ³		-	-	-	-	

2.4 Физико-гидродинамические характеристика

На дату составления отчета пробурено 3 новых скважин (1004, 1008, 1024).

Стандартный и специальный анализ керна выполнен в скважине 1008 лабораторией ТОО «КМГ ИНЖИНИРИНГ» по 5 образцам.

Специальные анализы по определению коэффициента вытеснения нефти водой не было выполнено.

2.5 Запасы газа

В 2020 году впервые выполнен «Оперативный подсчет запасов газа месторождения Орталык Туркестанской области Республики Казахстан» (по состоянию на 01.07.2020 г) по результатам бурения и опробования 12 поисковых скважин (Протокол ГКЗ РК №2327-21-П от 28.06.2021 г.).

Структурно-тектоническая модель месторождения была основана на структурных картах по отражающим горизонтам D_3fm_1 (кровля нижнефаменского яруса), D_3fm_2 (кровля верхнефаменского яруса), C_1v_1 (кровля нижневизейского яруса), 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 месторождения установлено 13 горизонтов в серпуховских (горизонты C_1sg-1 , C_1sg-2 , C_1sg-3), в визейских (горизонты C_1v_3-1 , C_1v_3-2 , C_1v_2-1 , C_1v_2-2 , C_1v_1-1 , C_1v_1-2), в девонских (горизонты D_3fm_2 , D_3fm_1) и в кровле палеозойских отложений ($Pz-1$, $Pz-2$), к которым приурочены семь залежей: C_1sg-3 , C_1v_3-1 , C_1v_3-2 , C_1v_1-1 , C_1v_1-2 , $Pz-1$, $Pz-2$.

Промышленная продуктивность доказана опробованием только двух 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 1410/936 млн.м³, по категории C_2 – 101119/50227 млн.м³, из них в пределах контрактной территории по категории составили C_1 составили 1410/936 млн.м³, по категории C_2 – 91469/45422 млн.м³, за пределами контрактной территории по категории C_2 - 9650/4805 млн.м³.

В таблицах 2.5.1-2.5.3 представлены геологические и извлекаемые запасы свободного газа и попутных компонентов.

В таблице 2.5.4 представлены пересчитанные запасы газа в рамках ДППЭ.

Всего по месторождению на дату отчета геологические/извлекаемые запасы свободного газа по категории составили C_1 составили 1410/936 млн.м³, по категории C_2 – 82544/41105 млн.м³, из них в пределах контрактной территории по категории составили C_1 составили 1410/936 млн.м³, по категории C_2 – 73446/36575 млн.м³, за пределами контрактной территории по категории C_2 - 9098/4530 млн.м³.

Геологические запасы газа по категории C_2 уменьшились на 18575 млн.м³.

Таблица 2.5.1 – Месторождение Орталык. Подсчет запасов газа

Горизонт, залежь	Блоки	Зона	Категория	Площадь газонасыщенности, тыс м ²	Средне-взвешенная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс м ³	Коэффициенты		Пластовое давление, МПа		Поправка на температуру	Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта		Коэффициент перевода физин-ческого в техническую, МПа	Начальные геологические запасы газа, млн.м ³	Коэффициент газоизвлечения, д.ед.	Извлекаемые запасы газа, млн.м ³
							Открытой пористости, д.ед.	Газонасыщенности, д.ед.	Начальное	Конечное		Начальная	Конечная				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
C1sr-3	В пределах контрактной территории	ГЗ	C2	247027	8,7	2153667	0,07	0,73	18,1	0,1	0,883	1,18	1	9,7	20038	0,498	9979
		ГВЗ		60000	5,5	329154	0,07	0,73	18,1	0,1	0,883	1,18	1	9,7	3062	0,498	1525
	Итого в пределах контрактной террритории		C2	307027	8,1	2482821									23100		11504
	За пределами контрактной террритории	ГЗ	C2	18383	8,8	161476	0,07	0,73	18,1	0,1	0,883	1,16	1	9,7	1477	0,498	736
	Итого за пределами контрактной террритории		C2	18383	8,8	161476										1477	
Итого по C1sr-3			C2	325410	8,1	2644297									24577		12240
C1v3-1	В пределах контрактной территории	ГЗ	C2	23286	6,2	145229	0,08	0,78	21,0	0,1	0,856	1,15	1	9,7	1810	0,498	901
		ГВЗ		46807	5,2	243758	0,08	0,78	21,0	0,1	0,856	1,15	1	9,7	3037	0,498	1512
	Итого в пределах контрактной террритории		C2	70093	5,5	388987									4847		2413
Итого по C1v3-1			C2	70093	5,5	388987									4847		2413
C1v3-2	В пределах контрактной территории	ГЗ	C2	140168	15,5	2168462	0,10	0,73	21,0	0,1	0,856	1,15	1	9,7	31611	0,498	15742
		ГВЗ		84245	8,8	739105	0,10	0,73	21,0	0,1	0,856	1,15	1	9,7	10774	0,498	5365
	Итого в пределах контрактной террритории		C2	224413	13,0	2907567									42385		21107
	За пределами контрактной террритории	ГЗ	C2	20686	16,7	345001	0,10	0,73	21,0	0,1	0,856	1,15	1	9,7	5029	0,498	2504
	Итого за пределами контрактной террритории		C2	20686	16,7	345001										5029	
Итого по C1v3-2			C2	245099	13,3	3252568									47414		23611
C1v1-1	В пределах контрактной территории	ГЗ	C2	132931	8,3	1106911	0,09	0,71	21,0	0,1	0,856	1,15	1	9,7	14125	0,498	7034
		ГВЗ		80004	5,0	398677	0,09	0,71	21,0	0,1	0,856	1,15	1	9,7	5087	0,498	2533
	Итого в пределах контрактной террритории		C2	212935	7,1	1505588									19212		9567
	За пределами контрактной террритории	ГЗ	C2	22625	10,8	245200	0,09	0,71	21,0	0,1	0,856	1,15	1	9,7	3129	0,498	1558
		ГВЗ		128	9,0	1148	0,09	0,71	21,0	0,1	0,856	1,15	1	9,7	15	0,498	7

Продолжение таблицы 2.5.1

[illegible]

Таблица 2.5.2 – Месторождение Орталык. Подсчет запасов этана, пропана, бутанов в газе

Горизонт, залежь	Блоки	Зона	Кате- гория	Начальные геолог- ические запасы газа, млн.м³	Извлекаемые запасы газа, млн.м³	Потенциальное содержание в пластовом газе, г/м³			Геологические запасы в пластовом газе, тыс.т.			Извлекаемые запасы в пластовом газе, тыс.т.		
						этана	пропана	бутанов	этана	пропана	бутанов	этана	пропана	бутанов
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
C1sr-3	В пределах контрактной территории	ГЗ	C2	20038	9979	32,32	6,96	14,55	647,65	139,37	291,52	322,53	69,40	145,18
		ГВЗ		3062	1525	32,32	6,96	14,55	98,97	21,30	44,55	49,29	10,61	22,19
	Итого в пределах контрактной террритории		C2	23100	11504				746,62	160,66	336,06	371,82	80,01	167,36
	За пределами контрактной террритории	ГЗ	C2	1477	736	32,32	6,96	14,55	47,74	10,27	21,49	23,79	5,12	10,71
	Итого за пределами контрактной террритории		C2	1477	736				47,74	10,27	21,49	23,79	5,12	10,71
Итого по C1sr-3			C2	24577	12240				794,36	170,93	357,55	395,61	85,13	178,07
C1v3-1	В пределах контрактной территории	ГЗ	C2	1810	901	58,03	12,81	5,79	105,03	23,19	10,48	52,28	11,54	5,22
		ГВЗ		3037	1512	58,03	12,81	5,79	176,23	38,91	17,59	87,74	19,37	8,76
	Итого в пределах контрактной террритории		C2	4847	2413				281,26	62,10	28,07	140,02	30,92	13,97
Итого по C1v3-1			C2	4847	2413				281,26	62,10	28,07	140,02	30,92	13,97
C1v3-2	В пределах контрактной территории	ГЗ	C2	31611	15742	58,03	12,81	5,79	1834,33	405,00	183,04	913,48	201,69	91,15
		ГВЗ		10774	5365	58,03	12,81	5,79	625,20	138,04	62,39	311,32	68,74	31,07
	Итого в пределах контрактной террритории		C2	42385	21107				2459,53	543,04	245,42	1224,80	270,42	122,22
	За пределами контрактной террритории	ГЗ	C2	5029	2504	58,03	12,81	5,79	291,82	64,43	29,12	145,30	32,08	14,50
	Итого за пределами контрактной террритории		C2	5029	2504				291,82	64,43	29,12	145,30	32,08	14,50
Итого по C1v3-2			C2	47414	23611				2751,35	607,47	274,54	1370,11	302,50	136,72
C1v1-1	В пределах контрактной территории	ГЗ	C2	14125	7034	58,03	12,81	5,79	819,65	180,97	81,79	408,17	90,12	40,73
		ГВЗ		5087	2533	58,03	12,81	5,79	295,19	65,17	29,46	146,99	32,45	14,67
	Итого в пределах контрактной террритории		C2	19212	9567				1114,84	246,14	111,24	555,16	122,57	55,40
	За пределами контрактной террритории	ГЗ	C2	3129	1558	58,03	12,81	5,79	181,57	40,09	18,12	90,41	19,96	9,02
		ГВЗ		15	7	58,03	12,81	5,79	0,87	0,19	0,09	0,41	0,09	0,04

Продолжение таблицы 2.5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
C1v1-1	Итого за пределами контрактной террритории		C2	3144	1565				182,44	40,28	18,20	90,81	20,05	9,06
Итого по C1v1-1			C2	22356	11132				1297,28	286,42	129,45	645,97	142,62	64,46
C1v1-2	В пределах контрактной территории	ГЗ	C2	137	68	58,03	12,81	5,79	7,95	1,76	0,79	3,95	0,87	0,39
		ГВЗ		119	59	58,03	12,81	5,79	6,91	1,52	0,69	3,42	0,76	0,34
	Итого в пределах контрактной террритории		C2	256	127				14,86	3,28	1,48	7,37	1,63	0,74
Итого по C1v1-2			C2	256	127				14,86	3,28	1,48	7,37	1,63	0,74
Pz-1	В пределах контрактной территории	ГЗ	C1	518	344	43,05	6,41	2,90	22,30	3,32	1,50	14,81	2,20	1,00
		ГВЗ		126	84	43,05	6,41	2,90	5,42	0,81	0,36	3,62	0,54	0,24
		ГЗ	C2	28	14	43,05	6,41	2,90	1,21	0,18	0,08	0,60	0,09	0,04
		ГВЗ		123	61	43,05	6,41	2,90	5,30	0,79	0,36	2,63	0,39	0,18
	Итого в пределах контрактной террритории		C1	644	428				27,73	4,13	1,86	18,43	2,74	1,24
			C2	151	75				6,50	0,97	0,44	3,23	0,48	0,22
Итого по Pz-1			C1	644	428				27,73	4,13	1,86	18,43	2,74	1,24
			C2	151	75				6,50	0,97	0,44	3,23	0,48	0,22
Pz-2	В пределах контрактной территории	ГЗ	C1	684	454	43,05	6,41	2,90	29,45	4,38	1,98	19,55	2,91	1,31
		ГВЗ		82	54	43,05	6,41	2,90	3,53	0,53	0,24	2,32	0,35	0,16
		ГЗ	C2	567	282	43,05	6,41	2,90	24,41	3,63	1,64	12,14	1,81	0,82
		ГВЗ		951	474	43,05	6,41	2,90	40,94	6,09	2,75	20,41	3,04	1,37
	Итого в пределах контрактной террритории		C1	766	508				32,98	4,91	2,22	21,87	3,25	1,47
			C2	1518	756				65,35	9,72	4,39	32,55	4,84	2,19
Итого по Pz-2			C1	766	508				32,98	4,91	2,22	21,87	3,25	1,47
			C2	1518	756				65,35	9,72	4,39	32,55	4,84	2,19
Всего по месторождению			C1	1410	936				60,71	9,03	4,08	40,30	6,00	2,71
			C2	101119	50354				5210,96	1140,90	795,93	2594,86	568,12	396,36
Всего по месторождению в пределах контрактной территории			C1	1410	936				60,71	9,03	4,08	40,30	6,00	2,71
			C2	91469	45549				4688,96	1025,91	727,11	2334,95	510,87	362,09
Всего по месторождению за пределами контрактной территории			C2	9650	4805				522,00	114,98	68,81	259,91	57,25	34,27

Таблица 2.5.3 – Месторождение Орталык. Подсчет запасов гелия в газе

Горизонт, залежь	Блоки	Зона	Кате- гория	Начальные геолог- ические запасы газа, млн.м ³	Извлекаемые запасы газа, млн.м ³	Содержание гелия, вес %	Начальные геолог- ические запасы гелия, млн.м ³	Извлекаемые запасы гелия, млн.м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Pz-1	В пределах контрактно й территории	ГЗ	C1	518	344	0,22	0,11	0,08
		ГВЗ		126	84	0,22	0,03	0,02
		ГЗ	C2	28	14	0,22	0,01	0,00
		ГВЗ		123	61	0,22	0,03	0,01
	Итого в пределах контрактной террритории		C1	644	428		0,14	0,09
			C2	151	75		0,03	0,02
Итого по Pz-1			C1	644	428		0,14	0,09
			C2	151	75		0,03	0,02
Pz-2	В пределах контрактно й территории	ГЗ	C1	684	454	0,22	0,15	0,10
		ГВЗ		82	54	0,22	0,02	0,01
		ГЗ	C2	567	282	0,22	0,12	0,06
		ГВЗ		951	474	0,22	0,21	0,10
	Итого в пределах контрактной террритории		C1	766	508		0,17	0,11
			C2	1518	756		0,33	0,17
Итого по Pz-2			C1	766	508		0,17	0,11
			C2	1518	756		0,33	0,17
Всего по Pz			C1	1410	936		0,31	0,21
			C2	1669	831		0,37	0,18
Всего по Pz в пределах контрактной территории			C1	1410	936		0,31	0,21
			C2	1669	831		0,37	0,18

Таблица 2.6.3 - Подсчет запасов газа месторождения Орталык пересчитанные в рамках ДППЭ

Горизонт, залежь	Блоки	Зона	Кате- гория	Площадь газонасы- щенности, тыс м ²	Средне- взве- шенная газонасы- щенная толщина, м	Объем газо- насы- щенных пород, ³ тыс м ³	Коэффициенты		Пластовое давление, МПа		Поправка на темпе- ратуру	Поправка на отклонение от закона Бойля- Мариотта	
							Отк- рытой порис- тости, д.ед.	Газонасы- щеннос- ти, д.ед.	Началь- ное	Конечное		Началь- ная	Конечн
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
C1sr-3	В пределах контрактной территории	ГЗ	C2	247027	8,7	1770646	0,07	0,73	18,1	0,1	0,883	1,18	1
		ГВЗ		60000	5,5	305154	0,07	0,73	18,1	0,1	0,883	1,18	1
	Итого в пределах контрактной террритории		C2	307027	6,8	2075800							
	За пределами контрактной террритории	ГЗ	C2	18383	8,8	157768	0,07	0,73	18,1	0,1	0,883	1,16	1
	Итого за пределами контрактной террритории		C2	18383	8,6	157768							
Итого по C1sr-3			C2	325410	6,9	2233568							
C1v3-1	В пределах контрактной территории	ГЗ	C2	23286	6,2	145229	0,08	0,78	21	0,1	0,856	1,15	1
		ГВЗ		46807	5,2	243758	0,08	0,78	21	0,1	0,856	1,15	1
	Итого в пределах контрактной террритории		C2	70093	5,5	388987							
Итого по C1v3-1			C2	70093	5,5	388987							
C1v3-2	В пределах контрактной территории	ГЗ	C2	140168	15,5	1463200	0,1	0,73	21	0,1	0,856	1,15	1
		ГВЗ		84245	8,8	528896	0,1	0,73	21	0,1	0,856	1,15	1
	Итого в пределах контрактной террритории		C2	224413	8,9	1992096							
	За пределами контрактной террритории	ГЗ	C2	20686	16,7	309457	0,1	0,73	21	0,1	0,856	1,15	1
	Итого за пределами контрактной террритории		C2	20686	15,0	309457							
Итого по C1v3-2			C2	245099	9,4	2301553							
C1v1-1	В пределах контрактной территории	ГЗ	C2	132931	8,3	1057073	0,09	0,71	21	0,1	0,856	1,15	1
		ГВЗ		80004	5	378673	0,09	0,71	21	0,1	0,856	1,15	1
	Итого в пределах контрактной террритории		C2	212935	6,7	1435746							
	За пределами контрактной террритории	ГЗ	C2	22625	10,8	245200	0,09	0,71	21	0,1	0,856	1,15	1
		ГВЗ		128	9	1148	0,09	0,71	21	0,1	0,856	1,15	1

[illegible]

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

Газоносность месторождения Орталык связана с серпуховскими, визейскими, девонскими и нежнепалеозойскими отложениями.

Согласно оперативному подсчету запасов по состоянию на 01.07.2020 года, геологические запасы газа категории C_1 составили 1410 млн. м³, извлекаемые запасы газа 936 млн. м³.

Целью пробной эксплуатации залежей газа на месторождении Орталык 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 Орталык 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 Орталык 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 Орталык 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 ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» выполнен «Оперативный подсчет запасов газа месторождения Орталык Туркестанской области Республики Казахстан» (по состоянию изученности на 01.07.2020 г.) и утвержден в ГКЗ РК (протокол №2327-21-П от 28.06.2021 г.).

Структурно-тектоническая модель месторождения была основана на структурных картах по отражающим горизонтам D_3fm_1 (кровля нижнефаменского яруса), D_3fm_2 (кровля верхнефаменского яруса), C_1v_1 (кровля нижневизейского яруса), C_1v_3 (кровля верхневизейского яруса), C_1sr (кровля серпуховского яруса), полученных в результате переинтерпретации материалов МОГТ 2Д/3Д, выполненной в 2019 году.

В разрезе месторождения установлено 13 горизонтов в серпуховских (горизонты C_1sr-1 , C_1sr-2 , C_1sr-3), в визейских (горизонты C_1v_3-1 , C_1v_3-2 , C_1v_2-1 , C_1v_2-2 , C_1v_1-1 , C_1v_1-2), в девонских (горизонты D_3fm_2 , D_3fm_1) и в кровле палеозойских отложений ($Pz-1$, $Pz-2$), к которым приурочены семь залежей: C_1sr-3 , C_1v_3-1 , C_1v_3-2 , C_1v_1-1 , C_1v_1-2 , $Pz-1$, $Pz-2$.

Самая большая по площади является залежь C_1sr-3 , которая вскрыт всеми 9-ю скважинами: 1-Г, 2-Г, 3-Г, 4-Г, 1-ПРДС, 2-ПРДС, 9-ПРИД, 10-ПРИД, 11-ПРИД,

Горизонтальная проекция запрашиваемого участка недр приведена на рис. 3.2.2.

Координаты угловых точек границ запрашиваемого участка недр приведены в таблице 3.2.1.

Площадь запрашиваемого участка недр для проведения пробной эксплуатации составляет **327 кв. км.** Глубина участка недр - 3200 м.

Таблица 3.2.1 – Координаты угловых точек запрашиваемого участка недр

Угловые точки	Координаты угловых точек	
	Северная широта	Восточная долгота
1	45° 34' 45.439176"	67° 50' 55.127688"
2	45° 35' 34.369548"	67° 51' 45.86652"
3	45° 36' 35.047152"	67° 54' 37.487844"
4	45° 36' 29.786076"	67° 59' 30.193656"
5	45° 35' 13.631496"	68° 3' 14.062392"
6	45° 34' 49.631016"	68° 5' 33.583128"
7	45° 33' 30.265596"	68° 5' 44.146788"
8	45° 33' 13.834008"	68° 6' 19.77246"
9	45° 33' 9.999468"	68° 7' 38.043408"
10	45° 35' 59.103708"	68° 7' 15.435444"
11	45° 36' 9.485208"	68° 8' 5.453232"
12	45° 34' 56.938764"	68° 8' 55.112568"
13	45° 34' 47.28324"	68° 11' 57.242508"
14	45° 36' 6.55596"	68° 15' 46.29222"
15	45° 33' 1.069992"	68° 16' 50.854008"
16	45° 30' 0.578376"	68° 15' 0.293148"
17	45° 30' 1.14228"	68° 5' 3.152904"
18	45° 27' 37.78362"	68° 5' 2.5917"
19	45° 27' 36.459684"	68° 3' 48.344904"
20	45° 26' 28.096836"	68° 1' 52.421772"
21	45° 25' 42.033504"	67° 58' 46.371648"
22	45° 27' 51.386976"	68° 0' 3.93426"
23	45° 29' 50.649864"	67° 59' 38.85612"
24	45° 32' 6.632448"	67° 55' 23.28996"
25	45° 33' 21.529152"	67° 54' 21.909492"
26	45° 34' 16.088772"	67° 52' 22.686312"
27	45° 34' 19.07508"	67° 51' 0.57042"

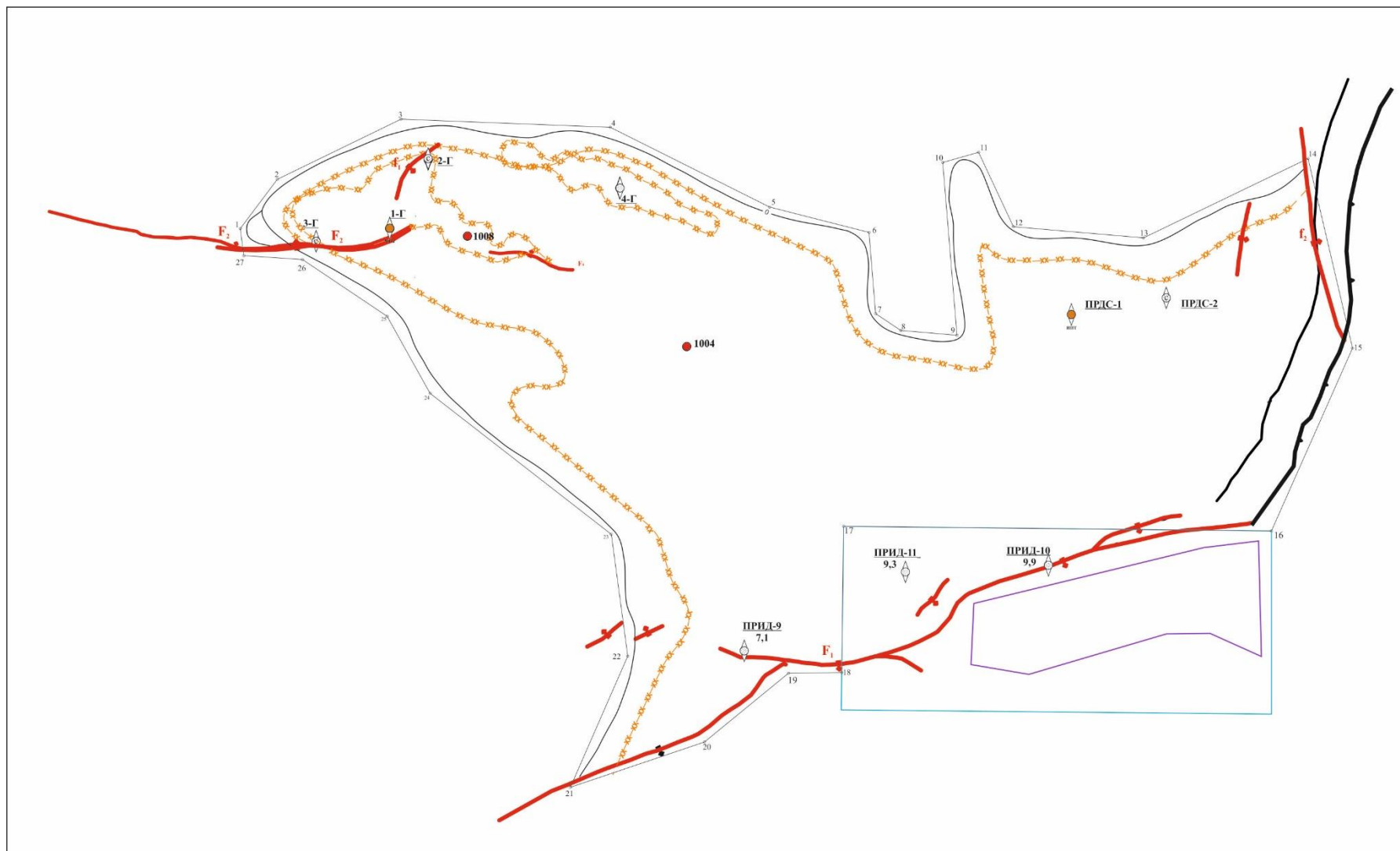


Рисунок 3.2.1 – Запрашиваемый участок недр

3.3 Результаты опробования и газодинамических исследований скважин

На месторождении Орталык 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 бурильных трубах.

Опробования в процессе бурения проводилось на бурильных трубах пластоиспытателем КИИ-2-146 после их вскрытия на полную толщину. Длительность пакеровки, как правило, составила 3-5 часов. Необходимо отметить, что имеют место случаи некачественного опробования объектов, к примеру лопнувшая резина пакера и т.д.

Достоверность опробования расценивалась по записи глубинных манометров.

Пластоиспытателем на трубах был исследовано 42 объекта в 11 скважинах. Из 42 объектов притоки газа получены в 8-ми объектах. В 5-ти объектах проведено некачественное опробование, получен фильтрат бурового раствора, не герметичная пакеровка и нет притока в 29 объектах.

Распределение объектов испытания пластов в процессе бурения по возрасту отложений и по характеру притока представлено в таблице 3.3.1.

Интервалы и результаты опробования скважин в процессе бурения приведены в таблице 3.3.2.

Таблица 3.3.1 - Распределение объектов испытания пластов в процессе бурения

Возраст отложений	Количество объектов			
	газ	некачественное испытание	нет притока	всего
P ₁ +C ₂₋₃		1		1
C ₂			1	1
C ₂ +C _{1sr}			1	1
C _{1sr}		1	6	7
C _{1v}	2		7	9
C _{1v} +D ₃			2	2
C _{1t} +D ₃			1	1
D ₃ +D ₂		2	4	6
D ₃ +Pz			1	1
D3Fm2	1		2	3
Pz	2	1	1	4
C _{1sr} +C _{1v}	3		1	4
C _{1v} +Pz			2	2
Всего	8	5	29	42

Таблица 3.3.2 - Результаты опробования трубным испытателем пластов

Скв	№ пп	Дата испытания	Интервал испытания	Горизонт	Характер проявления при испытании	Результаты испытания
1	2	3	4	5	6	7
1-Г	1	1976 г.	<u>2135-2275</u> -1891-2031	C _{1sr} -3+C _{1v3} -2	средней интенсивности	Q _r =50 тыс. м ³ /сут ориентировочно
	2	1976 г.	<u>2525-2690</u> -2281-2446	Pz-1+Pz-2	средней интенсивности	Q _r =100 тыс.м ³ /сут ориентировочно
2-Г	1	1978 г.	<u>2118-2206</u> -1871-1959	C _{1sr} -2+C _{1sr} -3	не проявлял	Объект «сухой»
	2	1978 г.	<u>2129-2293</u> -1882-2046	C _{1sr} -2+C _{1sr} -3+ C _{1v3} -1	не проявлял	Объект «сухой»
	3	1978 г.	<u>2260-2394</u> -2013-2147	C _{1v3} -1+C _{1v3} -2+ C _{1v2} -1	не проявлял	Объект «сухой»
	4	1978 г.	<u>2359-2546</u> -2112-2299	C _{1v3} -2+C _{1v2} -1+ C _{1v2} -2+C _{1v1} -1	не проявлял	Объект «сухой»
	5	1978 г.	<u>2433-2757</u> -2186-2510	C _{1v2} -1+C _{1v2} -2+ C _{1v1} -1+C _{1v1} -2+ Pz-1+Pz-2	не проявлял	Объект «сухой»
3-Г	1	1978 г.	<u>1180-1295</u> -935-1050	P _{1ps} -C ₂₋₃ dg	не проявлял	Фильтрат бурового раствора
	2	1978 г.	<u>2336-2500</u> -2091-2255	C _{1v3} -2+C _{1v2} -1	средней интенсивности	Q _r =30 тыс. м ³ /сут ориентировочно
	3	1978 г.	<u>2095-2251</u> -1850-2006	C _{1sr} -1+C _{1sr} -2+ C _{1sr} -3	не проявлял	Объект «сухой»
	4	1978 г.	<u>2588-2733</u> -2343-2488	Pz-1+Pz-2	не проявлял	Приток разгазированного бурового раствора
4-Г	1	1978 г.	<u>2420-2567</u> -2178-2325	C _{1v2} -2+C _{1v1} -1+ C _{1v1} -2	не проявлял	Объект «сухой»
	2	1978 г.	<u>2222-2375</u> -1980-2133	C _{1v3} -1+C _{1v3} -2+ C _{1v2} -1	не проявлял	Объект «сухой»
	3	1978 г.	<u>2425-2591</u> -2183-2349	C _{1v2} -2+C _{1v1} -1+ C _{1v1} -2	не проявлял	Объект «сухой»
	4	1978 г.	<u>2506-2720</u> -2264-2478	C _{1v1} -2+Pz-1+Pz-2	не проявлял	Объект «сухой»
ПРДС- 1	1	07.05.1977	<u>1996-2069</u> -1759,8-1832,8	C _{1sr} -1	не проявлял	Объект «сухой»
	2	21.07.1977	<u>2122-2255</u> -1885,8-2018,8	C _{1sr} -3+C _{1v3} -1	слабой интенсивности	Слабый приток газа
	3	21.06.1977	<u>2118-2270</u> -1881,8-2033,8	C _{1sr} -3	средней интенсивности	Q _r =10 тыс. м ³ /сут
	4	25.08.1977	<u>2495-2621</u> -2258,8-2384,8	C _{1v1} -1+C _{1v1} -2	не проявлял	Объект «сухой»

Продолжение таблицы 3.3.2

ПРДС-1	5	25.08.1977	<u>2478-2635</u> -2241,8-2398,8	$C_1v_1-1+C_1v_1-2$	средней интенсивности	$Q_r=10$ тыс. м ³ /сут
	6	06.10.1977	<u>2633-2868</u> -2396,8-2631,8	$D_3fm_3+D_3fr+Pz$	не проявлял	Объект «сухой»
	7	17.10.1977	<u>2806-2906</u> -2569,8-2669,8	Pz	не проявлял	Объект «сухой»
ПРДС-2	1	11.04.1978	<u>2150-2201</u> -1907,2-1958,2	C_1sr-3	не проявлял	Объект «сухой»
	2	13.04.1978	<u>2088-2208</u> -1845,2-1965,2	C_1sr-2	не проявлял	Объект «сухой»
	3	30.04.1978	<u>2327-2426</u> -2084,2-2183,2	C_1v_3-2	не проявлял	Объект «сухой»
	4	01.06.1978	<u>2593-2736</u> -2350,2-2493,2	$C_1v_1-1+C_1v_1-2+$ D_3fm_3	не проявлял	Объект «сухой»
ПРИД-10	1	09.10.1974	<u>2500-2889</u> -2254,3-2643,3	$C_1v_1-2+D_3fm_3+$ D_3fm_2	не проявлял	Объект «сухой»
	2	11.12.1974	<u>2902-3153</u> -2656,3-2907,3	$D_3fm_2+D_2fr$	не проявлял	Объект «сухой»
	3	19.12.1974	<u>2916-3153</u> -2670,3-2907,3	$D_3fm_2+D_2fr$	не проявлял	Не герметичность
	4	31.01.1975	<u>2948-3153</u> -2702,3-2907,3	$D_3fm_2+D_3fm_1+D_2fr$	не проявлял	Объект «сухой»
	5	05.02.1975	<u>1876-2005</u> -1630,3-1759,3	<u>$C_1sr-1+C_1sr-2$</u>	не проявлял	Фильтрат бурового раствора
	6	10.02.1975	<u>1661-1880</u> -1415,3-1634,3	<u>$C_2-3dg-C_2ts$</u>	не проявлял	Объект «сухой»
ПРИД-11	1	12.01.1976	<u>1798-1941</u> -1556,0-1699,0	<u>C_2ts+C_1sr-1+</u> <u>C_1sr-2</u>	не проявлял	Объект «сухой»
	2	16.01.1976	<u>1840-2002</u> -1598,0-1760,0	<u>$C_1sr-1+C_1sr-2$</u>	не проявлял	Объект «сухой»
	3	12.04.1976	<u>2796-2880</u> -2554,0-2638,0	<u>$D_3fm_1+D_2fr$</u>	не проявлял	Объект «сухой»
	4	15.04.1976	<u>2731-2880</u> -2489-2638,0	<u>$D_3fm_2+D_3fm_1+D_2fr$</u>	не проявлял	Не удачное испытание (лопнула резина пакера)
	5	17.04.1976	<u>2739-2880</u> -2497,0-2638,0	<u>$D_3fm_2+D_3fm_1+D_2fr$</u>	не проявлял	Объект «сухой»
	6	22.04.1976	<u>2461-2687</u> -2219,0-2445,0	<u>$C_1t-D_3fm_3+D_3fm_2$</u>	не проявлял	Объект «сухой»
SK-1004	1	18.06.2023	2707.29-2850.50	<u>D3Fm2</u>	Горючий газ средней интенсивности	Расчетная - 5212 м ³ /сут
SK-1008	1	24.04.2023	2495,39-2682,0	<u>PZ</u>	Горючий газ средней интенсивности	19588м ³
SK-1024	1	04.06.2023	2726.93-2908.00	D3Fm2	не проявлял	Объект «сухой»
SK-1024	1	08.06.2023	2518.27-2690.00	D3Fm2	Очень слабое проявление, пузырьки	Объект «сухой»

3.3.2 Опробование пластов в колонне

Опробование объектов в обсаженных скважинах производилось по общепринятой методике: вскрытие, вызов притока, проведение комплекса исследований, задавка и изоляция объекта. Вскрытие осуществлялось кумулятивными перфораторами типа ПКО-89, ПКО-90, ПК-103 с плотностью перфорации 20 отверстий на 1 погонный метр мощности испытуемого объекта.

Перфорация осуществлялась в скважинах, заполненных глинистым раствором удельного веса 1,22-1,24 г/см³. Для вызова притока после перфорации в скважину спускались 73 мм насосно-компрессорные трубы, нижняя часть которых оборудована воронкой и фильтром, устье скважины – фонтанной арматурой. После этого производили замену глинистого раствора на техническую воду, или снижали уровень жидкости в скважине с помощью компрессора УКП-80.

Пластовое давление замерялось после закрытия скважины и восстановления давления до статического. Интенсификация притока проводилась дренажом пласта с закачкой ПАВ.

В результате опробования на месторождении установлена продуктивность горизонтов серпухова, визея и палеозоя, ниже приводится описание результативных интервалов по этим горизонтам.

В скважине 1-Г опробовано 11 объектов, из них в 9-ти объектах притоков не получено, в 2-х объектах получены притоки газа. Так, из интервала опробования 2135-2185 м (C_{1sr}-3-C_{1v3}-1) получен приток сухого газа с сильным запахом сероводорода. Начальный дебит газа ориентировочно составлял 60 тыс.м³/сут с последующим уменьшением до 2 тыс. м³/сут. Скважина работала на свободном режиме. При заливке водой через 4 суток работы уровень воды в стволе установился на глубине 1778 м от устья. Газ истощился при опробовании. Установлен цементный мост, кровля цементного моста 2128 м. После опрессовки колонна и мост герметичны.

Перед освоением второго объекта в интервале 2517-2606 м (Pz-1+Pz-2) проведена обработка пласта ПАВ с продавкой пласта (МПД). Освоение скважины произведено сменой глинистого раствора на воду с последующей аэризацией. Получен приток горючего газа дебитом 17,22 тыс. м³/сут на диафрагме 15,22 мм при наличии неуходящего столба воды или сильно засоренной призабойной зоны. Депрессия на пласт составляет 209,83 атм, пластовое давление 224,56 атм. Произведена задавка газа водой с последующей заменой на глинистый раствор, установлен цементный мост с кровлей на глубине 2400 м. Герметичность колонны и моста проверены опрессовкой. Опробование проведено в период с 17 ноября по 21 ноября 1977 года.

В скважине 2-Г освоение интервала 1110-1255 м произведено аэризацией, после стояния на притоке получен горючий газ дебитом 3,81 м³/сут на диафрагме 5,33 мм. Из-за сильных пропусков газа через плашки превентора и задвижек, давление не восстановилось, в связи с чем проведено повторное испытание в интервале 1110-1255 м. После дополнительной перфорации проведена интенсификация притока дренажом пласта с ПАВ, после освоения скважины компрессором получен приток газа дебитом

5,51 тыс.м³/сут на диафрагме 7,95 мм. Начальное статическое устьевое давление газа 104,1 атм, конечное - 103,82 атм. Депрессия на пласт – 105,46 атм. Рассчитанное пластовое давление газа 115,8 атм.

По окончании испытания произведена заправка газа водой и установка цементного моста в интервале 930-970 м. Мост испытан на герметичность, герметичен. Устье скважины оборудовано.

В скважине 3-Г опробовано 4 объекта, лишь в одном интервале 2335-2385 м (C_{1v3}-2) получен слабый приток газа. Освоение интервала произведено дренажом МПД. Пласт принимал при 220 атм 400 л/мин. Освоение продолжено собственным давлением газа. Первоначальный дебит газа составлял 3-4 тыс.м³/сут. При проведении исследовательских работ дебит газа снизился до конечного результата 1 тыс.м³/сут.

По окончании испытания произведена заправка газа водой и установка цементного моста. Герметичность колонны и моста проверены опрессовкой.

В колонне **скважины ПРДС-1** перфорировано 6 объектов, практически все они безрезультативны, в 3-х объектах притока не получено, в 3 – незначительные притоки газа либо вода.

В интервале 2575-2600 м (C_{1v1}-2) получен приток пластовой воды. Перед освоением проведена закачка ПАВ. Освоение интервала производилось дренажом МПД, при 250 атм пласт не принимал. Произведена азризация, прослеживание уровня до глубины 1386 м, повторное освоение до глубины 1770 м - на выходе пластовая вода. Отобрана проба воды.

В интервале 2265-2300 м получен слабый приток горючего газа дебитом до 1 тыс.м³/сут. Перед освоением проведена закачка ПАВ. Освоение интервала производилось дренажом МПД, пласт принимал при 120 атм. На устье скважины и в межколонном пространстве установлено незначительное выделение газа. После изоляции межколонного пространства замеренный дебит не превышал 1 тыс.м³/сут. Объект практически сухой.

Освоение интервала 2115-2140 также проводилось дренажом МПД, перед освоением была проведена закачка ПАВ. Пласт принимал при 250 атм. При освоении получен слабый приток газа. Повторное освоение результатов не улучшило. Установлен цементный мост. Герметичность колонны и моста проверены опрессовкой.

Всего в колонне опробование выполнено в 25-ти объектах, из них 4 объекта приходится на горизонт C1sr, 14 объектов - на C1v, 2 объекта - на Pz, 4 объекта – на P1+C2-3 и 1 объект - на P1. Результаты опробования представлены в таблице 3.3.3.

Таблица 3.3.3 - Результаты опробования скважин

Скв.	Дата опробова- ния	Интервал опробования, м <u>абс. отметка</u>	Гори- зонт	Искус- ств. забой, м	Диаметр и глубина спуска НКТ, мм*м,	Способ вскрытия	Способ опробования	D шт, D шайб, мм	Фактиче с. время ра- боты на штуц., час	Давление, МПа				Депрес- сия, атм	Дебит		
										пласто- вое	забой- ное	затруб- ное	труб- ное		газа, тыс.м ³ / сут.	нефти м ³ /сут.	в м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
1-Г	1976 г.	<u>985-1255</u> -741-1011	P ₁ s+ P ₁ ps			ПК-103 600 отв.									Не определялся		
	1976 г.	2010-2045 -1766-1801	C1sr-1		73/2000	ПК-103 600 отв.									Нет притока		
	1976 г.	<u>2070-2115</u> -1826-1871	C1sr-2		73/2062	ПК-103 800 отв.									Нет притока		
	1976 г.	<u>2135-2185</u> -1891-1941	C1sr-3- C ₁ v ₃ -1		73/2123	3ПК-103 1350 отв.									2		
	1976 г.	<u>2188-2212</u> -1944-1968	C1v3-1		73/2186	ПК-103 720 отв.									Нет притока		
	1976 г.	<u>2225-2246</u> -1989-2002	C1v3-1		73/2218	ПК-103 ПКО-89 480 отв.									Нет притока		
	1976 г.	<u>2225-2275</u> -2011-2031	C1v3-1+ C1v3-2		73/2250	ПКО-89 360 отв.									Нет притока		
	1976 г.	<u>2285-2315</u> -2041-2071	C1v3-1+ C1v2-1		73/2278	ПКО-89 360 отв.									Нет притока		
	1976 г.	<u>2253-2317</u> -2009-2073	C1v3-1+ C1v2-1		73/2250	ПКРУ- 65 250отв ПКС-105 141 отв ПКО-89 180 отв ПК-103 440 отв									Нет притока		
						ПК-103											

Продолжение таблицы 3.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
2-Г	14.01.1978 26.01.1978	<u>1110-1127</u>	P ₁ S+P ₁ ps+C ₂₋₃ dg		73/1110	ПК-103 1940 отв. ПКО-89 234 отв.		1,5	45,3	115,87	99,30	89,39	89,31	16,57	3,21		
		-863-880						3,21	18,4		39,39	35,60	34,65	76,48	4,81		
		<u>1135-1140</u>						5,33	14,4		18,86	17,08	15,75	97,01	5,38		
		-888-893															
2-Г	14.01.1978 26.01.1978	<u>1147-1161</u>	P ₁ S+P ₁ ps+C ₂₋₃ dg		73/1110	ПК-103 1940 отв. ПКО-89 234 отв.		7,95	6,45	115,87	10,41	9,43	7,81	105,46	5,51		
		-900-914															
		<u>1170-1212</u>															
		-923-965															
		<u>1217-1223</u>															
		-970-976															
		<u>1228-1233</u>															
		-981-986															
		<u>1242-1247</u>															
		-995-1000															
		<u>1252-1255</u>															
		-1005-1008															
3-Г	1978 г.	<u>2335-2385</u> -2090-2140	C1v3-2		73/2321	ПК-103 1000 отв.									1		
3-Г	1978 г.	<u>2400-2427</u> -2155-2182 <u>2440-2463</u> -2195-2218	C1v2-1		73/2367	ПК-103 1000 отв.									Нет притока		
3-Г	1978 г.	<u>2510-2580</u> -2265-2335	C1v1-1+ C1v1- 2		73/2500	ПК-103 1400 отв.									Нет притока		
3-Г	1978 г.	<u>2610-2680</u> -2365-2435	Pz-1			ПКО-90 600 отв.									Нет притока		
1-С	1977	<u>974-1312</u> -729-1067	P ₁ S-C ₂₋₃ dg			ПКО-89 600 отв.									2		
2-С	1977	<u>1043-1350</u> -798-1105	P ₁ S-C ₂₋₃ dg			ПКО-89 600 отв.									Нет притока		
3-С	1978	<u>1159-1326</u> -913-1080	P ₁ ps-C ₂₋₃ dg			ПКО-89 330 отв.									Нет притока		
ПРДС-1	19.03.1978 06.04.1978	<u>2575-2600</u> -2367,3-2392,3	Вне горизонта	2660		ПК-103 500 отв.	Прослежи вание уровня		- 8 23 12						Нет притока		

3.3.3 Сведения о газодинамических исследованиях

В период опробования на месторождении Орталык было проведено 2 газодинамических исследования методом установившихся отборов (МУО). Результаты газодинамических исследований представлены в таблице 3.3.4. Основной целью газодинамических исследований скважин являлось определение фильтрационных характеристик пласта, оценка текущего пластового давления и состояния призабойной зоны коллектора.

Определение дебитов газа проводилось на 4 режимах прямого и обратного ходов диафрагменным измерителем критического течения (ДИКТ) с диаметром диафрагмы от 1,5 мм. По результатам исследований средние коэффициенты фильтрационного сопротивления горизонта C_{2-3} составили по скважине 2-Г: а – $15,90 \text{ МПа}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})$ и б – $0,00462 \text{ МПа}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2$, средний абсолютно свободный дебит составил $8,1 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$ (рис.3.3.4).

По скважине 1-Г из за некачественных данных не определены, соответственно абсолютный дебит не рассчитан.

Таблица 3.3.4 – Результаты исследований диафрагменным измерителем критического течения (ДИКТ)

№№ скв.	Дата исследования	Горизонт	Интервал перфорации, м	№ реж.	D шт, мм	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Дебит газа, тыс.м ³ /сут	$\frac{P_{пл}^2 - P_{заб}^2}{P_{заб}^2}$	$\Delta P^2/Q$	ΔP , МПа	Qг абс.св., тыс.м ³ /сут
1	17-21.11.1977	Pz	2517-2606	1	5,84	22,75	5,04	15,5	492,30	31,76	17,71	-
				2	7,95		3,83	13,51	503,03	37,23	18,92	
				3	11,13		3,17	14,84	507,68	34,21	19,59	
				4	15,85		1,49	17,22	515,50	29,94	21,26	
2	14-26.01.1978	C_{2-3}	1110-1127, 1135-1140, 1147-1161, 1170-1212, 1217-1223, 1228-1233, 1242-1247, 1252-1255	1	1,50	11,74	10,06	3,21	36,60	11,40	1,68	8,1
				2	3,21		3,99	4,81	121,91	25,35	7,75	
				3	5,33		1,91	5,38	134,19	24,94	9,83	
				4	7,95		1,05	5,51	136,73	24,81	10,69	
				2	5,33		1,80	5,58	134,60	24,12	9,94	
				3	3,21		3,99	4,81	121,91	25,35	7,75	

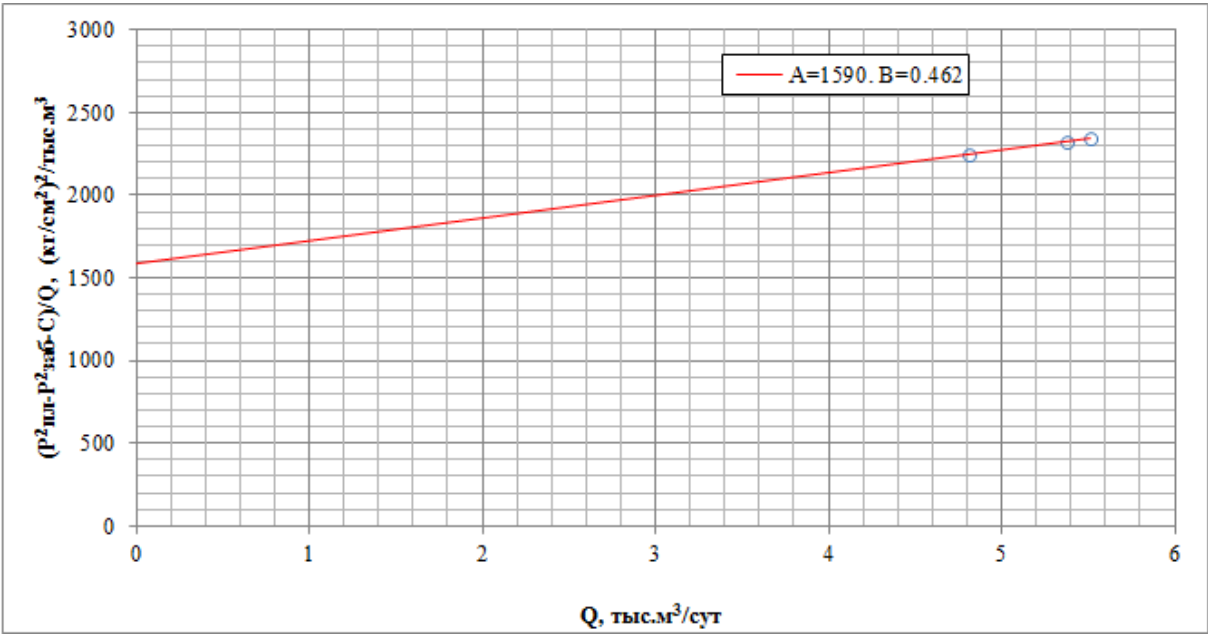


Рисунок 3.3.1 – Индикаторная диаграмма по скважине 2-Г

3.4 Характеристика структуры пробуренного фонда скважин

По состоянию на 01.01.2025 г. на месторождении Орталык пробурены 15 скважин (№№1-Г, 2-Г, 3-Г, 4-Г, 1-с, 2-с, 3-с, 1-ПРДС, 2-ПРДС, 9-ПРИД, 10-ПРИД, 11-ПРИД, SK-1008, SK-1004, SK-1024), в т.ч. 12 скважин ликвидировано, 1 в ожидании освоения и 2 в консервации (таблица 3.4.1).

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

Фонд	Категория скважин		Количество (номера) скважин, ед.
Скважины	Пробурено		15
	Всего		15
	В том числе:	В ожидании освоения	1 (SK-1008)
		В консервации	2 (SK-1004, SK-1024)
		Ликвидированные	12 (1-Г, 2-Г, 3-Г, 4-Г, 1-с, 2-с, 3-с, 1-ПРДС, 2-ПРДС, 9-ПРИД, 10-ПРИД, 11-ПРИД)

Согласно «Проекту пробной эксплуатации-2023 г» (протокол ЦКРР РК 42/7 от 24.08.2023 г) предусматривалось:

Ввод в эксплуатацию после бурения одной проектной скважины №5.

Ожидалось, что суммарная добыча газа в период ППЭ (2024-2025 гг.) составит 5,1 млн.м3, КИГ составит 0,004 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. В таблице 3.4.2 представлено сопоставление проектных и фактических показателей проекта пробной эксплуатации в целом по месторождению.

Наряду с опробованием в рамках доразведки предусматривалось бурение трех оценочных скважин SK-1004, SK-1008 и SK-1024, предусмотренные в «Дополнении к проекту разведочных работ по оценке залежей углеводородов согласно Контракта №2433 от 27 июля 2007 г», фактически пробуренные в 2023 г. (таблица 3.4.3).

Техническое состояние скважин месторождения Орталык 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	2,549	-
2	Накопленная добыча газа, млн.м ³	2,549	-
3	Темп отбора газа от НИЗ, %	0,5	-
4	Темп отбора газа от ТИЗ, %	0,5	-
5	Ввод добывающих скважин, шт.	1	-
6	<i>в т.ч. из бурения</i>	1	-
7	<i>из консервации</i>		-
8	Выбытие добывающих скважин, шт.		-
9	Фонд добывающих скважин, всего, шт.	1	-
10	в т.ч. действующих, шт.	1	-
11	Среднегодовой дебит газа, тыс. м3/сут	12,7	-
12	Коэффициент использования добывающих скв., доли ед.	1	-
13	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., доли ед.	1	-
14	Текущий КИГ, д.ед	0,002	-
15	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	0,5	-
16	Пластовое давление, МПа	22,8	-
17	Забойное давление, МПа	17,8	-

Таблица 3.4.3 – Техническое состояние скважин месторождения Орталык

Скважина	Категория скважин	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	диаметр, мм	глубина спуска, м	высота подъема цемента (от устья), м	диаметр, мм	глубина спуска, м	высота подъема цемента (от устья), м	диаметр, 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-Г	поиск.	27.04.1976	06.09.1976	2900	2690	Pz	Pz	299	242	устье	219	1250	40	146	2682	1895	ликвидирована
2-Г	поиск.	03.06.1976	09.10.1976	3000	2757	Pz	Pz	299	363	устье	219	1384	устье	-	-	-	ликвидирована
3-Г	поиск.	20.05.1977	15.05.1978	2750	2762	Pz	Pz	299	393	устье	219	1246	устье	146	2750	2040	ликвидирована
4-Г	поиск.	15.06.1978	16.10.1978	2800	2720	Pz	Pz	-	-	-	219	1264	65	-	-	-	ликвидирована
1-с	поиск.	20.10.1977	20.01.1978	1300	1312	P ₁ ps	C ₂₊₃	-	-	-	-	-	-	146	974,5	380	ликвидирована
2-с	поиск.	17.12.1977	07.06.1978	1300	1350	P ₁ ps	C ₂₊₃	-	-	-	-	-	-	146	1042	285	ликвидирована
3-с	поиск.	23.06.1978	17.07.1978	1300	1326	P ₁ ps	C ₂₊₃	-	-	-	168	353,29	устье	-	-	-	ликвидирована
ПРДС-1	поиск.	01.12.1976	21.10.1977	3200	2905	Pz	Pz	299	279,46	устье	219	1162	55	146	2679,5	1800	ликвидирована
ПРДС-2	поиск.	08.12.1977	25.07.1978	2950	3097	Pz	Pz	299	178	устье	219	1205	468	-	-	-	ликвидирована
ПРИД-9	поиск.	23.09.1974	30.06.1975	2950	2955	Pz	D ₃	299	347	347	219	1302	1302	-	-	-	ликвидирована
ПРИД-10	поиск.	01.05.1974	12.02.1975	3000	3153	Pz	Pz	299	350	350	219	1554	1554	-	-	-	ликвидирована
ПРИД-11	поиск.	19.10.1975	24.04.1976	2900	2880	Pz	Pz	299	350	350	219	1223	1223	-	-	-	ликвидирована
SK-1004	оцен.	08.05.2023	30.03.2023	3040	2855,13	Pz	Pz	339,7	400	устье	244,48	1404,18	устье	177,8	2855,13	устье	консервация
SK-1008	оцен	26.01.2023	09.05.2023	2850	2682	Pz	Pz	339,7	400	устье	244,48	1306,71	устье	177,8	2678,3	устье	консервация
SK-1024	оцен	19.04.2023	15.06.2023	2905	2690	Pz	Pz	339,7	400	устье	244,48	1304,96	устье	177,8	2690	устье	консервация

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 разработки необходимо, чтобы между ними располагались повсеместно прослеживающиеся по площади пачки непроницаемых пород.

На месторождении Орталык по данным поискового бурения 12-ти скважин установлена газоносность в серпуховских, визейских, девонских и нежнепалеозойских отложениях.

В результате детальной корреляции, в разрезе скважин выделены 13 горизонтов в серпуховских (горизонты C_{1sr-1} , C_{1sr-2} , C_{1sr-3}), в визейских (горизонты C_{1v3-1} , C_{1v3-2} , C_{1v2-1} , C_{1v2-2} , C_{1v1-1} , C_{1v1-2}), в девонских (горизонты D_{3fm_2} , D_{3fm_1}) и в кровле палеозойских отложений ($Pz-1$, $Pz-2$), к которым приурочены семь залежей: C_{1sr-3} , C_{1v3-1} , C_{1v3-2} , C_{1v1-1} , C_{1v1-2} , $Pz-1$, $Pz-2$.

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.

Таким образом на месторождении Орталык выделяется один эксплуатационный объект:

I объект – палеозойские горизонты $Pz-1$, $Pz-2$.

Исходная геолого-физическая характеристика объекта эксплуатации месторождения Орталык представлена в таблице 3.5.1.

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

Параметры	Объекты	
	I	
	Pz-1	Pz-2
Средняя глубина залегания, м	2581	2663
ГВК, м	-2426	-2488
Площадь газоносности, тыс.м ²	7683	34050
Средняя общая толщина коллектора, м	92,3	39,2
Средняя газонасыщенная толщина, м	9,8	7,8
Пористость, доли ед.	0,07	0,07
Средняя газонасыщенность, доли ед.	0,81	0,80
Проницаемость по керну, *10 ⁻³ мкм ²		
Проницаемость по ГДИС, *10 ⁻³ мкм ²		
Средний коэффициент продуктивности по газу, м ³ /сут×МПа		
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,16	0,21
Коэффициент расчлененности, доли ед.	6,0	5,3
Пластовая температура, °C	82	
Пластовое давление, МПа	22,2	
Вязкость газа при p _н и T _н (p _{ат} и T _н), мПа*с		
Плотность газа при 20 °C и 760 мм рт. ст., кг/м ³	0,699	
Содержание стабильного конденсата, г/м ³		
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	-	-
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	-	-
Псевдокритические параметры газа: Рпкр (Рпр)	45,54	
Тпкр (Тпр)	188,18	
Коэффициент сверхжимаемости газа	0,988	
Коэффициент сжимаемости воды, 1/Па		
Коэффициент сжимаемости пор		
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с		
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³		
Начальные балансовые запасы газа, млн. м ³		
в том числе: по категории C ₁ /C ₂	644/151	766/1518
Коэффициент извлечения газа, доли ед.	0,664/0,498	0,664/0,498
Начальные балансовые запасы конденсата, млн. т.		
в том числе: по категории C ₁ /C ₂		
Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.		
Начальные извлекаемые запасы газа, млн. м ³		
в том числе: по категории C ₁ /C ₂	428/75	508/756

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

Технологические показатели разработки 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 разработки 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 разработки. Математическая модель включает систему дифференциальных уравнений, полученных исходя из балансовых соотношений флюидов в поровом объеме.

Технологические показатели разработки газоконденсатной залежи для газового режима определялись в следующей последовательности.

1. 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_{at} - атмосферное давление; $\tilde{\alpha} \Omega_n$ - поровый объем залежи, занятый газоконденсатной 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; $\mu^* = \frac{\mu(p)}{\mu_{at}}$, где $\mu(p)$; μ_{at} - динамические коэффициенты вязкости газа при температуре $T_{пл}$ и давлениях P и P_{at} соответственно, $\mu_{cp}^* Z_{cp} = \sigma + \varphi(p_{np}^2 - p_{np})$, 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 разведочных скважин. Были получены следующие коэффициенты фильтрационного сопротивления, которые являются средними для залежи (КФС):

- $a = 15,9 \text{ (МПа)}/(\text{тыс.м}^3/\text{сут})$;
- $b = 0,00462 \text{ (МПа)}^2/(\text{тыс.м}^3/\text{сут})^2$;

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

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

Технологические показатели рассчитаны при условии эксплуатации на естественном режиме истощения пластовой энергии.

В период пробной эксплуатации на месторождении будет введена в эксплуатацию после бурения две проектные скважины (№3 и 5).

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

2) Бурение скважин Орталык-3 и Орталык-5:

- Апрель-июнь 2026 г. – бурение оценочной скважины №3, 15.07.2026 г. – испытание скважины.
- Апрель-июнь 2026 г. – бурение опережающей добывающей скважины №5, 15.07.2026 г. – освоение.
- Испытание ранее пробуренной оценочной скважины SK-1008, месторождение Орталык. Дата: апрель 2026 года

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, в рамках дополнения к проекту пробной эксплуатации предусматривается освоение и испытание скважин в течении 5 суток на один объект. В период освоения опережающей добывающей скважины №5 будут проведены режимные исследования на пяти режимах прямым и трех обратным ходом с последующим закрытием на КВД, объект освоения PZ, интервал 2500-2570 м. Газ, в объеме 86 100 м³, полученный при освоении в течении 5 суток, будет сжигаться на факеле.

По оценочным скважинам №3 и SK-1008 также предусматривается проведение испытания в течении 5 суток на один объект, продуктивных пластов PZ. Период

проведения испытания на скважине № SK-1008 с 01.05.2026 по 01.06.2026 год, на скважине №3 с 15.07.2026 по 15.08.2026 (Таблица 4.1). Газ полученный при испытании скважин №№ 3 и SK-1008 также будет сжигаться на факеле.

После завершения освоения и испытания скважин, и получения необходимой информации о фильтрационно-ёмкостных свойствах пласта и физико-химических характеристиках газа, скважины будут переведены в консервацию.

Таблица 4.1 – График проведения освоения скважин

№№	№скв	Категория скважины	горизонт	Периоды
Освоение				
1	5	Эксплуатационно-опережающая	PZ	15.07.2026 - 15.08.2026
Испытание				
2	SK-1008	Оценочная	PZ	01.05.2026 - 01.06.2026
3	3	Оценочная	PZ	15.07.2026 - 15.08.2026

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

5.1 Цели и направления исследовательских работ

Физико-химические исследования

В период пробной эксплуатации необходимо четкое обоснование геологической модели месторождения путем бурения новых скважин и соответственно получения новой геолого-геофизической информации, что позволит уточнить стратиграфический разрез, коллекторские свойства пород, границы распространения резервуара и физико-химические свойства флюидов (таблицах 6.1.1, 6.1.2).

Для определения последних необходимо проводить комплекс мероприятий по отбору и лабораторным исследованиям глубинных и поверхностных проб продукции скважин.

В рамках настоящего проекта предусмотрен следующий комплекс исследований:

1. Отбор и исследование устьевых проб газа,
2. Отбор и исследование глубинных проб газа,
3. Химический анализ пластовой воды.

На месторождении характеристика устьевого газа по продуктивным горизонтам была исследована по 5 пробам, отобранным в поисково-разведочный период, по пробам определен только компонентный состав газа, что однозначно недостаточная информация.

При последующем анализе устьевых проб газа необходимо определение не только его компонентного состава, но и относительной плотности по воздуху, коэффициента сжимаемости, молекулярной массы и т.д. При наличии воды в добываемой продукции необходимо проводить рекомбинирование проб газа.

Свойства пластового газа на месторождении не изучены.

При отборе и исследовании глубинных проб газа необходимо определить компонентный состав газа, плотность, критические параметры температуры и давления, коэффициент сжимаемости и т.д.

Так же необходимо проводить единичный комплекс физико-химических исследований пластовых вод в водоносных пластах продуктивных горизонтов.

При изучении химического состава газа и воды необходимо определять наличие и содержание в них компонентов, оказывающих вредное влияние на оборудование при добыче, подготовке, транспортировке (коррозионную агрессивность к металлу и цементу, выпадение солей, механических примесей и др.).

Рекомендованный комплекс физико-химических исследований и его периодичность представлена в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1 – Комплекс исследований по контролю за разработкой

Виды исследований	Категории и виды скважин	Периодичность
1	2	3
Физико-химические исследования		
Отбор глубинных и поверхностных проб и физико-химический анализ газа	Во всех скважинах	Глубинные пробы и поверхностные – разовые исследования в период освоения и опробования.
Отбор проб и химический анализ пластовой воды	Во всех скважинах	При наличии воды в продукции скважины
Контроль положения флюидных контактов и оценка изменения насыщенности	Во всех скважинах	При 1 раз в год.
Газодинамические исследования		
Замер дебитов газа, буферного и затрубного давлений	Во всех скважинах	При опробовании и испытании – не менее трех на каждом режиме, 1 раз в день
Определение пластового давления	Во всех скважинах	Разовые исследования
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

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

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	3 скв	2026
	Выделение внутри горизонтов разобщенных между собой глинистыми пережимами продуктивных пластов	3 скв	2026
	Изучение природы границ продуктивных пластов	3 скв	2026
	Уточнение модели залежи	3 скв	2026
	Проведение на керновом материале исследования на определение возраста	40 обр	2026
2. Стратиграфия	Проведение в скважинах испытаний на характер насыщения для уточнения границ контактов	7 объектов	2026
3. Обоснование ГВК	Проведение в скважинах испытаний на характер насыщения для уточнения границ контактов	7 объектов	2026
Проведения промысловых исследований в скважинах			
4. Определение добычных возможностей пластов-коллекторов в результате опробования объектов в скважинах	Индивидуальный план испытания в скважинах	1 объект	2026
5. Проведение	Метод установившихся отборов (МУО)	1 объект	2026

Задачи	Виды работ	Объем работ	Сроки выполнения
1	2	3	4
гидродинамических исследований для определения коэффициентов продуктивности, проницаемости, пьезопроводности, гидропроводности	Снятие кривых восстановления давления (КВД)	1 объект	2026
Лабораторные и экспериментальные исследования			
6. Определение типа коллектора	Определение граничного значения «коллектор-неколлектор»	40 обр.	2026
	Проведение на керновом материале исследований для уточнения петрофизических зависимостей типа $R_{п} = \frac{1}{K_{п}}$, $\Delta T = \frac{1}{K_{п}}$	20 обр.	
7. Газонасыщенность	Провести работы на керновом материале для уточнения зависимостей $R_{г} = \frac{1}{K_{в}}$	20 обр.	2026
8. Проницаемость	Проведение дополнительных лабораторных измерений на керне	40 обр.	2026
9. Изучение пластового флюида	Проведение исследований пластовых свойств газа, конденсата и воды.	7 проб	2026

Таблица 6.1.3 – Сводная таблица объемов работ в период пробной эксплуатации

Наименование исследовательских работ	ед.изм.	Объем работ
1	2	3
Годы/периоды		2026
Бурение скважин	шт.	2
	в т.ч. газовых	шт. (номер)
	оценочных	шт. (номер)
		1 (№3 и 5)
		1 (3)*
Отбор керна	пог.м	40
	в т.ч. горизонт (1) C ₁ sr-3	пог.м
	горизонт (2) Pz-1	пог.м
		20
		20
Испытание скважин	шт.	4
	в т.ч. горизонт (1) C ₁ sr-3	шт. (номер)
	горизонт (2) Pz-1	шт. (номер)
		2
		2
Лабораторные исследования		
Анализ глубинных проб	скв/иссл.	4
	в т.ч. горизонт (1) C ₁ sr-3	скв/иссл. (номер)
	горизонт (2) Pz-1	скв/иссл. (номер)
		2
		2
Анализ поверхностных проб	скв/иссл.	4
	в т.ч. горизонт (1) C ₁ sr-3	скв/иссл. (номер)
	горизонт (2) Pz-1	скв/иссл. (номер)
		2
		2
Анализ пластовых вод	скв/иссл.	4
	в т.ч. горизонт (1) C ₁ sr-3	скв/иссл. (номер)
	горизонт (2) Pz-1	скв/иссл. (номер)
		2
		2
Стандартный анализ керна	кол.образцов	80
	в т.ч. горизонт (1) C ₁ sr-3	образец (номер)
	горизонт (2) Pz-1	образец (номер)
		40
Специальный анализ керна	кол.образцов	40
	в т.ч. горизонт (1) C ₁ sr-3	образец (номер)
	горизонт (2) Pz-1	образец (номер)
		20
		20
Комплекс исследовательских работ		
Замер дебита газа, буферного и затрубного давлений	скв/замеров	3 (№3, №5, SK-1008)/3
Исследование МУО с построением индикаторных диаграмм и определением коэффициента продуктивности	скв/иссл.	3 (№3, №5, SK-1008)/3
	в т.ч. горизонт (1) C ₁ sr-3	3 (№3, №5, SK-1008)/3
	горизонт (2) Pz-1	2 (№3, №5, SK-1008)/2
		2 (№3, №5)/2

Наименование исследовательских работ		ед.изм.	Объем работ
1		2	3
Исследование методом КВД с определением коэффициента продуктивности, приведенного радиуса скважины, скин-фактора, гидропроводности и проницаемости		скв/иссл.	3 (№3, №5, SK-1008)/3
	в т.ч. горизонт (1) C _{1sr} -3	3 (№3, №5, SK-1008)/3	2 (№3, №5)/2
	горизонт (2) Pz-1	3 (№3, №5, SK-1008)/3	2 (№3, №5)/2
Исследование профиля притока		скв/иссл. (номер)	3 (№3, №5, SK-1008)/3
Определение пластового давления и пластовой температуры		скв/иссл.	3 (№3, №5, SK-1008)/3
	в т.ч. горизонт (1) C _{1sr} -3	3 (№3, №5, SK-1008)/3	2 (№3, №5)/2
	горизонт (2) Pz-1	3 (№3, №5, SK-1008)/3	2 (№3, №5)/2

Примечание: *- отбирать керн на исследования при наличии признаков УВ по ГТИ. Если признаки УВ будут отмечены в том горизонте, где не предусмотрен отбор керна, то керн должен быть отобран, и может не отбираться в этом горизонте в другой скважине.

5.2 Программа испытаний и контроля за пробной эксплуатацией

Геофизические исследования

В период пробной эксплуатации месторождения Орталык промыслово-геофизические исследования (ГИС) должны проводиться в открытом стволе в процессе и после окончания проводки скважины; и в обсаженных скважинах - исследования по контролю за разработкой.

Исследования в открытом стволе, отбор керна

Для уточнения литолого-петрофизической характеристики объектов разработки при бурении скважин необходимо проводить геолого-технические исследования, и при появлении признаков углеводородов отбирать 20-30 м керна из толщи коллектора и пород-покрышек. При отборе необходимо использовать керноприёмники, обеспечивающие максимальный вынос керна. Изучить базовые параметры стандартным комплексом на 40-60 образцах керна (пористость открытая, плотность объёмная и зёрен породы, проницаемость, гранулометрический состав).

Для проведения специальных исследований коллекция образцов должна содержать образцы по всему диапазону ФЕС. Необходимый комплекс специальных исследований на керне включает определение электрических свойств пород, фазовые проницаемости газа и воды при совместной фильтрации, коэффициент вытеснения. Количество образцов для построения достоверных петрофизических связей $R_p=f(K_p)$ и $R_n=f(K_v)$ при однородном керне должно быть не менее 30. Также нужно выполнить рентгеновскую дефрактографию (XRD) для определения минералогического состава обломочной и пелитовой фракций.

С целью уточнения геологического строения, фильтрационно-ёмкостных свойств и добывных характеристик пластов-коллекторов по ГИС в скважинах,

выходящих из бурения, рекомендуется выполнять следующие общие и детальные промыслово-геофизические исследования:

общие исследования проводятся по всему стволу - метод кажущегося сопротивления (БК/ИК), профилометрия-кавернометрия (ДС), естественная радиоактивность (ГК), нейтронный каротаж (КНК), термометрия (ТМ), резистивиметрия (РИ). Для учета искривления ствола скважины и ориентации его в пространстве выполнять инклинометрию непрерывной записью по всему стволу скважины.

детальные исследования выполняются в интервале продуктивных отложений. Комплекс помимо вышеперечисленных методов должен включать боковой каротаж многозондовый (БК), индукционный каротаж многозондовый (ИК и/или ВИКИЗ), микробоковой каротаж (МБК), микрозондирование (МКЗ), плотностной гамма-гамма каротаж+фотоэлектрический эффект (ГГК-П+ФЭЭ), акустический каротаж по скорости пробега упругих волн (АК). В качестве дополнительного метода проводить спектральный гамма-каротаж (СГК) с записью U, Th, K.

Исследования по контролю за разработкой

Наиболее простые и распространённые комплексные задачи промыслово-геофизических исследований по контролю (ГИС-к) в обсаженных скважинах в период пробной эксплуатации сводятся к следующим:

- определение технического состояния обсадных колонн;
- определение интервалов притока;
- определение текущего насыщения коллекторов.

Начальные исследования по определению технического состояния обсадных колонн проводятся непосредственно после выхода скважины из бурения, спуска обсадной колонны и цементации для определения высоты подъема цемента и сцепления цементного камня с колонной. Данные этих исследований используются в качестве фоновых измерений для изучения динамики образования дефектов 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).

Для решения задач по определению текущего технического состояния эксплуатационной колонны, а также работающих интервалов рекомендуется выполнение комплекса ГИС-к, состоящего из:

- термометрии (ТМ) и барометрии (БМ) для изучения распределения по всему стволу температуры и давления;
- гамма-каротаж (ГК) для привязки методов ГИС к разрезу и выявления техногенных гамма-аномалий;
- локатор муфт (ЛМ) и перфорационных отверстий;
- термокондуктивной расходомерии (ТА) для определения интервалов притока пластового флюида;
- механической расходомерии (РМ) для определения интервалов притока/приемистости (ухода);
- влагометрии (ВЛ) и резистивиметрии (РИ) для определения состава притока и установления раздела сред в стволе скважин.

Результаты интерпретации геофизических исследований по контролю используются:

- 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.

В процессе эксплуатации каждой скважины комплекс методов ГИС 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.

ГИС-к необходимо проводить до и после любых воздействий на пласт, изменений в продуктивности скважины или состава добываемого флюида.

Для получения информации, наиболее достоверно отражающей работу пластов, необходимо соблюдать следующие правила компоновки скважинного оборудования: башмак НКТ должен находиться более 10 м выше верхних перфорационных отверстий, расстояние от нижних отверстий до искусственного забоя 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 задач-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;
- глубина положения башмака НКТ;
- пластовое/забойное давление, продуктивность, депрессия, если проводились гидродинамические исследования скважины.

Определение текущего характера насыщения неперфорированных пластов коллекторов рекомендуется проводить импульсными нейтронными методами (ИННК/ИНГК/УКК) с обязательным охватом водоносного коллектора.

Таблица 6.2.1 – Комплекс исследований по контролю за разработкой

№	Виды исследований	Категории и виды скважин	Периодичность
1	Геолого-технические исследования (ГТИ, газ.картаж)	Во вновь пробуренных	2 скв.
2	Отбор керна		20-30 м при признаках УВ по ГТИ
3	Исследование образцов стандартным и специальным комплексом лабораторных методов		стандарт.исслед. 40-60 обр. спец.исслед. не менее 30 обр.
4	Комплекс ГИС в открытом стволе (КС, ПС, Дс, ГК, КНК, АК, ГГКП, БК, ИК/ВИКИЗ, МБК, МКЗ, ТМ, РИ, инклинометрия, кросс-дипольный АК/ВСП)	Во вновь пробуренных	2 скв.
5	Оценка текущего насыщения коллекторов (ИННК/ИНГК/УКК)	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию (как фоновый замер)	При переходе на вышележащий объект
6	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	-при изменении технологических показателей скважины; до и после проведения ГТМ по интенсификации добычи
7	Техническое состояние эксплуатационных скважин: -во всех вновь пробуренных (АКЦ, ТМ, ГК, ЛМ) -в действующих скважинах (ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ВЛ, РИ, ТА и/или РМ, ЭМДС)	Во всех вновь пробуренных В действующих скважинах	2 скв. По мере необходимости

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 6.1.2.

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА

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

На месторождении Орталык на дату составления Проекта все скважины находятся в ликвидационном фонде, кроме скважины SK-1008.

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 разработки месторождения.

При пробной эксплуатации разрабатываться будет нижнепалеозойский продуктивный горизонт. Отложения представлены глубоко метафорфизованными грубозернистыми песчаниками с гнейсвидной структурой с прослоями хлоритсирицитовых сланцев.

Природный флюид горизонта Pz характеризуется содержанием углекислого газа (CO_2) 0,38% и азота 11,9%. В условиях добычи газ считается сухим (содержание метана 83,6%).

Опробование скважины 1Г в горизонте Pz-1+Pz-2 проводили в 1977 г. на НКТ диаметром 73 мм при диаметрах штуцера 5,84, 7,95, 11,13, 15,85 мм. При этом дебиты газа составляли соответственно 15,5, 13,51, 14,84, 17,22 тыс. м³/сут, трубное давление при этом составляло 2,94, 1,36, 0,73, и 0,42 МПа, забойное давление – 4,98, 3,78, 3,13, 1,47 МПа при пластовом давлении 22,4 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 [6].

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

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

В начальном периоде скважина будет эксплуатироваться при среднем значении забойного давления 17,8 МПа. Скорость газового потока необходимая для выноса твёрдых и жидких частиц с забоя, с учётом коэффициента запаса 1.2, составит 1,84 м/с.

Поскольку газ в газовой залежи находится под давлением ($P_{пл} = 22,8$ 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 разработки 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_y , $P_{заб}$, 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 при забойном давлении 17,8 МПа жидкость с забоя скважин в подъёмниках с наружным диаметром 60,3 мм, 73 мм и 89 мм будет полностью выноситься при дебитах более 90,1 тыс. м³/сут, 122,9 тыс. м³/сут и 182,8 тыс. м³/сут, соответственно.

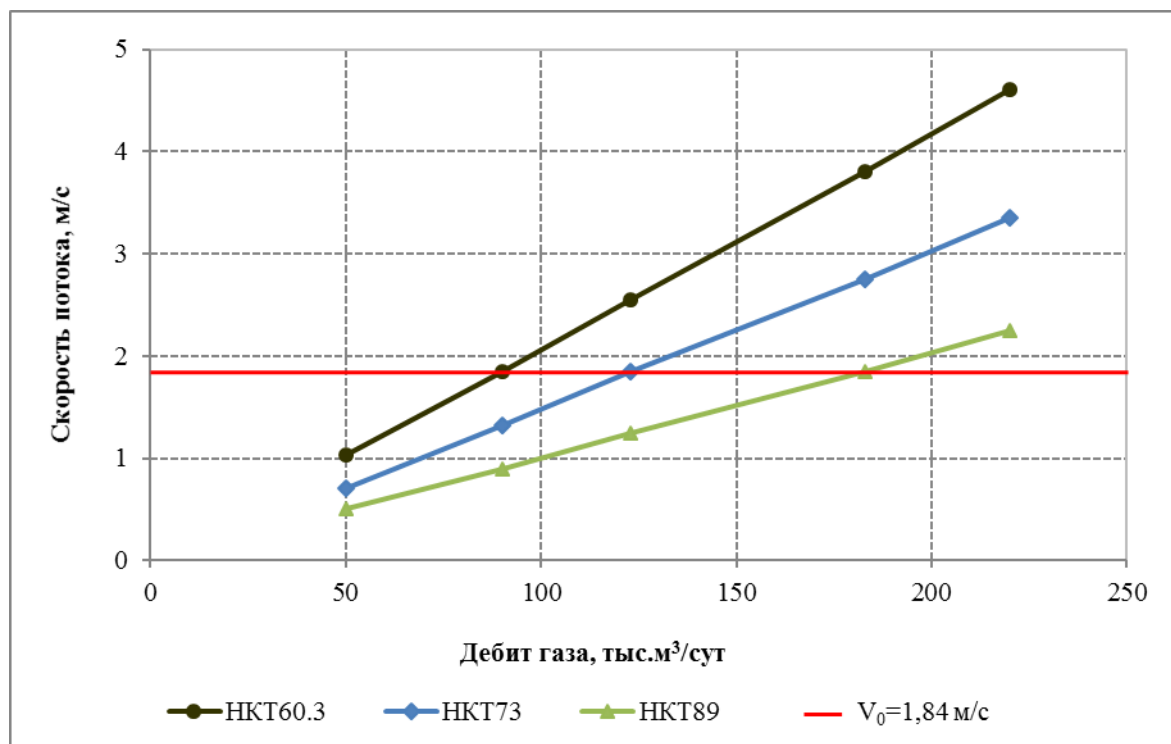


Рисунок 7.1.1 – Зависимость скорости потока от дебита газа ($P_{заб} = 17,8$ МПа)

Поскольку в НКТ с наружным диаметром 60,3 мм создаются более выгодные условия выноса жидкости с забоя (при более низких дебитах) следует считать его обоснованным по забойным условиям работы подъемника, 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 безопасен, для условий месторождения Орталык 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 марке, 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 разработки 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. Компоновка 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 0,086 МПа, что превышает пороговое значение по уровню коррозии.

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.

К применению могут быть рекомендованы обсадные и насосно-компрессорные горячекатаные или подвергнутые закалке и отпуску трубы из нелегированных или низколегированных сталей марок Д (С-75-11, J-55, К-55). Трубы из низколегированной стали марки SM - 80SU обладают стойкостью к общей коррозии на уровне материала труб общего назначения, производимых по стандартам АНИ. При применении труб с содержанием хрома – 12-14% и углерода – 0,18–0,22% перечисленных групп прочности применение дополнительных защитных мероприятий не требуется. Использование труб группы прочности Д (С-75-11) требует применения комплекса защитных мероприятий.

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

В процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений могут возникнуть осложнения, связанные с образованием гидратов, как на устье скважин, так и в выкидных линиях сборной системы. Образование кристаллогидратов происходит при определенной температуре и давлении, при наличии воды и газа, содержащего гидратообразующие компоненты. Основными гидратообразующими компонентами, входящими в состав газа месторождения Орталык, являются: метан, этан, углекислый газ и азот (раздел 2).

С целью определения условий гидратообразования в стволе и на устье скважин нами применены расчетные методы, позволяющие с достаточной степенью точности прогнозировать образование гидратов в зависимости от изменения термодинамических условий в процессе эксплуатации скважин.

При проведении расчетов использованы универсальные эмпирические уравнения В. Г. Пономарева [7] для природных газов с учетом их состава.

Эти уравнения имеют следующий вид:

$$t_p = 18.47 * \lg P_y - B,$$

где: t_p - равновесная температура гидратообразования, °C;

P_y - устьевое давление, МПа;

B - коэффициент, зависящий от приведённой плотности, взят из табличного материала [7].

Приведённая плотность ρ'_r определяется по формуле

$$\rho'_r = \frac{\sum y'_i * \rho_i}{\sum y'_i},$$

где: y'_i , ρ_i - мольная доля и относительная плотность гидратообразующих компонентов газа, соответственно.

Для рассчитанного состава газа и технологических характеристик работы скважин на рисунке 7.2.1 представлены равновесные параметры гидратообразования. Согласно рисунку, работа скважин в гидратном режиме будет осуществляться ниже кривой равновесия в присутствии свободной влаги.

К методам по предупреждению образования гидратов относятся: ввод ингибиторов в поток газа, осушка газа от паров воды, поддержание температуры газа выше температуры гидратообразования, поддержание давления ниже давления образования гидратов.

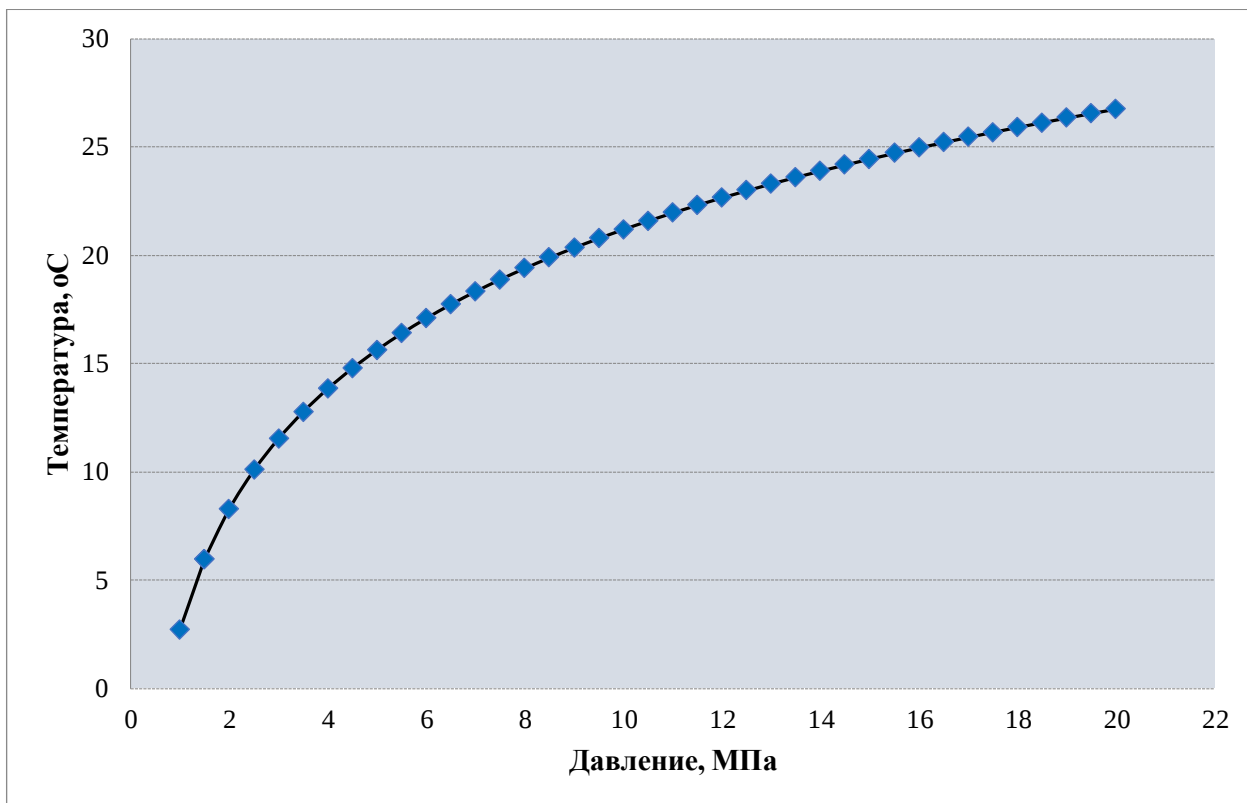


Рисунок 7.2.1 - Равновесные параметры гидратообразования

Таким образом, устраняя какое – либо из основных условий существования гидратов: высокое давление, низкую температуру или свободную влагу, можно предупредить гидратообразование.

Существующие методы по ликвидации образовавшихся гидратов можно разделить на три группы:

- - понижение давления ниже давления разложения;
- - подогрев газа до температуры, превышающей температуру разложения;
- - ввод ингибиторов в поток газа.

Исходя из вышеизложенного - подогрев газа, снижение давления и ввод ингибиторов можно использовать как для предупреждения, так и для ликвидации образовавшихся гидратов. Выбор методов определяется местом их накопления, количеством и характером гидратной пробки, составом гидрата, а также имеющимися средствами ликвидации.

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

Ввиду того что месторождение Орталык 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 Орталык 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 Орталык на период с 01.10.2024 г по 27.07.2025 г» (протокол 21/7-4 от 04.10.2024 г). В рамках «Программы...» обоснован сжигание газа в объеме 86 100 м3.

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

7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

На месторождении Орталык состояние пробуренных и проектных скважин выглядит следующим образом (табл. 8.1.1):

Таблица 8.1.1 – Фонд скважины на месторождении Орталык

Наименование	Орталык
Пробуренный фонд, шт.	15
В т.ч. в консервации, №№	2 (СК-1004, СК-1024)
Ликвидированные, №№	1-Г, 2-Г, 3-Г, 4-Г, 1-С, 2-С, 3-С, ПРДС-1, ПРДС-2, ПРИД-9, ПРИД-10, ПРИД-11
Новые оценочные скважины	
В ожидании освоения	1 (СК-1008)
Проектные опережающие – добывающие скважины	№5 на 2026 г.
Проектные оценочные скважины на С2	№3 на 2026 г.

Фактические конструкции скважин, пробуренных на месторождении Орталык представлен в таблице 8.1.2.

Таблица 8.1.2 - Фактическая конструкция скважин пробуренных на месторождении Орталык

Скважина	Категория скважин	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	диаметр, мм	глубина спуска, м	высота подъема цемента (от устья), м	диаметр, мм	глубина спуска, м	высота подъема цемента (от устья), м	диаметр, 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-Г	поиск.	27.04.1976	06.09.1976	2900	2690	Pz	Pz	299	242	устье	219	1250	40	146	2682	1895	ликвидирована
2-Г	поиск.	03.06.1976	09.10.1976	3000	2757	Pz	Pz	299	363	устье	219	1384	устье	-	-	-	ликвидирована
3-Г	поиск.	20.05.1977	15.05.1978	2750	2762	Pz	Pz	299	393	устье	219	1246	устье	146	2750	2040	ликвидирована
4-Г	поиск.	15.06.1978	16.10.1978	2800	2720	Pz	Pz	-	-	-	219	1264	65	-	-	-	ликвидирована
1-с	поиск.	20.10.1977	20.01.1978	1300	1312	P ₁ ps	C ₂₊₃	-	-	-	-	-	-	146	974,5	380	ликвидирована
2-с	поиск.	17.12.1977	07.06.1978	1300	1350	P ₁ ps	C ₂₊₃	-	-	-	-	-	-	146	1042	285	ликвидирована
3-с	поиск.	23.06.1978	17.07.1978	1300	1326	P ₁ ps	C ₂₊₃	-	-	-	168	353,29	устье	-	-	-	ликвидирована
ПРДС-1	поиск.	01.12.1976	21.10.1977	3200	2905	Pz	Pz	299	279,46	устье	219	1162	55	146	2679,5	1800	ликвидирована
ПРДС-2	поиск.	08.12.1977	25.07.1978	2950	3097	Pz	Pz	299	178	устье	219	1205	468	-	-	-	ликвидирована
ПРИД-9	поиск.	23.09.1974	30.06.1975	2950	2955	Pz	D ₃	299	347	347	219	1302	1302	-	-	-	ликвидирована
ПРИД-10	поиск.	01.05.1974	12.02.1975	3000	3153	Pz	Pz	299	350	350	219	1554	1554	-	-	-	ликвидирована
ПРИД-11	поиск.	19.10.1975	24.04.1976	2900	2880	Pz	Pz	299	350	350	219	1223	1223	-	-	-	ликвидирована
СК-1004	оцен.	08.05.2023	30.03.2023	3040	2855,13	Pz	Pz	339,7	400	устье	244,48	1404,18	устье	177,8	2855,13	устье	консервация
СК-1008	оцен	26.01.2023	09.05.2023	2850	2682	Pz	Pz	339,7	400	устье	244,48	1306,71	устье	177,8	2678,3	устье	консервация
СК-1024	оцен	19.04.2023	15.06.2023	2905	2690	Pz	Pz	339,7	400	устье	244,48	1304,96	устье	177,8	2690	устье	консервация

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» предусматриваются следующие проектные конструкции скважин месторождения Орталык представленные в таблицах 8.1.3-8.1.4.

Таблица 8.1.3 – Рекомендуемая конструкция для скважин №5 Орталык

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	2590

Таблица 8.1.4 – Рекомендуемая конструкция для скважин №3 Орталык

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	2870

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.

Для обеспечения полноты замещения бурового раствора цементным и улучшения качества цементирования 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 методам 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 по месторождению Орталык.

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 ТОО «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 цементирования 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: свабированием или азризацией, 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 фильтра 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

В 2020 году с учетом исторических и современных данных был выполнен «Оперативный подсчет запасов месторождения Орталык..» (Протокол ГКЗ РК №2327-21-П от 28.06.2021 г.).

В рамках названной работы путем детальной пластовой корреляции ГИС двенадцати пробуренных скважин (три скважины вскрыли лишь мезозой-кайнозойские и пермские отложения) в разрезе месторождения установлено 13 горизонтов: в серпуховских - C_{1sr-1} , C_{1sr-2} , C_{1sr-3} , в визейских - C_{1v3-1} , C_{1v3-2} , C_{1v2-1} , C_{1v2-2} , C_{1v1-1} , C_{1v1-2} , в девонских - D_{3fm2} , D_{3fm1} и в кровле палеозойских отложений - $Pz-1$, $Pz-2$.

Учитывая данные опробования, ГИС, керновые исследования, результаты лабораторных анализов газа и воды было оконтурено 7 залежей газа: C_{1sr-3} , C_{1v3-1} , C_{1v3-2} , C_{1v1-1} , C_{1v1-2} , $Pz-1$, $Pz-2$, запасы по которым были оценены по двум категориям C_1 и C_2 . Соотношение геологических запасов категории C_1 к C_2 в пределах контрактной территории недропользователя составляют 1,5% к 98,5%.

Как видно из таблицы 9.1 только по залежам $Pz-1$, $Pz-2$ часть запасов оценена по промышленной категории C_1 . По залежам C_{1sr-3} , C_{1v3-2} , C_{1v1-1} запасы оценены по категории C_2 , а по залежам C_{1v3-1} , C_{1v1-2} часть запасов оценена по категории C_2 , а часть - как ресурсы категории C_3 . По залежам C_{1sr-1} , C_{1sr-2} , C_{1v2-1} , C_{1v2-2} , D_{3fm2} , D_{3fm1} оценены только ресурсы.

Таблица 9.1 – Геологические и извлекаемые запасы и ресурсы газа в пределах контрактной территории, подсчитанные по состоянию на 01.07.2020 г.

Горизонт, залежь	Категория	Начальные геологические запасы, млн.м ³	Извлекаемые запасы газа, млн.м ³	Ресурсы, млн.м ³
C_{1sr-1}	C_3	-	-	843
C_{1sr-2}	C_3	-	-	16294
C_{1sr-3}	C_2	23100	11504	-
C_{1v3-1}	C_2	4847	2413	-
	C_3	-	-	1656
C_{1v3-2}	C_2	42385	21107	-
C_{1v2-1}	C_3	-	-	2671
C_{1v2-2}	C_3	-	-	132
C_{1v1-1}	C_2	19212	9567	-
C_{1v1-2}	C_2	256	127	-
	C_3	-	-	7239
D_{3fm2}	C_3	-	-	928
D_{3fm1}	C_3	-	-	1559
$Pz-1$	C_1	644	428	-
	C_2	151	75	-
$Pz-2$	C_1	766	508	-
	C_2	1518	756	-
Итого	C_1	1410	936	-
	C_2	91469	45422	-
	C_3	-	-	31322

Согласно протоколу ГКЗ РК №2327-21-П от 28.06.2021 г. недропользователю при дальнейшей работе на месторождении было рекомендовано:

- предусмотреть бурение оценочных скважин с целью доизучения запасов категории С₂;
- при бурении скважин отобрать керн из газонасыщенной части продуктивных горизонтов;
- отобрать пластовые и поверхностные пробы газа по всем продуктивным горизонтам;
- продолжить отбор проб пластовой воды.

Во исполнение рекомендаций ГКЗ РК у Недропользователя есть намерения в 2023 году пробурить три проектные оценочные скважины SK-1004, SK-1008 и SK-1024, предусмотренные в «Дополнении к проекту разведочных работ по оценке залежей углеводородов согласно Контракта №2433 от 27 июля 2007 г». Кроме этих скважин, в настоящем проекте пробной эксплуатации на западе площади между скважинами ПРСД-1 и ПРСД-2 запроектирована оценочная скважина №3.

После ППЭ-2023г на месторождения Орталык пробурено 3 оценочных скважин 1004, 1008, 1024.

Методом пластоиспытателем на трубах в скважине 1004 получен газ дебитом 5212 м³/сут., в скважине 1008 получен газ дебитом 94024 м³/сут., в скважине 1024 получен слабый приток газа.

В скважине 1024 изучен 1 проба компонентного состава газа по устьевым пробам.

Керн был отобран из одной скважины 1008 в количестве 5 образцов

При дальнейшей работе на месторождении недропользователю рекомендуется:

- по результатам пробуренных скважин с целью перевода запасов категории С₂ в категорию С₁ отобрать пробы газа, провести гидродинамические исследования скважин методом МУО и КВД;

- продолжить отборы пробы газа дифференцированно по горизонтам для уточнения физико-химических свойств.

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 Орталык.

- 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 грунтовыми 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 правилам 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 Орталык, 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 Орталык 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 Орталык 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 приходится 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 $310,5 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$ или $12,9 \text{ тыс.м}^3/\text{час}$. 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 $1\,831\,805 \text{ тыс.тенге}$. 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 $90\,000 \text{ тыс.тенге}$. 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 $1\,260\,000 \text{ тыс.тенге}$ против полной стоимости ГПЭС $12\,822\,635 \text{ тыс.тенге}$ 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	0	452 740	452 740
2	Бурение оценочной скважины	тыс.тенге	1	452 740 050		452 740	452 740
3	Вывод скважин из консервации	тыс.тенге	0	31 500 000	0		0
	Итого подземное строительство без учета инфляции	тыс.тенге			0	905 480	905 480
	Итого подземное строительство с учетом инфляции	тыс.тенге			0	905 480	905 480
Надземное строительство							
1	Обустройство ГСП (газосборный пункт)	тыс.тенге	0	54 000 000	0	0	0
2	Административно-бытовой корпус, склад	тыс.тенге	1	45 000 000	0	45 000	45 000
3	Прокладка промыслового газопровода диаметром 75 мм-14 000 метров	тыс.тенге	14000	9 000	0	126 000	126 000
	Всего надземное строительство	тыс.тенге			0	171 000	171 000
	Всего надземное строительство с учетом инфляции	тыс.тенге			0	171 000	171 000
Инфраструктура, проектные работы							
1	ПИР	тыс.тенге	1	4 500 000	0	4 500	4 500
2	Авторский надзор	тыс.тенге	1	4 500 000	0	4 500	4 500
	Всего инфраструктура, проектные работы без учета инфляции	тыс.тенге			0	9 000	9 000
	Всего инфраструктура, проектные работы с учетом инфляции	тыс.тенге			0	9 000	9 000
	Всего капитальных вложений	тыс.тенге			0	1 085 480	1 085 480
	Всего капитальных вложений с учетом инфляции	тыс.тенге			0	1 085 480	1 085 480
	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 подоходный 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	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0
2026	0,0	1194,0	88,8	-98,7	-98,7	0	-98,7	-1203,9
2025-2026	0,0	1 194,0	88,8	-98,7	-98,7	0,0	-98,7	-1 203,9
2025-2060	0,0	1 194,0	88,8	-98,7	-98,7	0,0	-98,7	-1 203,9

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	9,0	9,9
2025-2026	9,0	9,9
2025-2060	9,0	9,9

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:

$$5 \text{ скважин} * 1\,486\,403 \text{ тенге} = 7\,432\,015 \text{ тенге}$$

11.3. Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства

В соответствие 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: $120м^3*5 скважин=600 м^3$

Стоимость рекультивации скважин составляет:

$$600м^3*12\,560\,тенге=7536000тенге$$

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 112,1 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	32,3
Резервуар 30м3	2,87	14,35
НКТ	10,4	52
Фонтанная арматура	1,2	6
Прочее оборудование	7,45	7,45
Всего		112,1

Таким образом общая сумма средств, получаемых от реализации металлолома составит: $75\,000\,тенге * 112,1\,тонн = 8407500тенге$

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.	7432,015
Рекультивация земли	тыс. тнг.	7536
Платы за негативное воздействие на окружающую среду	тыс. тнг.	417,25
Итого	тыс. тнг.	15385,26 5
Итого с НДС 12%	тыс. тнг.	17231,49 68
Возврат денежных средств от сдачи металлолома	тыс. тнг.	8407,5
Отчисления подлежащие выплате	тыс. тнг.	8823,996 8
Отчисления подлежащие выплате с учетом инфляции в периоде 2025-2027гг.	тыс. тнг.	9706,396 48

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 ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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. Экологический кодекс Республики Казахстан. Астана, 2007 г.
5. «Оперативный подсчет запасов газа месторождения Орталык Туркестанской области Республики Казахстан», ТОО «Проектный институт «OPTIMUM», 2021 г.
6. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Москва, Недра, 1979 г.
7. Б.В Дегтярев «Борьба с гидратообразованиями при эксплуатации газовых скважин в северных районах». «Недра», Москва, 1976.
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.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1



Приложение №
к Контракту № 2433 от 27 июля 2007 г.
на право недропользования
углеводород
(вид полезного ископаемого)
разведка
(вид недропользования)
от 22 ноября 2020 г. Рег. № 364 Р-УВ

**РГУ «КОМИТЕТ МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД
(УЧАСТОК НЕДР)**

Предоставлен Акционерному обществу «Sozak Oil and Gas» для осуществления операций по недропользованию 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, 44, 45 А, В (частично), D, E (частично); XXXIII-43-А (частично), В (частично), С, E (частично), F (частично), 44-А, В, С, D (частично), E (частично), F (частично), 45-А, В (частично), D (частично), E(частично) на основании Актов ликвидации последствий недропользования (Акт № 4 от 25 октября 2019 года и Акт № 5 от 28 октября 2019 года).

Геологический отвод расположен в Кызылординской и Туркестанской областях.

Границы геологического отвода показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 5.

Угловые точки	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	30	00	67	00	00
2	46	00	00	67	00	00
3	46	00	00	68	48	00
4	44	48	00	68	48	00
5	44	48	00	67	50	00

Из геологического отвода (участка недр) исключается месторождение Придорожное и возвращенный участок

Угловые точки	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	30	00	68	05	00
2	45	30	00	68	15	00
3	45	27	00	68	15	00
4	45	27	00	68	05	00

Площадь горного отвода - 72,4 км. кв, глубина – до кровли фундамента

Площадь геологического отвода (участка недр) – 16116,6 (шестнадцать тысяч сто шестнадцать целых шесть десятых) км. кв.

Глубина разведки – до кровли фундамента.

Заместитель председателя



М. Тналиев

г. Нур-Султан,
февраль, 2020 г.

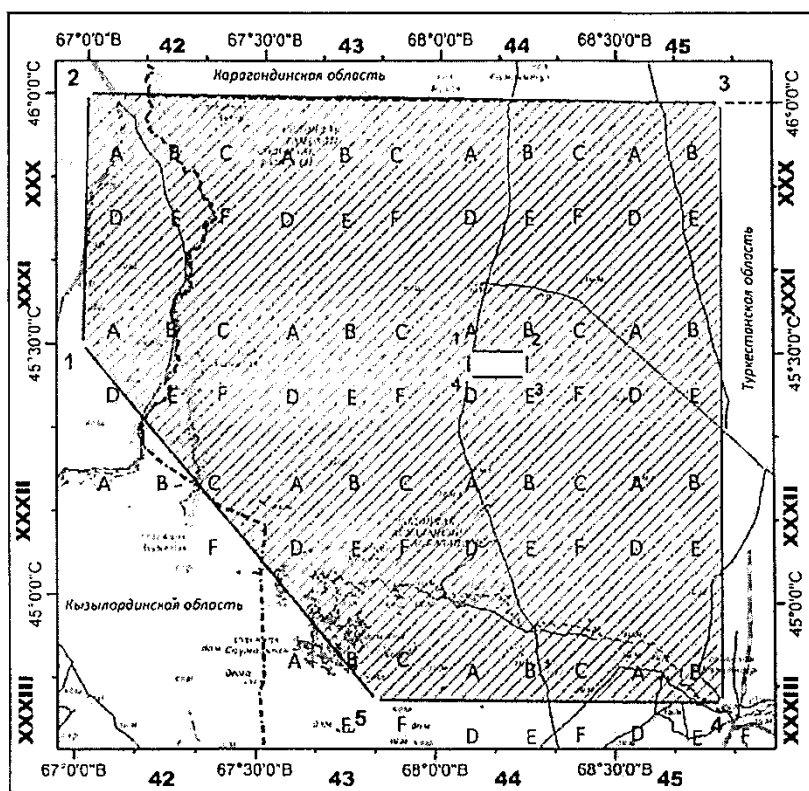
Приложение № _____
по Контракту № 2433 от 27.07.2007 г.
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
разведка
(вид недропользования)

от 03 марта 2020 г. Рег. № 384 Р-УВ

Картограмма расположения участка недр 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,44,45-А,В(частично),
D,E(частично); XXXIII-43-А(частично),В(частично),С,E(частично),F(частично),
44- А,В,С,D(частично),E(частично),F(частично),45-А,В(частично),D(частично),E(частично)

Масштаб 1: 1200 000



Условные обозначение:

- | | |
|----------------------------------|----------------------------|
| контур участка недр для разведки | реки, ручьи (пересыхающие) |
| контур участка недр для добычи | реки, ручьи (постоянные) |
| автодороги (шоссе) | областные границы |
| грунтовые проселочные дороги | населенные пункты |
| | озера |
| | солончаки |

г. Нур-Султан
февраль, 2020 г.