

**АО «Кристалл Менеджмент»
ТОО «Мунайгазгеолсервис»**

«Утверждаю»

**Генеральный директор
АО «Кристалл Менеджмент»**



Сайзинұлы Д.

2021 г.

**Дополнение № 3
к проекту разведочных работ на территории участка (Блок А)
АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи
(совокупности залежей) Блока А).**

Книга 1. Текст

**Авторы проекта:
Грибков В.А.
Абдуллаев И.Ш.**

**Генеральный директор
ТОО «Мунайгазгеолсервис»
К.Г-М.Н.**



А.Б. Бигараев

г. Алматы, 2021г.

Общие сведения о проекте

Бигараев А.Б., Грибков В.А., Абдуллаев И.Ш и др.

Дополнение № 3 к проекту разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блока А) далее «Дополнение ...».

Текст 106 стр., 5 рис., 31 табл., 6 текстовых приложений.

Папка с графическими приложениями – 15 графических приложений на 15 листах.

Для составления настоящего «Дополнения №3...» использованы:

- Проект разведочных работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент» [1];
- Дополнение к проекту разведочных работ на территории участка (блока А) АО «Кристалл Менеджмент» [2];
- Дополнение № 2 к проекту разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блока А)».
- Проект разведочных работ по оценке месторождения Бестобе согласно Контракта №3996 от 7 февраля 2014 года [3];
- Проект разведочных работ по оценке месторождения Караколь согласно Контракта №3996 от 7 февраля 2014 года [4];
- Проект разведочных работ по оценке месторождения Жинишкекум Южный согласно Контракта №3996 от 7 февраля 2014 года [5];
- Проект разведочных работ по оценке месторождения Майбулак Северный согласно Контракта №3996 от 7 февраля 2014 года [6];
- Проект разведочных работ по оценке месторождения Досжан согласно Контракта №3996 от 7 февраля 2014 года [7];
- Проект разведочных работ по оценке обнаружения Сулутабан согласно Контракта №3996 от 7 февраля 2014 года [8];
- Отчет по подсчету запасов нефти и газа месторождений Коныс, Южный Коныс, Северо-Западный Коныс, Бектас Кызылординской области Республики Казахстан [9];
- Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ 3Д, выполненных в 2017 году на участке (Блок А), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент» [10];
- Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ 2Д, проведенных в пределах северной части блока А (Черкитауская грабен-синклиналь), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент» [11].
- Проведение поисковых сейсморазведочных работ МОГТ в южной части Жинишкекумской мульды, 1988 г [12];
- Отчет о результатах профильного бурения структурных скважин в Мынбулакской седловине в Южно-Тургайской впадине, 1986 г [13].

Проект составлен ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Алматы, Алмалинский район, ул. Гоголя, дом 86, офис 708, обладающей лицензией № 20010247, переоформленной от 16.07.2020г.

Проект составлен согласно «Методическим рекомендациям по составлению проектов разведочных работ УВ (изменения и дополнения к нему)» утвержденного приказом Министра энергетики РК от 24.08.18г №329 [14].

В связи с отсутствием оперативного подсчета запасов на структурах, вовлекаемых в оценку настоящим проектным документом, предусмотренные вышеотмеченными «Методическими рекомендациями...» главы 5.6 – 5.9, содержащие сведения о запасах и результатов физико-химических свойств флюида пропущены.

РЕФЕРАТ

АО «Кристалл Менеджмент» проводит геологоразведочные работы по разведке углеводородного сырья на территории участка (Блок А), расположенного в Кызылординской, Карагандинской и Актюбинской областях согласно Контракту № 3996-УВС от 7 февраля 2014 года. В результате ГРП на контрактной территории открыты шесть месторождений нефти и газа.

В настоящее время разведочные работы на территории участка (Блок А) проводятся согласно предыдущим проектам разведочных работ по оценке месторождений Жинишкекум Южный, Майбулак Северный, Досжан, Бестобе и Сулутабан (рис. 1). Данными проектными документами предусматривалось бурение оценочных скважин в пределах территории оценок.

В 2019 году компанией ТОО "Мунайгазгеолсервис" было составлено «Дополнение № 2 к проекту разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блока А)», которое обобщало все предыдущие проектные документы по оценке и поиску углеводородного сырья, и также предусматривало бурение трех независимых и пяти зависимых оценочных скважин с целью изучения и оценки отложений:

- даульской свиты нижнего мела по блоку А в связи с установлением нефтеносности на месторождениях Бестобе, Жинишкекум Южный и Сулутабан;
- юрского комплекса на западном продолжении месторождения Коныс Южный и структуре Карамай в северной части Контрактной территории.

«Дополнением №2 ...» предусматривалось бурение в 2019 году трех независимых оценочных скважин КМ-9, КМ-10 и КМ-21 с проектными глубинами 2600, 2200 и 800 м, соответственно. Также, данным проектным документом предусматривалось бурение в 2021-2022гг пяти зависимых оценочных скважин в пределах выявленных структур. Все проектные скважины с проектным горизонтом – палеозой. Проектные независимые скважины были предусмотрены в предыдущем проектном документе «Дополнении к проекту разведочных работ на территории участка (блока А) АО «Кристалл Менеджмент» [2] как поисковые. «Дополнением №2 ...» пересматривалась категория скважин в связи с тем, что:

- выявленная структура Коныс Западный (район проектируемой скважины КМ-10) является основной частью месторождения Южный Коныс [9,10];
- выявленная структура Досжан Юго-Восточный является продолжением месторождения Южный Дошан;
- в бортовых частях к юго-западу и северо-востоку от перспективной структуры Карамай (район проектной скважины

КМ-9) установлены признаки в керне в структурных скважинах 18С и 10С.

Основой для рационального размещения проектных скважин послужили структурные карты, сейсмогеологические и временные разрезы, полученные по результатам обработки и интерпретации данных сейсмики МОГТ-3Д/2Д, отработанных в 2016-17 гг.

В случае положительного результата испытания отложений палеозоя в независимой оценочной скважине КМ-9 предусматривалось проведение электроразведочных работ методом МТЗ (магнитно-теллурическое зондирование) в объеме 716 пог. км.

В 2020 году Недропользователь обратился в Компетентный орган с заявлением о продлении срока действия Контракта на 10 (десять) месяцев в связи с наступлением обстоятельств непреодолимой силы, введением чрезвычайного положения в Республике Казахстан, в связи с распространением коронавирусной инфекции (письмо исх. № 99-20н от 27 марта 2020 года, письмо исх. № 154-20н от 10 июня 2020 года, письмо исх. № 197-20н от 17 июля 2020 года). Внешнеторговая палата Казахстана засвидетельствовала наступление обстоятельств непреодолимой силы по Контракту № 3996-УВС от 7 февраля 2014 года на разведку и добычу углеводородов на территории участка (Блока А) в Кызылординской, Карагандинской и Актюбинской областях Республики Казахстан на срок 10 (десять) месяцев (Свидетельство о наступлении непреодолимой силы №5934/2020ФМ от 12 июля 2020 года).

Компетентным органом принято решение: разрешить Недропользователю продлить срок действия Контракта на 10 (десять) месяцев, до 31 октября 2023 года, в соответствии со Свидетельством о наступлении непреодолимой силы №5934/2020ФМ от 12 июля 2020 года, выданным Внешнеторговой палатой Казахстана Недропользователю (письмо № 04-11/ЗТ-С-367//ЗТ-С-367/1 от 12 августа 2020 года, протокол № 9/7 МЭ РК от 04 августа 2020 года).

В связи с продлением срока действия Контракта, 22.09.2020г между Министерством энергетики Республики Казахстан и Акционерным обществом «Кристалл Менеджмент» подписано Дополнение № 8 к Контракту № 3996-УВС от 7 февраля 2014 года.

Настоящее «Дополнение № 3 к проекту разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блока А)» составлено с целью обоснования объемов геологоразведочных работ на период продления до 31.10.2023г, а также переноса и корректировки невыполненных объемов разведочных работ, предусмотренных в предыдущем проектом документе (Дополнении №2 ...), на новый проект.

На этапе оценки залежей нефти и газа на блоке должны быть решены следующие задачи: обнаружение УВ на выявленных структурах,

установление характера насыщения залежей, уточнение положения контактов газ-нефть-вода и контуров залежей, установление типа залежи, изучение емкостно-фильтрационных свойств коллекторов по керну, определение связей Керн-ГИС; определение параметров коллекторов: эффективных толщин, пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности и их изменчивость по площади и разрезу; изучение физико-химических свойств углеводородов и пластовых вод в пластовых и поверхностных условиях, определение их товарных характеристик и изменчивости по площади и разрезу; определение дебитов углеводородов и воды, пластового давления, давления насыщения и коэффициентов продуктивности скважин; получение данных для оперативного подсчета запасов углеводородов и попутных компонентов.

Для решения поставленных задач на период разведочных работ 2022 - 2023 гг, настоящим «Дополнением №3 ...» предусматривается бурение трех независимых скважин КМ-9, КМ-10 и КМ-21 с проектными глубинами 2600, 2200 и 800 м, соответственно, и пяти зависимых оценочных скважин. В случае положительного результата испытания отложений палеозоя в независимой оценочной скважине КМ-9 предусматривается проведение электроразведочных работ методом МТЗ (магнитно-теллурическое зондирование) в объеме 716 пог. км.

В «Дополнении №3 ...» освещены методика и объем буровых работ, цели и задачи, условия проводки, объемы промыслово-геофизических исследований, отбор керна и шлама, пластовых флюидов, опробований, виды аналитических исследований, основные технико-экономические показатели.

Ключевые слова: Южно-Тургайский бассейн, перспективные структуры, оценочное бурение, проектная скважина, керн, коллектор, залежь, перспективные ресурсы.

Составитель реферата _____ Грибков В.А.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	13
2. ОБОСНОВАНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ГРАНИЦ УЧАСТКА НЕДР В ЦЕЛЯХ ОЦЕНКИ	16
3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПЛОЩАДИ РАБОТ	23
3.1. ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.....	23
3.3. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ	37
3.4. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА	38
4. ОБЗОР, АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ВЫПОЛНЕННЫХ ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ	40
4.1. ОБЪЕМ И РЕЗУЛЬТАТЫ ПОЛЕВЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	40
4.2. СВЕДЕНИЯ О СОСТОЯНИИ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОЕКТОВ ПОИСКОВЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ	41
4.3. ИЗУЧЕННОСТЬ ГЛУБОКИМ БУРЕНИЕМ	41
4.4. ОБЪЕМ, МЕТОДИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРОБОВАНИЯ, ИСПЫТАНИЯ И ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН.....	41
<i>4.4.1 Методика опробования и испытания скважины</i>	<i>41</i>
<i>4.4.2 Результаты опробования продуктивных горизонтов</i>	<i>50</i>
5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ	58
5.1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	58
5.2. ОБОСНОВАНИЕ ЭТАЖЕЙ ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ	59
5.3. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ РАБОТЫ	59
5.4. РАЗМЕЩЕНИЕ СКВАЖИН	59
5.5. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОВОДКИ СКВАЖИН	61
5.6. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ	61
5.7. ОБОСНОВАНИЕ ТИПОВОЙ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН	64
5.8. ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИН	65
5.9. КОМПЛЕКС ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	66
5.9.1. Отбор керна и шлама	66
5.9.2. Геофизические исследования	67
5.9.3. Стандартные, специальные и геохимические исследования керна	68
5.9.4. Опробование, испытание и исследование скважин.....	69
6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ	75
7. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ	76
7.1 СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ЛИКВИДАЦИОННЫХ РАБОТ.....	76
7.2 ЗАТРАТЫ НА ЛИКВИДАЦИЮ СКВАЖИН	77
7.2.1 ЗАТРАТЫ НА ЛИКВИДАЦИОННЫЕ РАБОТЫ	77
7.2.2 РЕКУЛЬТИВАЦИЯ ТЕРРИТОРИИ.....	79
8. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ	80

9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	82
9.1. ОБЩАЯ ЗАДАЧА ОХРАНЫ НЕДР В ПЕРИОД ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ	82
9.2. ОХРАНА НЕДР В ПРОЦЕССЕ РАЗБУРИВАНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ СТРУКТУР	82
9.3. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН, И ОХРАНА НЕДР В ПРОЦЕССЕ КРЕПЛЕНИЯ	83
9.4. ОХРАНА НЕДР ПРИ ОСВОЕНИИ И ИСПЫТАНИИ ОЦЕНОЧНЫХ СКВАЖИН	84
10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ.....	86
11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ	90
12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ	91
12.1 Подсчет перспективных ресурсов нефти и растворенного газа на структуре Досжан Ю-В.....	91
12.2 Подсчет перспективных ресурсов нефти и растворенного газа на структуре Коныс Западный.....	91
12.3 Подсчет перспективных ресурсов нефти на структуре Карамай	93
13.ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ	94
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	96
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	97

ВВЕДЕНИЕ

АО «Кристалл Менеджмент» проводит геологоразведочные работы по разведке углеводородного сырья на территории участка (Блок А), расположенного в Кызылординской, Карагандинской и Актюбинской областях согласно Контракту № 3996-УВС от 7 февраля 2014 года. В результате ГРП на контрактной территории открыты шесть месторождений нефти и газа.

В настоящее время разведочные работы на территории участка (Блок А) проводятся согласно предыдущим проектам разведочных работ по оценке месторождений Бестобе, Жинишкекум Южный, Майбулак Северный, Досжан и Сулутабан (рис. 1). Данными проектными документами предусматривалось бурение восьми оценочных скважин в пределах территории оценок.

В 2019 году компанией ТОО "Мунайгазгеолсервис" было составлено «Дополнение № 2 к проекту разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блока А)», которое обобщало все предыдущие проектные документы по оценке и поиску углеводородного сырья, и также предусматривало бурение трех независимых и пяти зависимых оценочных скважин.

«Дополнением №2 ...» предусматривалось бурение в 2019 году трех независимых оценочных скважин КМ-9, КМ-10 и КМ-21 с проектными глубинами 2600, 2200 и 800 м, соответственно. Также, данным проектным документом предусматривалось бурение в 2021-2022гг пяти зависимых оценочных скважин в пределах выявленных структур. Все проектные скважины с проектным горизонтом – палеозой. Проектные независимые скважины были предусмотрены в предыдущем проектом документе «Дополнении к проекту разведочных работ на территории участка (блока А) АО «Кристалл Менеджмент» [2] как поисковые. «Дополнением №2 ...» пересматривалась категория скважин в связи с тем, что:

- выявленная структура Коныс Западный (район проектируемой скважины КМ-10) является основной частью месторождения Южный Коныс [9,10];
- выявленная структура Досжан Юго-Восточный является продолжением месторождения Южный Дощан;
- в бортовых частях к юго-западу и северо-востоку от перспективной структуры Карамай (район проектной скважины КМ-9) установлены признаки в керне в структурных скважинах 18С и 10С.

Основой для рационального размещения проектных скважин послужили структурные карты, сейсмогеологические и временные разрезы, полученные по результатам обработки и интерпретации данных сеймики МОГТ-3Д/2Д, отработанных в 2016-17 гг.

В случае положительного результата испытания отложений палеозоя в независимой оценочной скважине КМ-9 предусматривалось проведение электроразведочных работ методом МТЗ (магнитно-теллурическое зондирование) в объеме 716 пог. км.

В 2020 году Недропользователь обратился в Компетентный орган с заявлением о продлении срока действия Контракта на 10 (десять) месяцев в связи с наступлением обстоятельств непреодолимой силы, введением чрезвычайного положения в Республике Казахстан, в связи с распространением коронавирусной инфекции (письмо исх. № 99-20н от 27 марта 2020 года, письмо исх. № 154-20н от 10 июня 2020 года, письмо исх. № 197-20н от 17 июля 2020 года). Внешнеторговая палата Казахстана засвидетельствовала наступление обстоятельств непреодолимой силы по Контракту № 3996-УВС от 7 февраля 2014 года на разведку и добычу углеводородов на территории участка (Блока А) в Кызылординской, Карагандинской и Актюбинской областях Республики Казахстан на срок 10 (десять) месяцев (Свидетельство о наступлении непреодолимой силы №5934/2020ФМ от 12 июля 2020 года).

Компетентным органом принято решение: разрешить Недропользователю продлить срок действия Контракта на 10 (десять) месяцев, до 31 октября 2023 года, в соответствии со Свидетельством о наступлении непреодолимой силы №5934/2020ФМ от 12 июля 2020 года, выданным Внешнеторговой палатой Казахстана Недропользователю (письмо № 04-11/ЗТ-С-367//ЗТ-С-367/1 от 12 августа 2020 года, протокол № 9/7 МЭ РК от 04 августа 2020 года).

В связи с продлением срока действия Контракта, 22.09.2020г между Министерством энергетики Республики Казахстан и Акционерным обществом «Кристалл Менеджмент» подписано Дополнение № 8 к Контракту № 3996-УВС от 7 февраля 2014 года.

Настоящее «Дополнение № 3 к проекту разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блока А)» составлено с целью обоснования объемов геологоразведочных работ на период продления до 31.10.2023г, а также переноса и корректировки невыполненных объемов разведочных работ, предусмотренных в предыдущем проектом документе (Дополнении №2 ...), на новый проект.

Для решения поставленных задач на период разведочных работ 2022 - 2023 гг, настоящим «Дополнением №3 ...» предусматривается бурение трех независимых скважин КМ-9, КМ-10 и КМ-21 с проектными глубинами 2600, 2200 и 800 м, соответственно, и пяти зависимых оценочных скважин. В случае положительного результата испытания отложений палеозоя в независимой оценочной скважине КМ-9 предусматривается проведение электроразведочных работ методом МТЗ (магнитно-теллурическое зондирование) в объеме 716 пог. км.

Извлекаемые ресурсы нефти, подсчитанные в пределах бурения независимых оценочных скважин, составляют 35,81 млн. тонн.

На оценочные скважины возлагаются следующие задачи: уточнение перспектив вскрываемого разреза в отношении нефтегазоносности с целью выявления залежей УВ. При получении притоков нефти и газа провести необходимые исследования для оперативной оценки запасов УВ.

Учитывая, что добываемый объем нефти по Южно-Торгайскому бассейну идет на спад третий год, а потребление нефтепродуктов увеличивается с каждым годом, открытие и вовлечение новых месторождений является важным для развития нефтегазовой отрасли и улучшения социального благополучия Кызылординской области.

Согласно п.8 Методических рекомендации [14] раздел 4 в настоящем «Дополнении №3 ...» пропущен, так как новых данных по блоку нет и в предыдущих проектных документах полностью освещены.

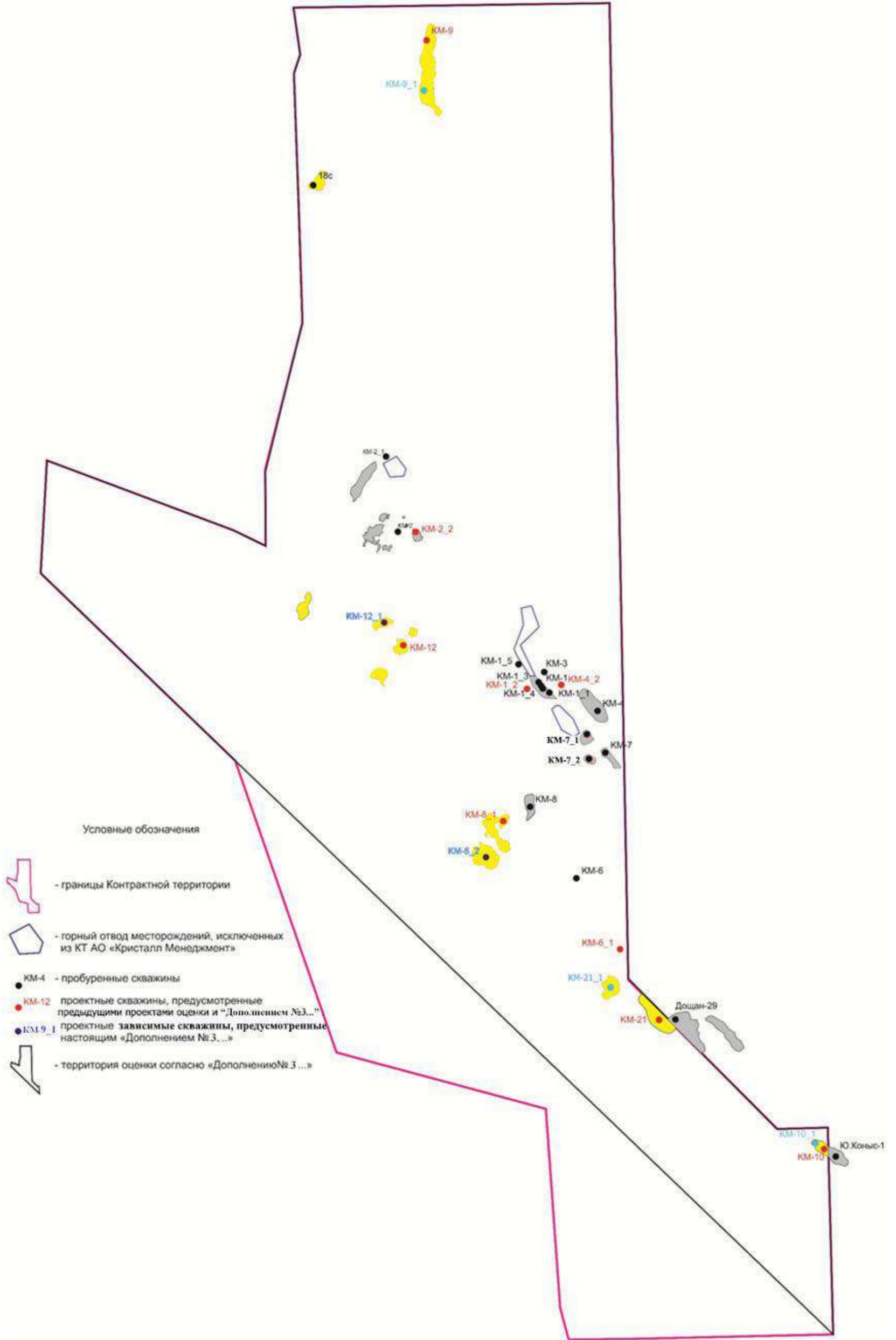


Рисунок 1 – обзорная схема с границами территории оценок в пределах блока А

1. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Таблица 2.1 - Сведения о районе проектируемых работ

№№ пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Жалагашский район Кызылординской области, Актюбинская область РК
2	Место базирования НГРЭ	г. Кызылорда
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	В географическом отношении исследуемая территория расположена в Тургайских степях, где развиты закрепленные пески с небольшими барханами, пухляки и такыры, а между ними есть невысокие сопки, сложенные цветными глинами бентонитового состава. Абсолютные высоты на лицензионной территории колеблются от 90 до 145 м.
4	Характеристика гидросети и источников питье вой и технической воды	Реки отсутствуют, хотя обилие промоин временных потоков, а озера площадью 1-2 га образованы артезианскими скважинами с самоизливом от 2 до 14 л/с и минерализацией не более 4 г/л, одна из них – Наушабай имеет дебит около 100 л/час. Для технического водоснабжения промысла пригодны пластовые воды туронского яруса на глубинах 205-226 м соленостью 1,25 г/л (скважина 064 на структуре Ровная, глубиной до 235 м, дебит 0,5 л/сек). Питьевая вода имеется в отдельных артезианских скважинах (скважина 3, глубиной до 80 м).
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	Не предусматривается
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	Климат в регионе резко континентальный с перепадами температуры день-ночь 11-18 °С. Летом жара достигает 36-38 °С, зимой – минус 28-18 °С
7	Количество осадков	Осадков очень мало. В среднем по десяти годам 180 мм, а зимой периодически в 4-5 лет снежный покров достигает 200 мм, и в низинах между барханами толщина снега более или около 2 м, что создает трудности для вездеходного транспорта. Глубина промерзания грунта редко достигает 1,8 м, когда суровая зима с ветрами и температурой минус 35-38 °С. Грунтовой воды нет, так как такыры и пухляки развиты по поверхности бентонитовых глин
8	Преобладающее направление ветров и их сила	сильные устойчивые ветра со скоростью 7-8 м/с и порывами до 22 м/с с севера и запада
9	Толщина снежного покрова и его распределение	зимой периодически в 4-5 лет снежный покров достигает 200 мм, и в низинах между барханами толщина снега более или около 2 м

продолжение таблицы 2.1

10	Геокриологические условия	Многолетнемерзлых пород нет
11	Продолжительность отопительного сезона, сут в год	180
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	полупустынного типа (полюнь, колючка, саксаул) паукообразными и парнокопытными (сайгаками, джейранами), а также волками, лисицами и зайцами.
13	Населенные пункты и расстояния до них	Населена территория очень слабо. Здесь расположены небольшие поселки Жинишкекум и Каракум. Ближайшими станциями железной и автомобильной дороги являются Торетам и Жосалы, расположенные соответственно в 75 и 90 км на юг от южной границы участка
14	Ведущие отрасли народного хозяйства	Местное население занимается отгонным животноводством
15	Наличие материально-технических баз	На территории АО «Кристалл Менеджмент» имеется вахтовый поселок
16	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	Магистральный нефтепровод Казахстан-Китай Газопровод Бейнеу-Бозой-Шымкент Нефтепровод от месторождения Майбулак до м/я Арыскум
17	Источники: -теплоснабжения, -электроснабжения	Дизель-генератор
18	Виды связи	Спутниковая
19	Пути сообщения. Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	С г. Кызылорда в направлении месторождения Кумколь до 175 км есть асфальтовая дорога. С 175 км до месторождения Майбулак внутрипромысловые дороги, принадлежащие АО ПККР. От месторождения Майбулак до скважин АО «Кристалл Менеджмент» есть полевые подъездные пути, подготовленные и поддерживаемые недропользователем
20	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения)	Ширина подъездных путей 6 м.
21	Условия перевозки вахт	Вахтовыми автобусами
22	Наличие зимников, срок их действия	-
23	Данные по другим полезным ископаемым района, а также по обеспеченности стройматериалами.	-

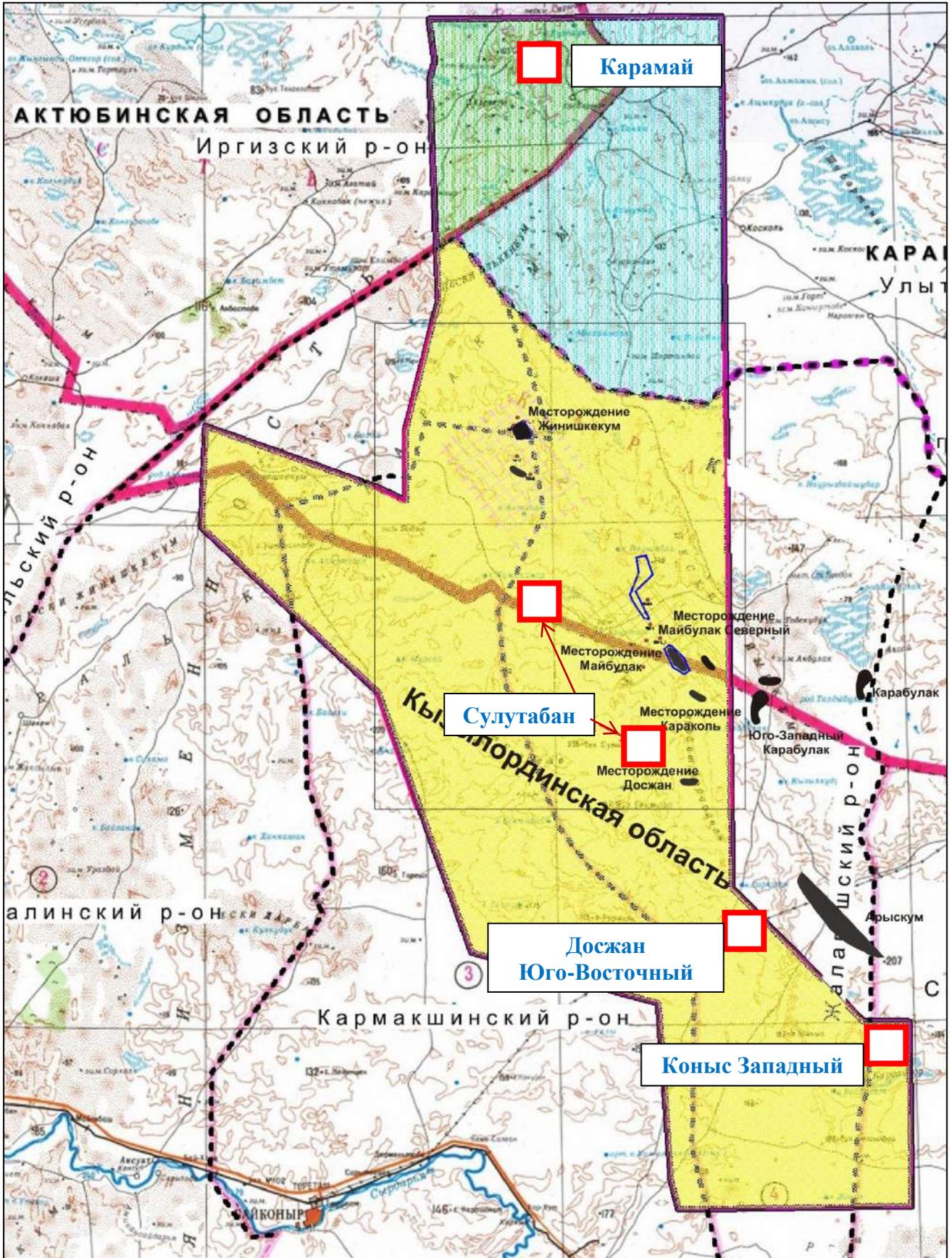


Рисунок 1.1 – обзорная карта территории Блока А АО "Кристалл Менеджмент"

2. ОБОСНОВАНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ГРАНИЦ УЧАСТКА НЕДР В ЦЕЛЯХ ОЦЕНКИ

Предыдущими проектными документами выделены участки недр для оценки, охватывающие всю центральную часть Контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» (рисунок 1).

Настоящим «Дополнением №3 ...» предусматривается разведка и оценка залежей углеводородов, выявленных на северной части Контрактной территории и на площадях в крайней юго-восточной части Блока А.

Месторождение Южный Коныс компании АО СП "Куатамлонмунай", с утвержденными запасами газа в объеме 612 млн. м³ и конденсата 47 тыс.т. находится вблизи юго-восточной границы Контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент». На дату составления настоящего «Дополнения №3 ...» месторождение Южный Коныс находится в консервации. В 2017 году по данным сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, проведенных АО «Кристалл Менеджмент» в этой юго-восточной части Блока А установлено, что приподнятая часть месторождения Южный Коныс простирается к западу от пробуренной скважины №1 Южный Коныс на Контрактную территорию АО «Кристалл Менеджмент» (рисунок 3.1). В сводовой части этой структуры настоящим «Дополнением №3 ...» предусматривается бурение независимой оценочной скважины КМ-10 с целью оконтуривания и оценки месторождения Южный Коныс. В случае получения положительных результатов в пределах данного обнаружения предусматривается бурение зависимой оценочной скважины КМ-10_1.

В юго-восточной части, Контрактная территория АО «Кристалл Менеджмент» также граничит с территорией компании КФ «ПКВИ». Со стороны КФ «ПКВИ» в приграничной зоне открыто месторождение Южный Дошан. По данным сейсморазведочных работ КФ «ПКВИ» основная часть месторождения Южный Дошан выходит за пределы их Контрактной территории на Контрактную территорию АО «Кристалл Менеджмент» (рисунок 3.2). По результатам обработки и интерпретации данных сейсморазведки 2Д, проведенных в 2015 году на этой прилегающей к Контрактной территории КФ «ПКВИ» части Блока А АО «Кристалл Менеджмент» подтверждено наличие вытянутого тектонического поднятия являющееся продолжением месторождения Южный Дошан. На продолжении месторождения Южный Дошан настоящим «Дополнением №3 ...» проектируется независимая оценочная скважина КМ-21. В случае получения положительных результатов в пределах данного обнаружения предусматривается бурение зависимой оценочной скважины КМ-21_1.

В результате обработки и интерпретации сейсморазведочных работ, проведенных на северной части Контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» в 2017 году была установлена самостоятельная Черкитауская грабен-синклиналь с минимальными отметками погружения осадочной толщи до 6 км, а также ловушки структурного типа в юрских и меловых отложениях (рисунок 3.3). С учетом накопленного знания о закономерностях

нефтегазоносности Южно-Торгайского бассейна, Черкитауская грабен-синклиналь обладает всеми необходимыми предпосылками для генерации и миграции УВ, в связи с достаточной глубиной погружения нижнеюрской нефтематеринской толщи для прогрева и генерации достаточного количества УВ для заполнения выявленных ловушек. В период 1986-88 гг в непосредственной близости (по бортам грабена) были пробурены структурные скважины 10С и 18С с многочисленными признаками нефти в керне в верхнедаульских отложениях нижнего мела. Учитывая вышеизложенное, а также установление двух месторождений и одного обнаружения в аналогичных отложениях в пределах Блока А настоящим «Дополнением №3 ...» проектируется независимая оценочная скважина КМ-9. В случае получения положительных результатов в пределах данного обнаружения предусматривается бурение зависимой оценочной скважины КМ-9_1.

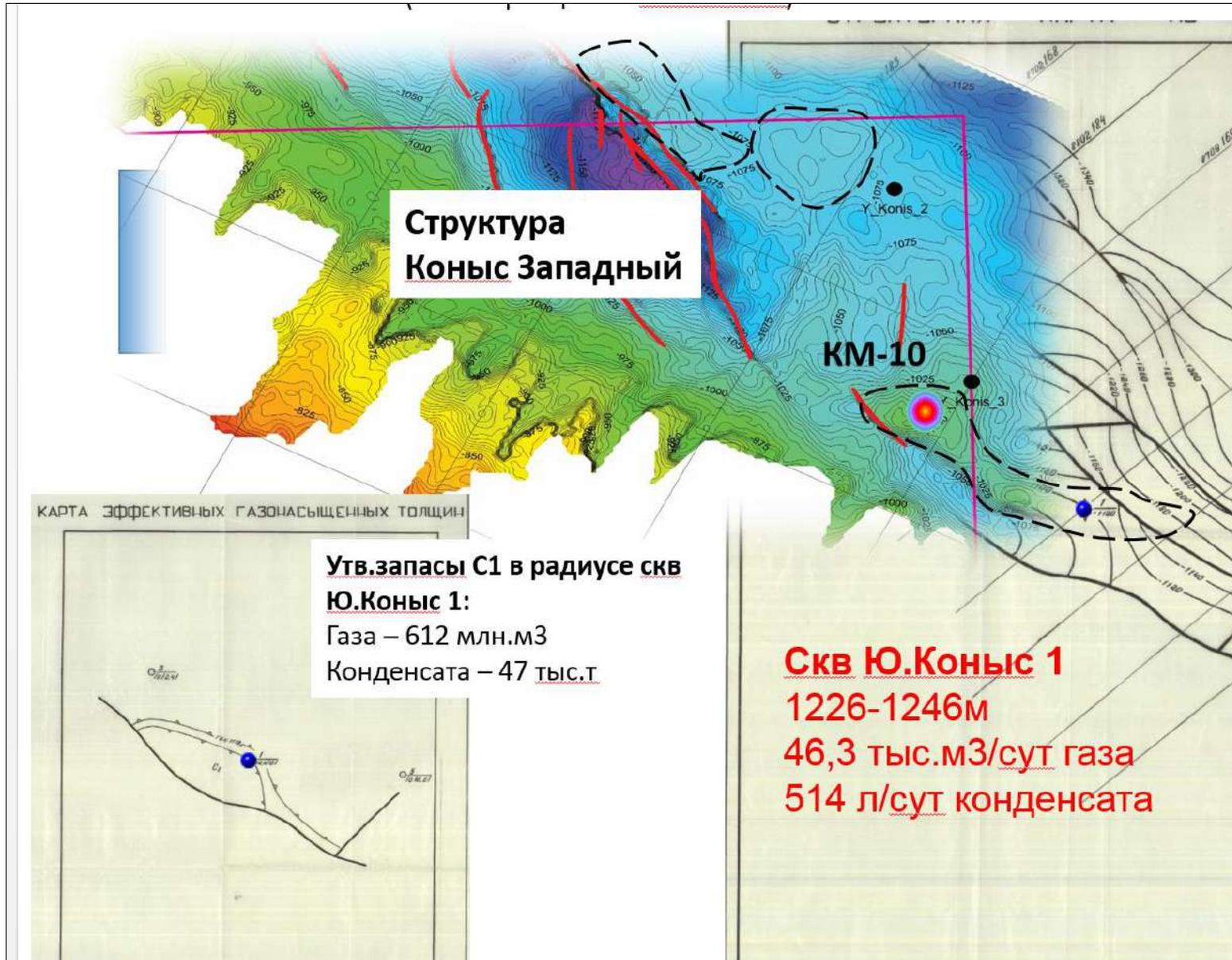


Рисунок 3.1 – Структура Коныс Западный. Фрагмент структурной карты по кровле юры (АО "Кристалл Менеджмент") и карта эффективных газонасыщенных толщин месторождения Южный Коныс (АО СП "Куатамлонмунай").

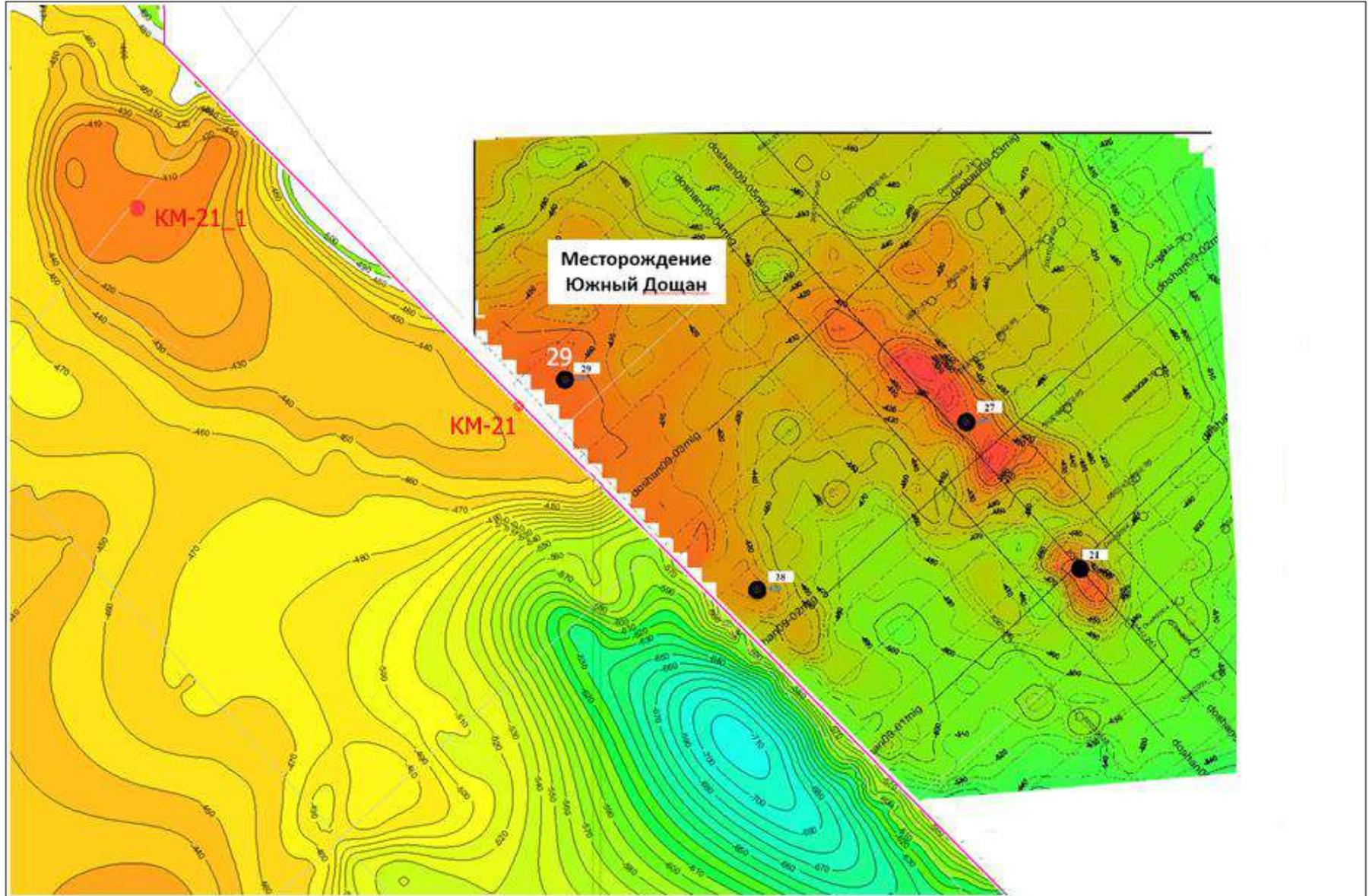


Рисунок 3.2 – Структура Дощан Юго-Восточный. Фрагмент структурной карты по подошве мела в приграничной зоне АО «Кристалл Менеджмент» и КФ «ПКВИ»

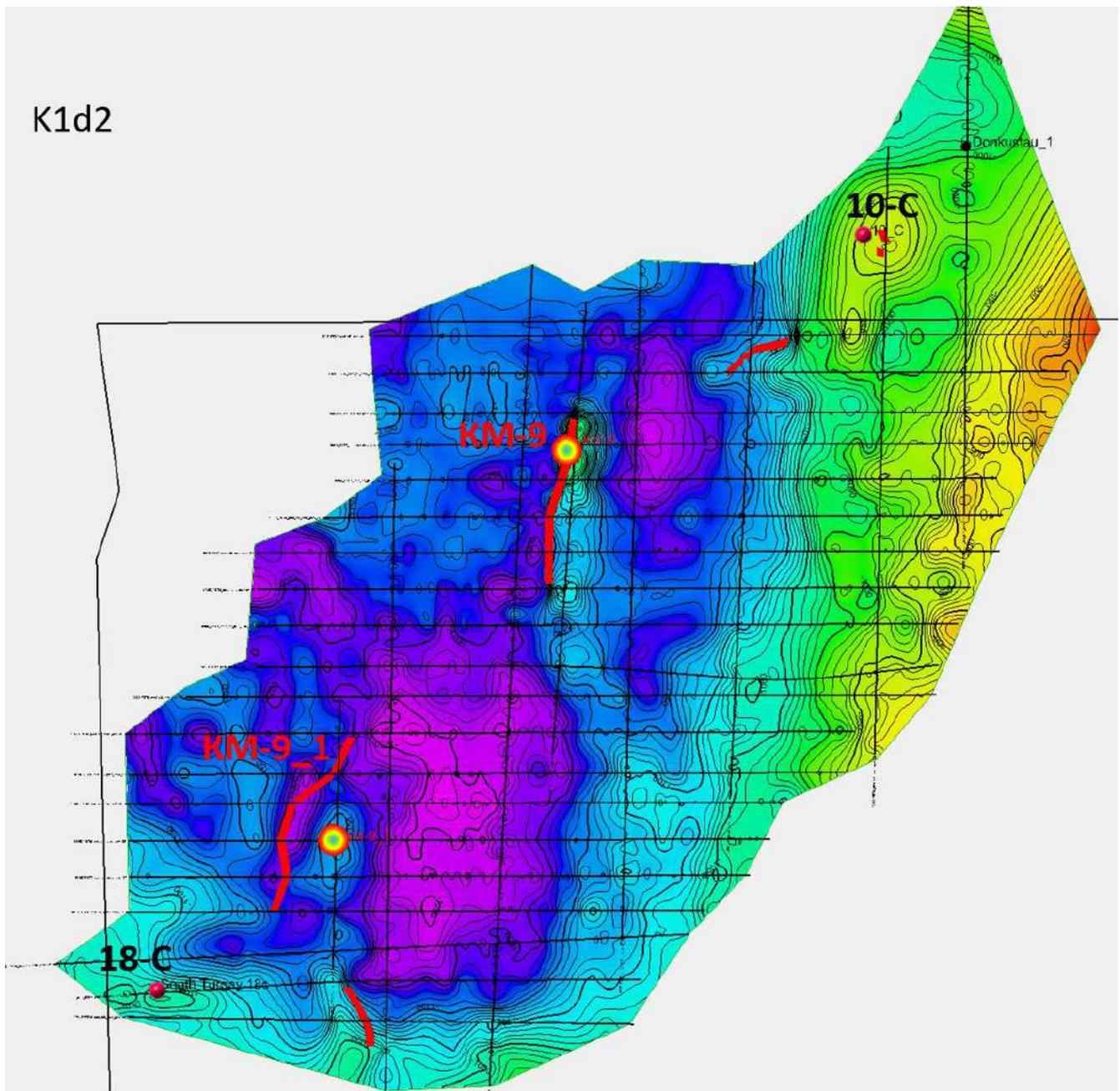


Рисунок 3.3 – Структура Карамай. Фрагмент структурной карты по кровле верхнедаульской свиты нижнего мела

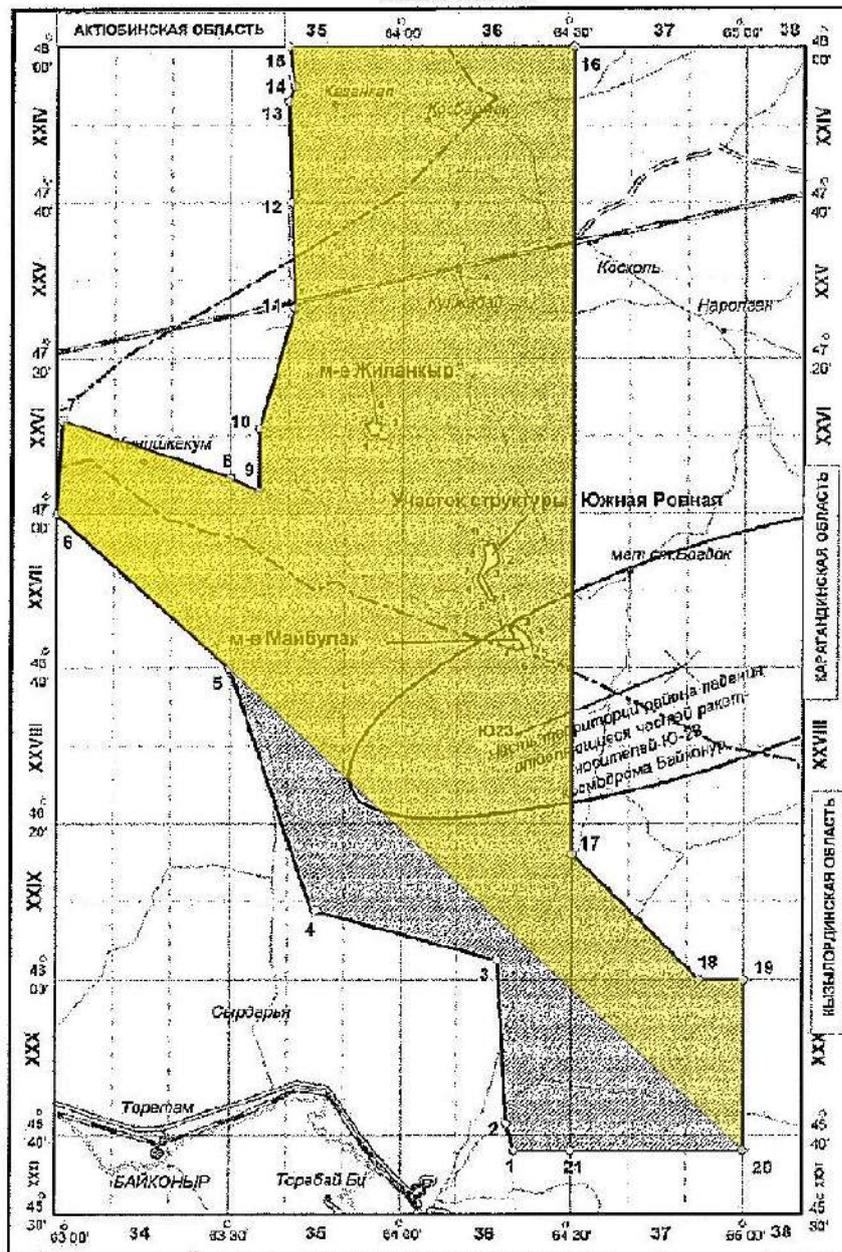
Учитывая, объем бурения независимых и зависимых оценочных скважин, предусмотренных настоящим «Дополнением №3 ...» вместе с объемом работ, предусмотренных предыдущими проектными документами предлагаемые границы участков оценки относительно всей Контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» приведены на рисунке 3.4.

Координаты WGS 84 участка недр для оценки приведены ниже:

5	538165	5168257
6	499916	5205177
7	501178	5227404
8	537876	5213633
9	544226	5210590
10	544113	5225716

11	551438	5254488
12	550593	5279488
13	549759	5303564
14	550972	5307311
15	549647	5316531
16	611810	5317405
17	615502	5125059
18	644781	5095760
19	654783	5096003
20	655803	5055265

Картограмма расположения геологического отвода на участке Блок А в пределах блоков XXIV-35-В(частично), С, Е(частично), F, 36; XXV-35-В(частично), С, D(частично), Е(частично), F, 36; XXVI-34-А(частично), D(частично), Е(частично), F(частично), 35-А(частично), И, С(частично), D(частично), Е, F, 36; XXVII-34-А(частично), В(частично), С, Е(частично), F(частично), 35, 36-А, В(частично), С, D, Е(частично), F(частично); XXVIII-35-А(частично), В, С, D(частично), Е, F, 36; XXIX-35-И(частично), С, Е(частично), F(частично); 36-А, В, С, D(частично), Е(частично), F, 37-А(частично), D(частично), Е(частично), F(частично); XXX-36-В(частично), С, Е(частично), F, 37; XXXI-36-В(частично), С(частично), 37-А(частично), В(частично)
Масштаб 1:1300 000



условные обозначения см. на 2 стр.

Рисунок 3.4 – Фрагмент с геологического отвода с нанесенным участком недр для оценки

3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПЛОЩАДИ РАБОТ

3.1. Литолого-стратиграфическая характеристика

Южно-Тургайский осадочный бассейн, на территории которого расположена контрактная территория АО «Кристалл Менеджмент», состоит из двух комплексов мезозойских отложений, - нижний рифтовый и верхний платформенный. Рифтовый комплекс, включающий отложения триаса, нижней и средней юры, заполняет грабены, образованные в результате рифтогенеза. Верхнеюрские и неокомские отложения образуют верхний платформенный комплекс. Верхнемеловые и палеогеновые отложения перекрывают платформенный комплекс сплошным чехлом. Основание бассейна слагают породы докембрия-палеозоя.

Территориально контрактная территория АО «Кристалл Менеджмент» охватывает три грабен-синклинали: на юге северо-западную часть Арыкумской грабен-синклинали, Жинишкекумскую грабен-синклиналь и Черкитаускую грабен-синклиналь на севере контрактной территории. На северо-востоке контрактная территория охватывает значительную часть Мынбулакской седловины, на юго-западе – Нижнесырдарьинский свод. Мынбулакская седловина и Нижнесырдарьинский свод покрывают отложения мела и более поздние, юрские отложения накоплены только в пределах грабен-синклиналей и вблизи его бортов, вдоль линии разломов, наиболее крупным из которых является Большой Каратауский разлом, проходящий через Арыкумскую грабен-синклиналь и имеющий ветвеобразное деление в Жинишкекумской грабен-синклинали.

В основе описания разреза осадочного чехла и пород палеозоя на территории деятельности АО «Кристалл Менеджмент» лежат данные промыслово-геофизических исследований, полученных в процессе бурения, и результаты анализов керна и шлама.

Протерозой - нижний палеозой (PR- PZ1)

Протерозой – нижний палеозой в Жыланшикском прогибе вскрыт скважинами Жинишкекум 1П, Южный Тургай 16с. Отложения представлены метаморфическими породами. В скважине 1П поднят керн из интервала 3250-3253 м - сланцы хлорит-серицитовые, шоколадно-коричневые, с зеленоватым оттенком, ожелезненные, по трещинам прожилки карбонатов. В скважине Южный Тургай 16с ниже глубины 1030 м керн представлен кристаллическими мусковитными гнейсами высокой степени метаморфизма, которые относятся к амфиболовой фации, возможно, аналоги бектурганской серии нижнего протерозоя (рифей-венд). Породы залегают под углом 40-60

градусов, трещиноватые. Вскрытая скважинами толщина протерозой – нижний палеозой составляет 58 м (скважины 1бс) и 120 м (скважины 1П).

На Мынбулакской седловине протерозой–нижнепалеозойские отложения отмечены на забое скважин 7-с и 8-с. В скважине 7с отобранный керн в интервале 1355-1428 м представляют собой гидротермально измененные туфоалевропесчаники, состоящие из смеси осадочного материала с пирокластическим. Осадочный материал присутствует в количестве 10-15%, плохо отсортирован, представлен угловато-окатанными обломками плагиоклаза, основных масс порфиринов, калишпата, полностью хлоритизированными обломками глинистых пород, кварца, размер обломков от сотых долей до 0,5 мм. Развиты вторичные минералы: хлорит, эпидот, кальцит, которые полностью замещают первичный цемент. В скважине 8с по описанию шлифов, выполненных из образцов керна с глубин 1147-1227 м, породы представлены глинистыми сланцами, слабокарбонатизированными туффитами, метаморфизованным известняком с альбитом. Указанные отложения могут быть аналогами кембрий-ордовика гор Улытау восточного обрамления Южно-Тургайской впадины. Вскрытая скважинами толщина этих отложений 80-120 м.

Скважинами КМ-4 и КМ-6, пробуренных в 2017 г., в бортовых частях Арыскупского грабена предположительно вскрыты отложения протерозойского возраста, представленные трещиноватыми кварцитами в кровельной части и с прослойками песчаников.

Переходный комплекс (PZ2-PZ3)

Переходный комплекс предоставлен субплатформенными отложениями верхнего девона и нижнего карбона (ДЗ+С1) в Жыланшикском прогибе вскрыт скважинами Донкыстау 1, Жинишкекум 1П (?), 2, 4, Алтынсарин 1, 2, Ровное Южное 1; скважиной Мынбулак 9с на Мынбулакской седловине; в Арыскупском прогибе скважинами Арыскуп 1с, 27с, и, возможно также, скважинами Китпай 58с, Бектас-Коныс 31с. Представлены они пестроцветными аргиллитами, серыми известняками доломитизированными, песчаниками с прослоями гравелитов и конгломератов. Минимальная и максимальная вскрытая толщина - от 10 м до 363 м в скважине Арыскуп 1с, расположенной на склоне Нижне-Сырдарьинского свода.

Скважиной КМ-2, пробуренной в 2016 году, в бортовой части Жинишкекумского грабена предположительно вскрыты отложения палеозойского возраста, представленными известняками и доломитами.

Мезозой (MZ)

В пределах контрактной территории мезозой представлен отложениями мела, юры и триаса.

Триас (Т)

Наличие отложений триаса в разрезе определено данными бурения в 2016 г. скважины КМ-1 на структуре Майбулак Северный, по результатам биостратиграфических исследований керна [8] которого интервал 2251-2543 м датируется триасом. Отложения данной толщи сложены брекчированной известково-кремнистой и конгломерато-гравелитовой породой серого и темно-серого до черного цвета. Брекчированная известковая порода состоит из обломков известняков темно-серых, трещиноватых, заполненных кальцитом и углисто-битумным материалом, обломками галек кремнистых пород, расположенных неравномерно. Конгломераты, состоящие из кварца, гальки (2-3 см), красно- и сероцветных песчаников, алевролитов, глин, сцементированы глинисто-доломитовым материалом. Гравелит разногравийный, с галькой, обломки размером 0,25-20,2 мм.

По заключению возрастных исследований, содержание миоспор незначительно, по присутствию *Osmundacidites sp.*, *Alisporites sp.*, *Colpectopollis sp.*, *Platysaccus cf. queenslandi de Jers.*, *Disaccites Striatodiploxypinus sp.* отложения датированы предположительно триасом.

Так как стратиграфически данная толща идентична сазымбайской свите нижней юры (по данным корреляции и описанию керна), то на текущий момент, до получения новых данных возрастных исследований, в скважине КМ-1 стратификация данных отложений принята как нерасчлененная нижнеюрско-триасовая толща J1sb-T.

Вскрытая толщина нижнеюрско-триасовой толщи J1sb-T в скважине КМ-1 составляет 292 м. В скважине 1П Жинишкекум ниже глубины 1640 м вскрыта толща, представленная по описанию керна алевролитами темно-серыми с коричневым оттенком с обугленными растительными остатками, по данным микроописания, указанные породы представляют собой перекристаллизованными доломитовыми известняками с редкими фаунистическими остатками. Данная толща по скважинной и сейсмической корреляции залегает ниже сазымбайской свиты и принадлежит, предположительно, отложениям триаса. Более точный ответ по возрасту данной толщи могут быть получены после проведения биостратиграфических анализов керна, по результатам бурения скважин КМ-1_3 и КМ-1_4.

Юра (J)

Юрские отложения на контрактной территории представлены континентальными осадками, накапливавшимися в обстановке болот, озер и рек, в условиях гумидного климата. Осадочные породы юры широко развиты в грабенах, как фация выполнения прогибов, а на поздних стадиях - по палеорельефу. Самая высокая активизация грабенов произошла в нижней и в средней юре, с затуханием в верхней; на что указывают контраст мощностей и глубокое несогласие. Эти отложения вскрыты большинством пробуренных

скважин во впадинах - на структурах Жинишкекум (Жыланкыр), Алтынсарин, Ровное, Южное Ровное и пробуренными в 2016 году скважинами КМ-1 (структура Северный Майбулак), КМ-2 (структура Южный Жинишкекум), КМ-3 (структура Юго-Восточное Ровное). Полученные во вновь пробуренных скважинах на структурах Северный Майбулак и Южный Жинишкекум стратиграфические данные предполагают наличие всех отделов юры в возрасте отложений. Наличие верхнеюрских отложений в Жинишкекумской грабен-синклинали остается открытым, так как отложения формировались на завершающей стадии развития грабенов Тургайской системы прогибов, возможно, они сохранились на отдельных участках. В северо-западной части Арыкумской грабен синклинали, на структуре Северный Майбулак, наличие отложений верхней юры подтверждено данными биостратиграфических исследований керна из скважины КМ-1 [8]. Образцы для биостратиграфических исследований отобраны из интервала керна 1510-1517,73 м. Возраст установлен на основании выделенного комплекса малочисленных спор: *Osmundacidites wellmanii* Coup., *Syathidites junctum* (К-М.) Alimov, *S. australis* Coup., *Lygodium asper* Bolch., *Plicifera delicata* (Bolch.) Bolch., *Calamospora mesozoica* Coup., и разнообразия хвойной пыльцы *Pinaceae-Podocarpaceae*, *Cupressacites* sp., *Perinipollenites elatoides* Coup., *Psophosphaera clausa* Bolch.

Общая толщина юрских отложений резко варьирует от 2120 м до полного выклинивания на бортах грабен-синклиналей.

Юрские отложения на контрактной территории расчленены на свиты: нижнеюрские *сазымбайскую* (J_{1sb}), *айбалинскую* (J_{1ab}); среднеюрские *дощанскую* (J_{1-2ds}) и *карагансайскую* (J_{2k}), и верхнеюрские *кумкольскую* (J_{3kk}), *акшабулакскую* (J_{3ak}) свиты. Кровля карагансайской свиты соответствует границе средней и верхней юры.

В литолого-стратиграфической колонке ниже-среднеюрских отложений выделены три характерные литологические пачки серого и темно-серого цвета.

Пачка серых крупнозернистых песчаников и гравелитов – соответствующая *сазымбайской* свите, вскрыта скважинами 2 и 3 Жинишкекум по флангам, и скважинами Жинишкекум 1, 10, Жыланкыр 8, 9 по центру грабена. Она представлена брекчиями неокатанных обломков известняка, доломита, конгломератами, алевролитами и аргиллитами с прослоями углистых глин, толщиной около 200 м. Отмечена идентичность описания керна *сазымбайской* свиты скважины Жинишкекум 3 и нижнеюрско-триасовой толщи скважины КМ-1, пробуренной на структуре Северный Майбулак. В обеих скважинах встречены брекчевидные обломки трещиноватого известняка темно-розового цвета.

Серая аргиллито-алевролитовая пачка и пачка темно-серых и черных аргиллитов *айбалинской* свиты, которые преобладают количественно и обогащены обуглившимся растительным детритом, образующие многочисленные 0,5-2,0 метровые прослои бурых углей. Пачки вскрыты скважинами 2 и 3 Жинишкекум (на флангах грабена) с толщиной около

500 м, по бурению 2016-го года айбалинскую свиту вскрыли скважины КМ-1 (интервал 2100-2200 м) и КМ-3 (интервал 1650-2000 м).

Серая песчаная свита (J_{1-2d}) - представленная *дошанской* свитой, вскрыта в скважинах Жинишкекум 2, 3, 4, 5, 6, 10, Жыланкыр 9 и имеет толщину до 1400 м. Эта свита сложена, неравномерным переслаиванием серых, темно-серых песчаников, алевролитов и гравелитов с обуглившимся растительным детритом и прослоями черных и бурых углей толщиной до 6-9 м. Отмечены даже битуминозные пески в скважине 3, но, возможно, это вторичное обогащение, связанное с подстилающими нефтематеринскими толщами. Здесь встречаются пласты песчаников толщиной 4-17 м, которые являются хорошим коллектором и перекрыты плотными аргиллитами.

Отложения верхней юры - глинистой *акшабулакской* свиты J_{3ak} и песчаной *кумкольской* J_{3kk} , представлены относительно выдержанными по латерали терригенными отложениями над среднеюрским глинистым горизонтом *карагансайской* свиты (J_{2k}). На рассматриваемой территории выделены только в пределах северо-западной части Арыкумской грабен-синклинали. Глины акшабулакской свиты темно-серые, слюдистые, хорошо выдержанного состава практически по всей толще, достигающей 230 м в скважине КМ-1 на структуре Северный Майбулак. Песчаники J_{3kk} массивные, речного типа, крупно-среднезернистые, кварц-полевошпатового состава, с примесью обломков глинистых пород, с тонкими прослойками угля. Имеют хорошие коллекторские свойства ($K_{п}=15-23\%$). Максимальная толщина J_{3kk} - 250 м в скважине КМ-1 на структуре Северный Майбулак. Продуктивны в скважинах Южное Ровное 1, 2.

Мел (К)

Меловые отложения в пределах описываемой территории развиты очень широко и обнажены на северном склоне Нижнесырдарьинского свода и в центральной части Жыланкырского поднятия. На остальной территории они вскрыты скважинами на глубинах 50-450 м. Глубина залегания меловых отложений и их толщины изменяются довольно значительно с востока на запад и с юга на север.

По литологическим признакам и на основании изучения макро- и микрофауны, а также спорово-пыльцевых спектров меловые отложения подразделены на неокомский надъярус (K_{1nc}), апт-альбский (K_{1a-al}), сеноманский (K_{2cm}), туронский (K_{2t}), коньяк-сантонский (K_{2cn-st}), кампанский (K_{2cp}) и маастрихтский (K_{2m}) ярусы. Четыре первых подразделения представлены континентальными отложениями, а последние - морскими.

На юге Южно-Тургайского прогиба выделены условно по литологическим признакам четыре свиты: даульская (K_{1d}), карачетауская (K_{1k}), кызылкиинская (K_{1kk}) и балапанская (K_{2b}).

Отложения меловой системы имеют характерное залегание в виде покрова на нивелированном пенеплене верхней юры и более древних

отложениях, и является сплошным осадочным чехлом, как на поднятиях, так и в грабен-прогибах.

Нижний мел очень широко развит как типичный платформенный комплекс по всей Туранской плите. На исследуемой территории нижний отдел состоит из неокома и нерасчлененных апт-альба и альб-сеномана (по корреляции ГИС).

В неокоме (даульская свита) условно выделены нижнедаульский и верхнедаульский комплексы пород по литологическим особенностям, где в низах преобладают глины красноцветные с редкими прослоями мелкозернистых песчаников, а в верхней части – самоцветные с рассеянным обуглившимся растительным детритом. В основании даульской свиты, в качестве самостоятельного литостратиграфического подразделения, выделяется арыкумский горизонт, который образует нефтяную залежь на месторождении Жинишкекум. Толщина даульской свиты меняется от 0 в скважинах Южный Тургай 16, 18 до 480 м в скважине Алтынсарин 1, в том числе арыкумский горизонт – от 0 на севере блока до 59 м в скважине Жыланкыр 7.

Апт-альб нерасчлененные ярусы наиболее выдержаны по сравнению со всеми подстилающими отложениями. Отложения этих нерасчленённых ярусов соответствуют карачетауской свите, которая представлена в основании базальной пачкой конгломератов и гравелитов, на эрозионной поверхности неокома, которые выше по разрезу переходят в несортированные песчаники на глинистом и глинисто-карбонатном цементе. Зеленый цвет пород, особенно глин (до 14 м) связан с примесью тонкого глауконита. Толщина апт-альба изменяется от 272 м (скважина 3) до 345 м (скважина 10), что еще раз указывает на погребение положительных структур.

Нижний отдел альбский ярус – верхний отдел сеноманский ярус представлен преимущественно глинами тонкослоистыми серыми и темно-серыми с мелким обуглившимся растительным детритом. Включения прослоев песчаника создает пеструю окраску в нижней части, часто наблюдается косая слоистость прибрежных фаций. В целом пласты обладают хорошими свойствами водоупора, что определяет образование напорных вод апт-альба. Породы описываемого возраста в пределах лицензионного участка вскрыты буровыми скважинами на северной окраине Нижнесырдарьинского свода и на структуре Жинишкекум. Толщина от 152-173 до 341 м в прогибах.

Верхний мел с условной границей по середине кзылкиинской свиты или по сеноманскому ярусу, представлен сеноманским и туронским ярусами и сенонским надъярусом.

Сеноманский ярус (K₂ст) в описываемом районе вскрыт скважинами на северной окраине Нижнесырдарьинского свода, на участке Жинишкекум.

Кровля сеноманских отложений в различных частях исследованного района залегает на различных глубинах, от 60-65 м на сопредельной юго-восточной территории до 247-260 м и 470 м на севере контрактного участка, что ещё раз свидетельствует о погружении мезозойских отложений с востока на запад и с юга на север. Нижняя и верхняя границы сеноманских отложений

постепенные и проводятся по смене споро-пыльцевых комплексов. По составу отложения сеноманского яруса очень разнообразны и представлены глинистыми алевритами, полимиктовыми песчаниками, темно-серыми глинами с растительными остатками, реже пестроцветными глинами и алевролитами.

Наиболее полный разрез сеноманских отложений такого типа, охарактеризованных спорово-пыльцевыми комплексами, вскрыт скв. 23 на глубине 344-450 м в районе Нижнесырдарьинского свода.

Туронский ярус (K_2t). Отложения, относимые к туронскому ярусу, на лицензионной площади по генезису подразделяются на континентальные и морские.

Континентальные туронские отложения вскрыты почти всеми скважинами на глубинах от 43 до 403 метров. Эти отложения залегают без видимых следов перерыва на сеноманских осадках. Перекрыты они с размывом более молодыми континентальными и морскими меловыми, а также палеогеновыми образованиями.

В составе континентальных туронских отложений наибольшую роль играют пестроцветные (кирпично-красные, красно-бурые, лиловые, сиреневые, серые) неслоистые глины, часто алевритовые. Алевриты и пески, окрашенные в желтовато-серые и серые тона, в разрезе туронских отложений встречаются в виде прослоев и пластов мощностью от 3-5 до 30-45 м.

Морские отложения туронского яруса, выделенные на территории, развиты на западе контрактного участка и имеют крайне ограниченное распространение. Здесь описываемые отложения не выходят на дневную поверхность, а вскрываются скважинами на глубинах от 75 м до 365 м.

Нерасчлененные *коньяк-сантонский яруса* верхнего мела (K_2cn-st) представлены континентальными осадками, распространенными почти по всей площади участка.

На крайнем востоке исследуемого участка резко преобладают пески и песчаники с прослоями алевролитов и глин. Далее к западу преобладают, хотя и незначительно, глины над песками, алевролитами и песчаниками, Песчаники от светло-серых до серых, полимиктовые, кварц-слюдистые и преимущественно кварцевые, мелкозернистые с глинистым цементом и мелкими обуглившимися растительными остатками. Глины пестроцветные, плотные, комковатые.

Толщина коньяк-сантонских отложений испытывает значительные колебания во всех частях описываемого района в зависимости от структурного положения толщи. На юге она меняется от 55-178 м на востоке до 47-110 м на западе. В северной и северо-восточной части лицензионного участка полный разрез коньяк-сантонских отложений имеет толщину 50 м.

Кампанский ярус (K_2kt). Отложения кампанского яруса выделены только в нескольких скважинах на западе контрактной территории. В остальных же скважинах выделяется лишь объединенный кампан-маастрихтский комплекс (верхний сенон). Отложения кампанского яруса имеют характер морского мелководья по составу пород и ископаемым

остаткам. На юго-восточной площади участка преобладают кварц-слюдистыми пески, песчаниками, с прослоями алевритов и редко глин. В северо-западном направлении происходит постепенный переход к более мелкозернистым осадкам. Здесь преобладают серые и темно-серые слюдястые глины тонкоплитчатые с тонкими прослоями кварцевых песков, алевритов и редко мергелей, т.е. в породах появляется карбонатная составляющая.

Толщина кампанских отложений колеблется от 50 до 90 м.

Маастрихтский ярус (K_{2m}). Отложения маастрихтского яруса на территории лицензионного участка имеет почти повсеместное распространение. На поверхности они встречены в Северной части Нижнесырдарьинского поднятия. На остальной территории описываемые отложения вскрыты скважинами на различных глубинах. В южной части исследованного района кровля Маастрихтских отложений залегает на глубине от 44-80 м до 100-240 м. При этом вблизи периферической части Нижнесырдарьинского поднятия кровля описываемых отложений залегает очень близко к поверхности на глубине от 4-6 до 24 м. На севере контрактной территории глубина залегания кровли меняется от 150-240 м до 280-344 м.

Состав пород маастрихтского яруса довольно разнообразен: глины, алевриты, аргиллиты, пески, песчаники, известняки, мергели. При этом преимущественно развиты глины, алевриты, песчаники.

Кайнозой (KZ)

Отложения этой группы на контрактной территории имеют наибольшее распространение. При этом почти повсеместно развиты палеогеновые породы, большей частью перекрытые неогеновыми и четвертичными отложениями.

Палеоген (P)

В рассматриваемом районе представлены только морские палеогеновые отложения. Палеоген представлен глинами плитчатыми и тонкослоистыми, пестроцветными, главным образом, серо-зелеными, бентонитовыми, некабонатными и слабокарбонатными. По отдельным линзам глины переходят в мергели – линзы до 4-х м толщиной. Суммарная толщина палеогеновых отложений достигает по контрактной территории 281 м.

Неогеновая-четвертичная системы (N₂-Q)

Неогеновая-четвертичная системы представлены верхнеплиоценовыми -нижнечетвертичными отложениями и имеют повсеместное распространение по всей площади контрактной территории. Залегает на неровной поверхности размытых морских и континентальных верхнемеловых, а также палеогеновых отложений. Перекрывается свита различными по генезису разновозрастными по генезису четвертичными отложениями.

Состав отложений крайне неоднороден и существенно изменяется с востока на запад. В разрезе свиты выделяются супеси, алевролиты буровато-

серые, желтовато-серые и бледно-коричневых тонов, легкие, пористые, лессовидного облика. Пески желтовато-серые, хорошо окатанные, кварцевые, иногда со стяжениями мучнистых карбонатов.

Общая толщина в районе меняется от 10 до 30 метров.

Четвертичная система (Q)

Четвертичный покров района очень разнообразен и имеет повсеместное распространение. Наряду с осадками, типичными для пустынного литогенеза: эоловыми, солончаково-такырными и др., широко распространены аллювиальные, аллювиально-озерные, делювиально-озерные, озерные, хемогенные, элювиально-хемогенные и другие генетические типы четвертичных отложений. Толщина каждого генетического типа не превышает 2-3 м.

Характеристика коллекторов и покрышек

Разрез мезо-кайнозойских отложений выполняющих Южно-Торгайский бассейн, сложен чередующимися толщами пород, характеризующимися различными емкостно-фильтрационными свойствами.

В разрезе коллекторы выделены в турон-сенонских, апт-альбских, верхнеэокомских, нижнеэокомских отделах, юрских отложений. Покрышки установлены в отложениях палеогена, альб-сеномана, неокома и юры.

Коллекторы турон-сенонских отложений имеют широкое развитие в пределах впадины, сложены серыми, пепельно-серыми, зеленовато-серыми и красновато-коричневыми, мелко-среднезернистыми песками и песчаниками полимиктового состава, слабосцементированными, на глинистом, глинисто-карбонатном цементе.

Флюидоупорами являются вязкие аргиллитоподобные глины палеогена.

Апт-альбские коллекторы представлены серовато-зелеными разнозернистыми песчаниками, замещающимися участками гравелитами, насыщены пластовыми водами.

Флюидоупорами являются пачки глин кызылкиинской свиты.

Верхнеэокомские коллекторы, приурочены к подошве глинисто-алевритовой толщи, представлены пачками песчаников и алевропесчаников, насыщенными пластовыми водами.

Покрышки представлены толщиной красновато-коричневых алевритистых глин с карбонатными стяжениями.

Нижнеэокомские коллекторы арыкумского горизонта приурочены к основанию даульской свиты.

Флюидоупором является пачка охристых алевритистых глин каолинового и хлорит-гидрослюдистого состава с примесью гидроокислов железа.

Среди отложений акшабулакской свиты (волжско-кимериджского ярусов верхней юры) установлены пачки пород с ярко выраженными емкостными характеристиками.

Верхнеюрские коллекторы акшабулакской свиты представлены пачками песчаников и алевролитов, переслаивающихся с аргиллитами, глинами, мергелями и известняками.

Флюидоупорами продуктивной части разреза акшабулакской свиты являются пестроцветные глины, в основном бурого цвета, тонкослоистой, участками массивной текстуры, алевропелитовой структуры, каолинитового, монтмориллонитового и гидрослюдистого составов с примесью слюд, хлорита и сидерита.

Разрез кумкольской свиты сложен литокомплексами аллювиально-озерных фаций, среди которых четко выделяются по емкостно-фильтрационным параметрам пачки коллекторских пород и флюидоупоры.

Верхнеюрские коллекторы кумкольской свиты представлены ленточными пачками алевролитов, песков и песчаников

Региональным флюидоупором над продуктивной частью кумкольской свиты являются маломощные (до первых десятков метров) пачки и прослои серых, темно-серых глин

Среднеюрские коллекторы дощанской свиты представлены пачками разногалечных конгломератов, гравелитов и разнозернистых песчаников.

Региональным флюидоупором являются аргиллиты и глинистые алевролиты карагансайской свиты

Нижнеюрские коллекторы установлены в разрезе айбалинской и сазымбайской свит. Разрез айбалинской свиты характеризуется преобладанием сероцветных (до черного цвета) аргиллитов и алевролитов с маломощными прослоями песчаников

Флюидоупором являются темно-серые (до черного цвета), плотные, тонко горизонтально-параллельнослоистые аргиллиты.

Коллекторы сазымбайской свиты представлены сероцветными разнозернистыми песчаниками, гравелитами и конгломератами.

3.2. Тектоника

В тектоническом отношении район Контрактной территории приурочен к западной периферийной части Южно-Торгайского осадочного бассейна. В строении по фундаменту участвуют три крупные структуры первого порядка: Жыланшиковский и Арыскупский прогибы, разделенные Мынбулакским поднятием, осложненные, в свою очередь, структурными элементами более низких порядков.

Основные зоны нефтегазонакопления выявлены по различным стратиграфическим комплексам

На преобладающей части территории Южно-Торгайского бассейна непосредственно под мезозойским платформенным чехлом залегают отложения нижнего палеозоя и протерозоя (PZ₁-PR), относимые к складчатому фундаменту, представленные метаморфическими породами: сланцами, гнейсами и порфиритами. Верхнепалеозойские квазиплатформенные

образования девона и карбона, представлены карбонатно-терригенными отложениями.

В целом на территории Южно-Торгайского осадочного бассейна выделено два структурных этажа:

I – нижний структурный этаж, который в свою очередь состоит из 2-х подэтажей (ярусов):

Нижний подэтаж - протерозой-нижне-палеозойский подэтаж (кристаллический фундамент) сложенный сильно метаморфизованными и сильно дислоцированными образованиями

Верхний подэтаж - верхнепалеозойский (верхнедевонско (фамен) – каменноугольный (турне-визе)) подэтаж, сложенный слабодислоцированными, слабометаморфизованными карбонатно-терригенными комплексами пород, по аналогии с соседним Шу-Сарысуйским бассейном, относимым к квазиplatformенному переходному комплексу.

II- верхний структурный этаж, внутрикоторого присутствуют 2 подэтажа:

Юрско-триасовый рифтогенный подэтаж

Мел, палеоген, неогеновый ортоplatformенный подэтаж.

На момент составления настоящего «Дополнения 2...» в целом по блоку были интерпретированы 1480 кв.км. 3Д сеймики, 2Д сеймики, отработанные в 2014-17 гг. Комплексно проанализированы данные сейморазведки 2Д, электроразведки МТЗ, грави- и магниторазведки. В результате комплексного анализа геофизических исследований, а также увязки сейсмических данных с данными бурения были протрассированы следующие основные отражающие горизонты (ОГ) по блоку А:

- «Pz» – кровля протерозоя и квазиplatformенного комплекса;
- VI – кровля нерасчленённой сазымбайской свиты нижней юры и триаса;
- V – кровля айбалинской свиты нижней юры;
- IV – кровля дощанской свиты средней юры ;
- III – кровля юрских отложений;
- II – кровля нижнедаульской свиты;
- Па – кровля верхнедаульской свиты ;

Помимо вышеотмеченных горизонтов в пределах площадей сейморазведочными работами МОГТ-3Д детализировано внутреннее строение юрской толщи.

Для куба «Ровная», изолированной от основной Арыкумской грабен-синклинали, расположенной на западе, дополнительно, выявлены следующие горизонты:

- «11-13» - кровля несогласий внутри айбалинской свиты;
- «1-10» - кровля проградационных комплексов внутри дощанской свиты.

Для Жинишкекумской грабен-синклинали дополнительно, выявлены следующие горизонты:

- «2» - кровля несогласий внутри айбалинской свиты;
- «1» - кровля несогласий внутри дощанской свиты.

Для Арыскупской грабен-синклинали дополнительно, выявлены следующие горизонты:

- IV` - несогласие внутри дощанской свиты ниже-средней юры;
- III` - несогласие внутри верхнеюрских отложений

ОГ «Pz» (кровля протерозоя и квазиплатформенного комплекса) наиболее погружен в зоне развития главного Каратауского разлома на грабен-синклиналях Жинишкекум, Арыскуп и Черкитау.

Планомерное воздымание пород палеозоя происходит в юго-восточном направлении в сторону Нижне-Сырдарьинского свода. Минимальная отметка - 5100 м отмечается на Арыскупской грабен-синклинали юго-восточнее месторождения Майбулак, а максимальная -100 м в сторону Нижне-Сырдарьинского свода.

По отложениям палеозоя выделяется перспективная структура в зоне стыка Арыскупской грабен-синклинали и Нижнесырдарьинского свода – Юго Восточный Досжан. Перспективная структура Досжан Юго-Восточный имеет размеры 11,7 кв.км. и состоит из трех площадей, вытянутых вдоль борта Арыскупской грабен-синклинали. На своде структуры настоящим «Дополнением 2...» проектируется бурение разведочной скважины КМ-21.

По VI ОГ выявлено, что нерасчлененная нижнеюрско-триасовая толща не имеет повсеместного распространения по всему блоку, что не противоречит региональной геологии Южно-Тургайского бассейна, в которой известно, что данные отложения развиты только в пределах грабен-синклиналей, а в остальных частях они отсутствуют в связи с высоким положением отложений палеозоя в пределах горст-антиклиналей в этот период времени. Максимальная отметка -3870 м отмечается на Арыскупской грабен-синклинали юго-восточнее месторождения Караколь, а минимальная -1200 м в сторону Нижне-Сырдарьинского свода.

Комплекс был вскрыт скважинами в пределах месторождения Майбулак Северный и Караколь. Нефтегазоносность данного комплекса установлена скважиной КМ-1 и подтверждена скважинами КМ-1_1, КМ-1_3 и КМ-1_4, пробуренных в 2016-17 гг.

V ОГ аналогично VI ОГ прослеживается не повсеместно. Максимальная отметка -3000 м отмечается в Арыскупской грабен-синклинали на юго-востоке месторождения Караколь, а минимальная -1100 м в сторону Нижне-Сырдарьинского свода.

Комплекс был вскрыт скважинами в пределах месторождения Майбулак Северный и Караколь. Нефтегазоносность данного комплекса установлена скважиной КМ-1_1 и подтверждена скважиной КМ-1_3, пробуренных в 2016-17 гг.

IV ОГ, стратифицирующийся как кровля отложений дощанской свиты прослеживается не повсеместно. Минимальная отметка -2650 м отмечается на севере Контрактной территории в пределах Черкитауской грабен-синклинали, а максимальная отметка -600 м отмечается в сторону Нижнесырдарьинского свода южнее Жинишкекумского прогиба .

Комплекс был вскрыт скважинами в пределах месторождения Майбулак Северный и Караколь. Нефтегазоносность данного комплекса установлена скважиной КМ-7 на месторождении Караколь, пробуренной в 2017 году.

III ОГ (кровля юры) имеет также не повсеместное распространение, с минимальными отметками -1920 м на севере Контрактной территории в пределах Черкитауской грабен-синклинали, с максимальными -600 м в сторону Нижне-Сырдарьинского свода характеризую планомерное погружение на север и северо-восток.

Комплекс был вскрыт всеми поисковыми скважинами, пробуренных АО «Кристалл Менеджмент». Нефтегазоносность данного комплекса доказана на месторождении Жинишкекум Южный, Караколь, Досжан. На юго-восточной части Контрактной территории выделяется перспективная *структура Коньс Западный* с площадью 2,5 кв.км. Структура выделяется по неокомским горизонтам в виде локальных замкнутых поднятий и по юрским в виде приразломных, тектонически экранированных, полузамкнутых поднятий. Настоящим «Дополнением №3...» на своде структуры проектируется разведочная скважина КМ-10.

Нижнедаульские отложения также не имеют повсеместного распространения в рассматриваемом районе. Минимальная отметка -1710 отмечается на севере Контрактной территории в пределах Черкитауской грабен-синклинали, а минимальная 540 м в пределах Нижнесырдарьинского свода в центральной и восточной частях рассматриваемой территории.

Комплекс был вскрыт всеми поисковыми скважинами, пробуренных АО «Кристалл Менеджмент». Нефтегазоносность данного комплекса доказана на месторождении Бестобе. На северной части Контрактной территории выделяется перспективная *структура Карамай* с площадью 5,9 кв.км. Структура представляет собой полуантиклинальную складку тектонического примыкания. Структура прослеживается по всем меловым горизонтам, которые примыкают к разлому, расположенного с запада от структуры, а юрские отложения, в отличие от меловых экранируются частью тектоническим нарушением, а частью прилеганием к палеозойскому фундаменту. Настоящим «Дополнением №3...» на своде структуры проектируется разведочная скважина КМ-9.

Верхнедаульские отложения имеют повсеместное распространения в рассматриваемом районе. Минимальная отметка -1410 отмечается в северо-западной части Жинишкекумской грабен-синклинали, а минимальная -270 м в пределах Нижнесырдарьинского свода в центральной части рассматриваемой территории.

По кровле отложений верхнедаульской свиты выделяются перспективные структуры Досжан Юго-Восточный, Карамай. Настоящим «Дополнением №3...» на своде этих структур проектируются поисковые скважины КМ-21 и КМ-9.

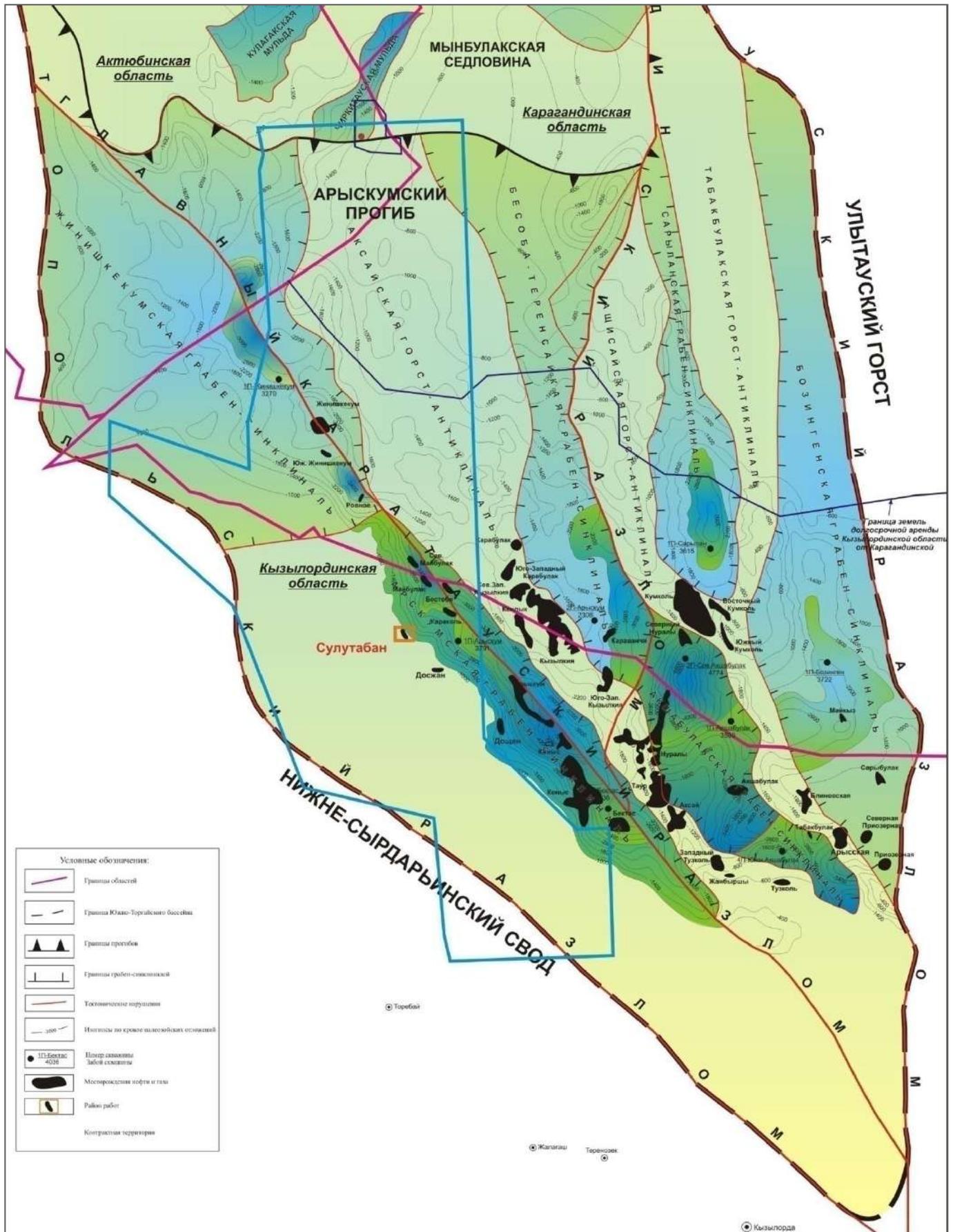


Рис.3.2.1 Тектоническая схема Южно-Торгайского прогиба

Дополнение №3 к проекту разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блока А)

3.3. Нефтегазоносность

В пределах площади проектируемых работ ранее были открыты нефтяные месторождения Майбулак и Жыланкыр, а также одно газоконденсатное месторождение Южное Ровное, горные отводы которых исключены из контрактной территории.

Силами АО «Кристалл Менеджмент» доказана нефтеносность площадей Майбулак Северный, Жинишкекум Южный, Досжан, Бестобе, Караколь, Сулутабан:

- скважиной КМ-1, пробуренной на структуре Северный Майбулак при достреле I объекта в интервале 2384-2357 м получен фонтанный приток безводной нефти в объеме 90 м³/сут на 7 мм штуцере с удельным весом 0,845 г/см³ в поверхностных условиях.

- скважиной КМ-1_1 после интенсификации I объекта в интервале 2556,2-2597,1 м получен периодический перелив нефти с удельным весом 0,877 кг/м³ в поверхностных условиях.

- скважиной КМ-2, пробуренной на структуре Жинишкекум Южный после интенсификации притока пластового флюида IV объекта в интервале 1292,6-1300 м при работе с винтовым насосом получена нефть в объеме 7,3 м³/сут с удельным весом 0,78 г/см³;

- скважиной КМ-2_1, пробуренной на структуре Северо-Западный Жыланкыр, при достреле II объекта получена пленка нефти с удельным весом 0,9 г/см³;

- скважиной КМ-6, пробуренной на структуре Досжан, при испытании получен фонтанный приток газа и воды. Дебит газа на 7 мм штуцере составлял 26455 м³/сут;

- скважиной КМ-7, пробуренной на структуре Караколь, испытанием установлена нефтегазоносность трех объектов, по ГИС газоносность одного объекта. Максимальный дебит нефти на 7 мм штуцере на II объекте составил 70 м³/сут, газа 6900 м³/сут.

- скважиной КМ-4, пробуренной на структуре Бестобе, при испытании получен фонтанный приток нефти газа в верхнедаульских отложениях. Дебит нефти на 7 мм штуцере 30 м³/сут, газа 7300 м³/сут.

- в скважине КМ-8 опробование проводилось двумя объектами в отложении верхнедаульской свиты нижнего мела.

В 1-ом объекте в интервале 621-626 м после работ по вызову притока методом свабирования и отработкой ШГН получен приток нефти с удельным весом 0,79-0,84 г/см³ в объеме 42,42 м³. Объект нефтеносный.

Во 2-м объекте в интервале 610-617 м получен переливающий приток нефти в объеме 9-11 м³/сут.

Результаты испытания скважин приведены в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1.

Структура	Скв.	Возраст	Интервал	Штуцер	Дебит нефти, м3/сут	Дебит газа, м3/сут	Плотность нефти в пов. усл., г/см3
Майбулак Северный	КМ-1	J ₁ -T	2357-2384	3	8,9	360	0,85
				5	56,4	1934	
				7	88,8	3069,6	
				9	110,4	3492	
Жинишкекум Южный	КМ-2	K _{1ar}	1292-1300		7,3	-	0,78
Досжан	КМ-6	J _{3kk}	1103-1106	3	-	12300	
				5		21918	
				7		26455	
Караколь	КМ-7	J ₂ -J ₃	1888-1894	3	15	2900	0,78
				5	12	2020	
				7	33	6500	
			1832-1849	3	20	6900	
				5	44	6850	
				7	70		
			1772-1777	3	0,5	1800	
				5	0,7	2500	
				7	1,2	2600	
			1518-1522 1527-1530	3	2-4	2400-2600	
				5	13-15	7600	
				7	19-23	9700-10100	
Бестобе	КМ-4	K _{1d₂}	762-767	3	5	2870	0,78
				5	23	6307	
				7	30	7300	
Сулугабан	КМ-8	K _{1d₂}	621-626		42	0,79-0,84	
			610-617		6-11		

3.4. Гидрогеологическая характеристика разреза

Согласно региональному гидрогеологическому районированию, описываемая территория относится к Тургайскому артезианскому бассейну I порядка, и в его пределах к Южно-Тургайскому артезианскому бассейну II порядка.

Район проектируемых работ характеризуются обилием водоносных горизонтов. Грунтовые и пластовые воды неоген-четвертичных, палеогеновых и верхнемеловых отложений изучены в результате проведенных гидрогеологических съемок. Пластовые воды нижнемеловых и юрских отложений изучены в глубоких параметрических, поисковых и разведочных скважинах, пробуренных с целью поиска УВ.

Водоносные горизонты неоген-четвертичных и палеоген-верхнемеловых маастрихтских (N₂-Q_{IV}-K_{2m}) отложений объединены, т.к. не имеют практического значения для обеспечения технического

водоснабжения разработки месторождения. Местами они используются для строительства колодцев и обеспечения водой отгонного животноводства. По условиям залегания воды, как правило, являются безнапорными. По степени минерализации воды очень пестрые, встречаются как пресные, с минерализацией 0,2-1,2 г/дм³, так и сильно соленые с минерализацией до 37 г/дм³. Воды гидрокарбонатные, сульфатно-хлоридные и сульфатные, реже гидрокарбонатно-хлоридные и трехкомпонентные. Пресные воды по химическому составу относятся к гидрокарбонатно-сульфатным натриево-магниевым.

В строении комплекса повсеместно отмечаются горизонты водоносных песков, суммарная мощность которых изменяется от 5-6 м до 60 м, при наиболее распространенных значениях 20-30 м. Водоносный комплекс верхнемеловых отложений (К₂) распространен в изученном районе почти повсеместно. Это самый выдержанный и наиболее перспективный водоносный комплекс, составляющий основу артезианского бассейна, и содержащий пресные и слабосоленоватые воды в значительных количествах.

Уровни носят напорный характер, величина напора достигает 51-516 м. Общий региональный уклон пьезометрической поверхности составляет 2% и направлен к западу.

Общая водопроницаемость характеризуемого водоносного комплекса изменяется от 3 до 5 м²/сут, при экстремальных значениях 0,04 и 14,6 м²/сут.

Для областей питания характерными являются хлоридно-сульфатные или сульфатно-хлоридные натриево-кальциевые воды с минерализацией 1-3 г/дм³. Минерализация подземных вод возрастает с глубиной: верхние горизонты комплекса содержат менее минерализованные воды, чем нижние.

Температура подземных вод закономерно изменяется, увеличиваясь в направлении с юго-востока на северо-запад от 11-12 до 33-35 °С, что связано с удалением от области питания и погружения водоносного комплекса на значительные глубины.

Дебиты скважин, приуроченных к характеризуемому водоносному комплексу, варьируют в широких пределах от 0,1 до 50 дм³/с, при изменении величин понижений от 2,3 до 41,5 м.

Описываемый водоносный комплекс имеет большое практическое значение, так как на любом участке его распространения можно получить воду в количестве, достаточном, чтобы удовлетворить потребность в воде любого объекта.

Нижнемеловой (К₁) гидрогеологический ярус, характеризуется относительным постоянством водоносных комплексов в количественном и качественном отношениях. Области питания водоносных комплексов располагаются за пределами изученного района.

Разгрузка подземных вод раннемелового гидрогеологического яруса осуществляется на пониженных участках рельефа за счет тектонических нарушений, а также за счет регионального подземного стока в сторону бассейна Аральского моря.

К этому гидрогеологическому ярусу приурочены мощные региональные водоносные горизонты с высокими фильтрационными свойствами. Эти горизонты составляют основу артезианского бассейна и являются наиболее перспективными. Подземные воды, заключенные в этих горизонтах, характеризуются постоянством химического состава и минерализации. Это преимущественно сульфатно-хлоридные натриевые воды, переходящие, в областях максимального погружения, в хлоридные натриевые. С этой же закономерностью изменяется, и минерализация подземных вод от 0,7 до 9 г/л. Кроме того, с погружением водоносных горизонтов на значительные глубины возрастает и температура подземных вод, достигающая на глубине 500 м 350С при минимальных температурах в периферийных частях артезианского бассейна 120-150С (теплые артезианские скважины Атаншы и Ораз-Казган).

Самый нижний гидрогеологический ярус приурочен к юрским породам и палеозою. Водоносные горизонты разобщены глинистыми флюидоупорами. Минерализация пластовых вод увеличивается вниз (по разрезу) от 36-40 г/л в неокоме до 80-95 г/л в юре. Воды характеризуются застойным гидродинамическим режимом. Содержащиеся в них воды опробованы в скв. 1 Ровная и имеют высокую минерализацию из-за отсутствия разгрузки, и весьма слабую продуктивность, вследствие заполнения пор и трещин глинистым материалом.

4. ОБЗОР, АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ВЫПОЛНЕННЫХ ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ

Согласно «Методическим рекомендациям ...» [14] данная глава должна содержать девять разделов. Четыре раздела, связанные с подсчетом запасов пропущены в связи с отсутствием утвержденного ОПЗ. Остальные пять разделов детально освещены по каждому месторождению и обнаружению в проектах оценок [3-8]. Тем не менее, в данном «Дополнении №3 ...» обобщены изученность глубоким бурением и опробование всех скважин, так как рассматриваемым проектным документом планируется охватить все территории оценки по блоку А.

4.1. Объем и результаты полевых геолого-геофизических исследований

Геолого-геофизическая изученность Контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» включая территорию оценки приведена в таблице 4.1 и графическом приложении 1.

4.2. Сведения о состоянии выполнения проектов поисковых и разведочных работ

Нефтегазоносность структуры и месторождения в пределах блока А была доказана в ходе реализаций трех проектов.

Сведения о проектах представлены в таблице 4.2.

4.3. Изученность глубоким бурением

В 2016-19 гг. силами АО «Кристалл Менеджмент» пробурены двенадцать поисковых скважин на структурах Майбулак Северный, Жинишкекум Южный, Юго-Восточное Ровное, Северо-Западный Жыланкыр, Бестобе, Досжан, Караколь и Сулутабан. Все скважины находятся в пределах рассматриваемой территории оценки. Данные по скважинам приведены в таблицах 4.3 и 4.4

4.4. Объем, методика и результаты опробования, испытания и исследования скважин

4.4.1 Методика опробования и испытания скважины

Опробование скважин в эксплуатационной колонне на месторождениях и перспективных структурах Блока А проводится по общепринятой методике: вскрытие, вызов притока, проведение комплекса исследовательских работ, задавка (замещение) и изоляционные работы. Объектами опробования являлись практически все пласты, имеющие благоприятную геолого-геофизическую характеристику. Вскрытие продуктивных горизонтов

Таблица 4.1 – Объемы и результаты полевых геолого-геофизических исследований

№№ п/п	Авторы отчета, год, наименование, организация, проводившая работы	Вид и масштаб работ	Основные результаты исследования	Подтверждаемость структуры глубоким бурением
1	2	3	4	5
1	Е.С.Григорчук 1967 г. Джекказганская геофизическая экспедиция ЦКТГУ	Регионально-рекогносцировочные работы методом ДЭЗ в южной части Тургайского прогиба	Составлена структурно-тектоническая схема по опорному геофизическому горизонту, выделяно ряд структур	
2	Семенов В.В., Яскеевич С.И. и др. 1987 г. ПГО Казгеофизика, Илийская экспедиция, Амангельдинская партия №1/85-87	Сейсморазведочные исследования МОГТ в восточной части Жиланчикского прогиба	Изучена восточная часть Жиланчикского прогиба по отложениям J-K, PZ комплексов. Уточнены границы Черкитауской, Бошаккульской г/с, Актауской г/а. Детализирована структура Черкитау в м-бе 1:50000. Выявлены структуры Жарколь, Тегене, Сарылка, Южный Сазымбай	На структуре Сазымбай по отчетам пробурены две параметрические скважины. Дел скважин или каротажных материалов нет, но по отчетам скважинами пласты-коллекторы, насыщенные УВ не встречены
3	Гольц Г.Д, Василенко Ю.Я., Аманжолов Т.К. 1989 г. Тургайская партия №14/87-89	Сейсморазведочные работы в объеме 1306 пог.км с кратностью 12 в пределах Мынбулакской седловины	Уточнено строение Мынбулакской седловины по PZ, IV, III, IIa ОГ. Построены карты в м-бах 1:100000, 1:50000. Детализировано строение Миюрской г/с. В зоне выклинивания юрских отложений подготовлены на пнктинальные ловушки Восточный и Центральный Миюр	Нет данных
4	Семенов В.В. и др. 1989 г. ПГО Казгеофизика, Илийская экспедиция, Амангельдинская партия №1/87-89	Сейсморазведочные работы МОГТ в объеме 1227 пог.км. с кратность 12, МПВ в объеме 229,2 пог.км. в пределах южной части Жиланчикского прогиба	Уточнено геологическое строение Жинишкекумской и Черкитауской г/с, изучены наиболее погруженные части площади. Определены зоны выклинивания верхнеюрских отложений, структура Тенгельбай в восточной части Мынбулакской седловины. По III ОГ выделена структура Карамол, детализирована структура Сарыалка и передана под глубокое бурение. В восточной части площади работ MZ-KZ отложения сокращаются в сторону Мынбулакской седловины за счет выклинивания меловых отложений. Подготовлена структура Узынчик и Атанбас в пределах Кулагакской г/с, структура Жарколь на севере Актакской г/а.	Дел скважин или каротажного материала по скважине Узынчик нет, но по отчетам скважиной пласты-коллекторы, насыщенные УВ не встречены
5	Белов С.В., Абдуллаев И.Ш., 1990 г. Турланская геофизическая экспедиция, Южно-Арыкумская партия 2/88-90	Сейсморазведка – 2504,4 пог.км. с кратностью 12-24; гравиразведка рядовая с шагом профилей 500 м на 7773 пог.км. в м-бе 1:50000	Изучено геологическое строение Арыкумского прогиба по подошве осадочного чехла, поверхности юрских, среднеюрских, арыкумского горизонта. Подготовлены под поисковое бурение структуры Бектас, Коныс, Южный Коныс, Дошан. Выделены структуры Карайсор, Южный Дошан, Ащысай, Приозерная, Тасбулак. В результате гравиметрических съемок построены карты изоанамалии 0,25 мГа, выявлены 55 положительных и 46 отрицательных аномалии в пределах юга Арыкумского прогиба	На даты составления настоящего проекта по всем отмеченным структурам, кроме Карайсор, Приозерная и Тасбулак есть месторождения нефти и газа
6	Божок Н.И., Резенко А.Ф., Золоторубов А.В., 1991 г. Аэрогеофизическая экспедиция, Тургайская партия	Гравиразведка в м-бе 1:50000 по сети 500x500 м, 1000x250 м; электроразведка ЭСБ профильная с шагом 1 км; ТЗВП профильная с шагом 1-2 км, ЕП с шагом 50 м на площади 13617 кв.км. в восточной части Южно-торгайской впадины на площади 6900 кв.км.+газогехимическая съемка 9800 кв.км.	Исследован склон Мынбулакской седловины. Выделены Акшалинская г/с, неантиклинальные ловушки. В Джымькинской г/с выделена структура Джымьк и погребенный конус выноса. Аномалия ВП на уч. Майбулак проследена на 8 км от известного контура нефтеносности, также наблюдается аномалия на структуре Бестобе в зоне выклинивания коллекторов. Выделены структуры в Арыкумском прогибе.	Нет данных

продолжение таблицы 5.1

7	Быкадоров В.А., Жуйков О.А., Осинин Н.В., 1991 г, Казгеофизика, Илийская геофизическая экспедиция, Панфиловская партия №3/89-91	Сейсмические работы МОГТ-2Д в объеме 4706 пог.км. с кратностью 12-24; МПВ зондирование в объеме 370,5 пог.км.	Изучено геологическое строение северной части Жинишкекумской и южной части Черкитауской г/с. Построены структурные карты по четырем отражающим горизонтам (PZ, III, Па, II) и карта изопахит юрского комплекса пород в м-бе 1:100000. По детальному участку Карамола построены структурные карты по PZ, III, Па, II ОГ. Структура рекомендована под глубокое бурение. Выявлены локальные структуры Жубан, Агытай, Тенгельбай, и Западный Тенгельбай. Рекомендовано на структуре Карамола пробурить скважину глубиной 2200 м. На локальных структурах Тенгельбай, Восточный Тенгельбай, Западный Тенгельбай и Жидели рекомендуется провести детальные работы МОГТ.	Нет данных
8	Осинин Н.В., 1993 г, Алматинская геофизическая экспедиция, Панфиловская партия №3/90-93	Сейсмические работы МОГТ 2Д в объеме 900,7 пог.км. с кратностью 12-24; МПВ зондирование в объеме 118 пог.км.	Изучено геологическое строение Жинишкекумской, Черкитауской г/с и Мынбулакской седловины и прослежена эрозионная поверхность палеозоя и структура осадочного мезокайнозойского чехла. Построены структурные карты PZ, III, Па, II ОГ и карта изопахит юрского комплекса в м-бе 1:100 000. Рекомендовано под глубокое бурение структуры Тенгельбай и Зап. Тенгельбай. Выявлены локальные структуры Мыхай, Жубан, Шалкар	Нет данных
9	В.Ф. Подколзин и др., 1993 г., АО «Алматыгеофизика», Тургайская партия №14/9193	Сейсмические работы МОГТ 2Д в объеме 1365 пог.км. с кратностью 12x24x48.	Изучено геологическое строение Жинишкекумской г/с и ее связь с Арыскупской г/с и Нижнесырдарьинским сводом. Построены структурные карты по PZ, III, Па, II ОГ. Подготовлены под глубокое бурение структуры Дарханбай, Карамай, Вост. Бектебай, Кигебай, Обалысай, Кукумбель. Выявлены неантиклинальные структуры Северная, Восточная, Западная. Карты построены в м-бах 1:200000, 100000, 50000, 25000 по горизонтам PZ, V, IV, III, Паг, Па II ОГ	Нет данных
10	РННО «PETROM», НПФ «ДАНК», Кузнецов А.В., Илимбаев А., Маргаритеску К., 2000 г.	Сейсморазведка МОГТ 2Д, в объеме 541,3 пог.км. на площадях Атанши+Косбармак (Черкитау), Жинишкекум (юв часть). Всего 28 профилей с кратностью 50	Детализированы локальные структуры Ровная, Ровная Южная, Дархан, Жиланкыр, Черкитау, Донгызтау, Байтылда.	Открыты м/я Ровная Южная и Жиланкыр. Структуры Ровная, Донгызтау и Байтылда разбурены и пласты-коллекторы, насыщенные УВ не обнаружены.
11	РННО «PETROM», НПФ «ДАНК», Кузнецов А.В., Илимбаев А., Маргаритеску К., 2002 г.	Сейсморазведка МОГТ 2Д, в объеме 516,1 пог.км. на площадях Черкитау (8 профилей), Северное Ровное (14 профилей) с кратностью 58-60	Построены карты по опорным отражающим горизонтам мезозойского и палеозойского комплексов отложений.	Открыты месторождения Жыланкыр, Ровная Южная
12	ТОО «GeoEnergiGroup», Семенов В.В., Кадури И.Н. 2015 г.	Сейсморазведка 2Д, 3631,3 пог.км. МТЗ 640 ф.т.	Были выявлены 7 структур: Юж.Жинишкекум, З.Ровное, Дадикбай, Сортобе, С.Жамантуз, В.Ровное, С.Майбулак. Рекомендовано проведение 3Д съемки в связи с маленьким размером ловушек	
13	ТОО «GeoEnergiGroup», Семенов В.В. Кадури И.Н., 2015 г.	Сейсморазведка 2Д, 748 пог.км. МТЗ 318 ф.т.	Были выявлены три ловушки в Нижнесырдарьинском своде. Рекомендовано проведение детальной 2Д съемки в связи с большой площадью структур	
14	ТОО «GeoEnergiGroup» 2015 г, ТОО «RES» Матлошинский Н.Г. 2016 г.	Сейсморазведка 3Д, 400 кв.км.	Выявлены пять перспективных структур в пределах куба Ровное и пять перспективных структур в пределах куба Жинишкекум	Открыты два месторождения: Юж.Жинишкекум, С.Майбулак
15	ТОО «GeoEnergiGroup», 2016 г, ТОО «RES». Автор отчета Матлошинский Н.Г. 2017 г	Сейсморазведка 3Д, 1000 кв.км.	Выявлены восемь перспективных структур	Открыты три нефтяные и одна газовое месторождения: Караколь, Бестобе, Сулутабан и Досжан
16	ТОО «GeoEnergiGroup», 2017 г., ТОО «RES», Матлошинский Н.Г. 2017 г.	Сейсморазведка 2Д, 981 пог.км.	Выявлены и подготовлены к бурению восемь перспективных структур	
17	ТОО «GeoEnergiGroup», 2017 г., ТОО «RES», Матлошинский Н.Г. 2017 г»	Сейсморазведка 3Д, 80 кв.км.	Выявлены и подготовлены к бурению семь перспективных структур	
18	ТОО «GeoEnergiGroup», 2017 г., ТОО «RES», Матлошинский Н.Г. 2018 г	Сейсморазведка 2Д, 300 пог.км.	Детализированы и подготовлены к бурению две структуры, выявленные на Нижнесырдарьинском своде.	

19	ТОО «Reservoir Evaluation Services», 2019г.	Переобработка и преинтерпретация сейсмических данных 3Д в объеме 55 км ² .	Переобработанные данные, построенные атрибуты и куб спектральной декомпозиции не дали желаемого положительного результата для определения тел, русел и фациальной изменчивости на месторождении Бестобе.
----	---------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Таблица 4.2 – Сведение о состоянии выполнения проектов поисковых и разведочных работ

№№ п/п	Проект предшествующего этапа разведочных работ на углеводороды	Дата утверждения	Количество проектных скважин	Проектные глубина (м), горизонт	Начало работ на площади	Результаты и состояние работ на месторождении
			Количество пробуренных скважин	Фактические глубина (м) горизонт	Окончание работ по данному проекту	
1	2	3	4	5	6	7
1	Проект разведочных работ на территории блока А Контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент»	15.11.2018	1	КМ-8: 1000 (PZ)	10.12.2018	Выявлены: восемь нефтяных пластов по данным ГИС в верхнедаульской свите нижнего мела и палеозоя. Скважина в консервации
			1	КМ-8: 806 (PZ)	20.07.2019*	
2	Дополнение №3 к проекту поисковых работ на территории блока А Контрактной территории ТОО «Кристалл Менеджмент»	26.09.2016	5	КМ-1: 2600 (J1), КМ-2: 2000 (PZ), КМ-3: 1750 (J1), КМ-2_1: 2000 (J1), КМ-1_1: 2600 (J1)	28.04.2016	По Жинишкекуму выявлены: пять нефтяных залежей: две в нижнедаульской свите, одна в юре и две в отложениях палеозоя. По Майбулаку выявлены: три нефтяных залежей по сазымбайской свите нижней юры. Скважины законсервированы
			5	КМ-1: 2594 м (J1), КМ-2: 1755 м (PZ), КМ-3: 1992 м (J1), КМ-2_1: 2247 м (J1), КМ-1_1: 2850 м (J1)	25.11.2017*	
3	Дополнение №4 к проекту поисковых работ на территории блока А Контрактной территории ТОО «Кристалл Менеджмент»	10.05.2017	6	КМ-1_3: 3250 м (J1), КМ-1_4: 3250 м (J1), КМ-1_5: 2600 м (J1), КМ-4: 1200 м (PZ), КМ-6: 1500 (PZ) КМ-7: 2100 м (J1)	25.04.2017	По Майбулаку подтверждены три нефтяных залежей, также дополнительно выявлены 5 нефтяных и 6 газовых залежей Скважины законсервированы в ожидании пробной эксплуатации. По Бестобе выявлены: семь нетегазовых залежей в даульской свите (6) и отложениях палеозоя (1). Скважина законсервирована в ожидании пробной эксплуатации. По Досжан выявлены: одна нефтяная и одна газовая залежь в кумкольской свите верхней юры. Скважина законсервирована в ожидании пробной эксплуатации По Караколь выявлены три нефтегазовых залежей в дощанской свите и одна газовая залежь с нефтяной оторочкой в кумкольской свите верхней юры
			6	КМ-1_3: 3500 м (J1), КМ-1_4: 3500 м (J1), КМ-1_5: 2850 м (J1), КМ-4: 1200 м (PZ), КМ-6: 1500 (PZ) КМ-7: 2350 м (PZ)	20.10.2018*	
4	«Проект разведочных работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент»	26.10.2018	1	КМ-8: 1000 (PZ)	13.12.2018	В результате выполнения проектных решений было открыто месторождение Сулутабан, где из отложений даульской подсвиты нижнего мела получены притоки нефти. Продуктивными являются горизонты М-0-1 и М-0-2.
			1	КМ-8: 608 (PZ)	22.01.2019г	
5	«Дополнение к проекту разведочных работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент»	19.04.2019	5	КМ-9: 2650 м (J1), КМ-10: 2250 м (PZ), КМ-21: 1050 м (PZ), КМ-8_1: 750 м (PZ), КМ-12: 1600 (PZ)	19.04.2019	
			-	-	7.02.2020	
6	«Проект разведочных работ по оценке месторождения Бестобе согласно контракта № 3996 от	01.03.2019	1	КМ-4_2: 1400 (PZ)	01.03.2019	Из-за введенных в Республике Казахстан в 2020г карантинных мер в связи с пандемией коронавируса, согласно «Информационного отчета по авторскому надзору за реализацией проекта разведочных работ по оценке
			-	-	7.02.2020	

	«7» февраля 2014 года»					месторождения Бестобе согласно контракта №3996 от 07 февраля 2014 года», бурение проектной скважины КМ-4_2 предусмотренной в базовом проекте, перенесено на 2022г.
7	«Проект разведочных работ по оценке месторождения Караколь согласно контракта № 3996 от «7» февраля 2014 года»	01.03.2019	2	КМ-7_1: 2100 м (J1), КМ-7_2: 2100 м (J1)	01.03.2019	
			2	КМ-7_1: 2009 м (J1), КМ-7_2: 2350 м (J1)	7.02.2020	
8	Проект разведочных работ по оценке месторождения Майбулак Северный согласно контракта № 3996 от «7» февраля 2014 года»	28.06.2019	1	КМ-1_2: 2800 м (J1)	28.06.2019	Из-за введенных в Республике Казахстан в 2020г карантинных мер в связи с пандемией коронавируса, согласно «Информационного отчета по авторскому надзору за реализацией проекта разведочных работ по оценке месторождения Майбулак Северный согласно контракта №3996 от 07 февраля 2014 года», бурение проектной скважины КМ-1_2 предусмотренной в базовом проекте, перенесено на 2022г.
			-	-	7.02.2023	
9	«Проект разведочных работ по оценке месторождения Жинишкекум Южный согласно контракта № 3996 от «7» февраля 2014 года»	28.06.2019	1	КМ-2_2: 1500 (PZ)	28.06.2019	Из-за введенных в Республике Казахстан в 2020г карантинных мер в связи с пандемией коронавируса, согласно «Информационного отчета по авторскому надзору за реализацией проекта разведочных работ по оценке месторождения Жинишкекум Южный согласно контракта №3996 от 07 февраля 2014 года», бурение проектной скважины КМ-2_2 предусмотренной в базовом проекте, перенесено на 2022г.
			-	-	7.02.2023	
10	«Проект разведочных работ по оценке месторождения Досжан согласно контракта № 3996 от «7» февраля 2014 года»	28.06.2019	1	КМ-6_1: 1700 (PZ)	28.06.2019	Из-за введенных в Республике Казахстан в 2020г карантинных мер в связи с пандемией коронавируса, согласно «Информационного отчета по авторскому надзору за реализацией проекта разведочных работ по оценке месторождения Досжан согласно контракта №3996 от 07 февраля 2014 года», бурение проектной скважины КМ-6_1 предусмотренной в базовом проекте, перенесено на 2022г.
			-	-	7.02.2023	
11	«Дополнение №2 к проекту разведочных работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блока А)	28.06.2019	8 3- независимые, 5 -зависимых)	КМ-9: 2600 м (J1), КМ-10: 2200 м (PZ), КМ-21: 800 м (PZ), (независимые)	28.06.2019	Из-за введенных в Республике Казахстан в 2020г карантинных мер в связи с пандемией коронавируса, бурение 3-х независимых проектных скважин согласно «Информационного отчета по авторскому надзору за реализацией Дополнения №2 к проекту разведочных работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блока А)" перенесено на 2022г, а бурение 5-ти зависимых скважин и др. работ - на 2022-2023гг.
			-	-	7.02.2023	
12	"Проект разведочных работ по оценке обнаруженной залежи Сулутабан согласно контракта № 3996 от «07» февраля 2014 г"	28.06.2019	2	КМ-8_1 : 750 м (PZ), КМ-12: 1350 м (PZ)	28.06.2019	Из-за введенных в Республике Казахстан в 2020г карантинных мер в связи с пандемией коронавируса, бурение 2-х независимых проектных скважин согласно «Информационного отчета по авторскому надзору за реализацией проекта разведочных работ по оценке обнаруженной залежи Сулутабан согласно контракта № 3996 от «07» февраля 2014 г " перенесено на 2022г, а работы по переобработке и переинтерпретации данных 3Д, подсчет запасов УВС - на 2022-2023гг.
			-	-	7.02.2023	

Таблица 4.3 – Изученность бурением в пределах оцениваемой площади

№ № п/п	№ скв.	Категория скважины	Фактическая глубина, м	Альтитуда , м	Дата окончания строительства	Результаты бурения, опробования, испытания, состояние скважины
			Фактически горизонт			
1	2	3	4	5	6	7
1	КМ-8	поисковая	806	178,5	28.01.2019	Выявлены: восемь нефтяных пластов: пять в верхнедаульской свите, три в отложениях палеозоя. Скважина в пробной эксплуатации
			палеозой			
2	КМ-2	поисковая	1755	122,78	29.07.2016	Выявлены: пять нефтяных залежей: две в нижнедаульской свите, одна в юре и две в отложениях палеозоя. Скважина в консервации.
			палеозой			
3	КМ-4	поисковая	1200	143,7	18.09.2018	Выявлены: семь нетегазовых залежей в даульской свите (6) и отложениях палеозоя (1). Скважина в наблюдательном фонде
			палеозой			
4	КМ-6	поисковая	1500	185,15	26.07.2017	Выявлены: пять нефтяных залежей: две в нижнедаульской свите, одна в юре и две в отложениях палеозоя. Скважина в консервации
			палеозой			

продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4	5	6	7
5	КМ-7	поисковая	2350 м	141,4	28.08.2018	Выявлены: три нефтегазовых и одну газовую залежь с нефтяной оторочкой. Скважина в пробной эксплуатации
			палеозой			
6	КМ-7_1	оценочная	2009 м	180,09	04.09.2019г	По ГИС не выделены перспективные на УВ горизонты. Скважина ликвидирована.
			палеозой			
7	КМ-7_2	оценочная	2350 м	154,04	17.09.2019г	При опробовании получены притоки пластовой воды. Скважина ликвидирована.
			палеозой			
8	КМ-1	поисковая	2547	102,17	20.09.2016	Выявлены: 12 залежей: из них 8 нефтяных и 4 газовых. Скважина в пробной эксплуатации
			Нижняя юра			
9	КМ-1_1	поисковая	2850	117,8	22.03.2017	Выявлены: 12 залежей: из них 8 нефтяных и 4 газовых. Скважины законсервированы
	Нижняя юра					
10	КМ-1_3		3500	110,96	20.10.2018	
	Нижняя юра					
11	КМ-1_4	3500	97,3	22.10.2018		
	Нижняя юра					
12	КМ-1_5	поисковая	2850	99,33	09.01.2018	Скважина ликвидирована.
			Нижняя юра			
13	КМ-3	поисковая	2250	91,85	26.03.2017	Скважина ликвидирована.
			Нижняя юра			
14	КМ-2_1	поисковая	1994	106,46	19.11.2016	При опробовании получена пленка нефти. Скважина ликвидирована.
			Нижняя юра			

проводились в скважине, заполненной технической водой, с обязательной привязкой по ГК и ЛМ. При этом использовались заряды PowerJet, Orion Dynawell 39 gr dr3 с плотностью зарядов 16 отв./м. Точность интервала перфорации контролировалась записью термометрии и локатором муфт. Перед опробованием скважины проводилась запись АКЦ для контроля за качеством цементационных колонн. После окончания

опробования объекты изолировались установкой цементных мостов и взрыв-пакеров, герметичность которых определялась опрессовкой на 12 МПа.

С целью определения работоспособности интервалов перфорации, профиля притока, забойной температуры и давления, выявления возможных заколонных перетоков и интервалов негерметичности эксплуатационной колонны в скважине проведены в динамическом режиме следующие геофизические исследования, содержащим датчики ВТ (высокочувствительный термометр), МН (манометр), ВЛГ (влажномер), СТ (термоиндикатор притока), РГД (большой и малый расходомер), ЛМ (локатор муфтовых соединений), ГК (гамма-каротаж для привязки глубин).

Таблица 4.4 – Конструкция и техническое состояние скважин, пробуренных в пределах территории оценки

№ п/п	Скв	Конструкция	Объем керна, м	Состояние на 2021 год
1	КМ-8	324 мм – 40 м	86,2	В пробной эксплуатации
		245 мм – 495		
		177,8 мм – 795		
2	КМ-2	426 мм – 53 м	39,48	В консервации
		324 мм – 440,5 м		
		245 мм – 988,46		
		168 мм – 1750		
3	КМ-4	324 мм – 156,25 м	222,46	В наблюдательном фонде
		245 мм – 700,73		
		177,8 мм – 1199		
4	КМ-6	324 мм – 152,9 м	8,69	В консервации
		245 мм – 613,47		
		177,8 мм – 1182		
5	КМ-7	426 мм – 47,5 м	222,46	В пробной эксплуатации
		324 мм – 240,5 м		
		245 мм – 1100,9		
		178 мм – 2339,5		
6	КМ-7_1	426 мм – 45,7 м	9,0	Ликвидирована
		324 мм – 254,06 м		
		245 мм – 1104,68 м		
		177,8 мм -		
7	КМ-7_2	426 мм-44,2м	9,28	Ликвидирована
		324 мм – 242,73 м		
		245 мм – 1102,26 м		
		177,8 мм -2100м		
8	КМ-1	426 мм x 50 м	74,75	В пробной эксплуатации
		324 мм x 421,97 м		
		245 мм x 1077,34 м		
		168 мм x 2519,6 м		
9	КМ-1_1	426 мм x 50 м	75,18	В консервации
		324 мм x 254,61 м		
		245 мм x 1083,2 м		
		168 мм x 2801,17 м		
10	КМ-1_3	426 мм x 50 м	133,9	В консервации
		324 мм x 273,2 м		
		245 мм x 1500,49 м		
		178 мм x 2639,62 м		
		127мм x 3252,8 м		
11	КМ-1_4	426 мм x 50 м	315,24	В консервации
		324 мм x 254,38 м		
		245 мм x 1586,8 м		
		178 мм x 2737,28 м		
		127мм x 3494 м		
12	КМ-1_5	426 мм x 50 м	40,7	Ликвидирована
		324 мм x 249,28 м		
		245 мм x 1411,38 м		
		178 мм x 2242,26 м		
		127мм x 2846,38 м		
13	КМ-2_1	324 мм x 40,66 м	61,44	Ликвидирована
		245 мм x 1270 м		
		178 мм x 2247,03 м		
14	КМ-3	324 мм x 55 м	109,19	Ликвидирована
		245 мм x 790 м		

Дополнение №3 к проекту разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блока А)

Глубины всех методов ГИС приведены к глубинам в открытом стволе скважины с использованием кривой ГК. Качество материалов удовлетворительное и соответствует допускам технических инструкций к скважинным приборам.

В процессе опробования применялись насосно-компрессорные трубы диаметром 73мм (НКТ), отечественного и зарубежного производства, спускаемые на 10-15м выше кровли вскрытого интервала. Вызов притока осуществлялся путем снижения забойного давления с целью создания депрессии на пласт.

В зависимости от полученного притока пластового флюида проводился соответствующий комплекс исследований. В период замера рост давления регистрировался показаниями устьевых манометров через 3-10 минут в начале и 30-60 минут в конце. Давление считалось восстановленным, когда показания повторялись три раза в пределах погрешности манометров. После восстановления давления проводился замер градиента давления по стволу через каждые 50м с выдержкой в каждой точке по одному часу. Отбор глубинной пробы из объекта проводился в количестве 3-х проб. По завершению скважина закрывалась на КВД с постоянной регистрацией измерения давления на забое и на устье до выхода на статическое положение.

4.4.2 Результаты опробования продуктивных горизонтов

Результаты опробования и испытания продуктивных горизонтов приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты опробования скважин, пробуренных в пределах территории оценки

№скв №об.	Дата (начало и конец испытания)	Интервал опроб. и испыт., м	Гори- зонт	Искус- ствен- ный забой, м	Способ вскрытия горизонта	Способ опроб. горизонта	D шт.	Фактическое время работы, час	Давление, МПа				Деп- рес- сия	Дебит			Газовый фактор м ³ /м ³		
									плас- товое	забой - ное	зат- руб- ное	труб- ное		газа м ³ /сут	нефти м ³ /сут	воды м ³ / сут			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
КМ-8																			
I	<u>22.02.2019г</u> <u>30.03.2019г</u>	<u>621-626</u> -799,5-804,5		628		свабирование / отработка ШГН			4,9	0,04- 0,26					5,2-7,2	1,2-2,6			
II	<u>01.04.2019г</u> <u>23.06.2019</u>	<u>610-617</u> -788,5-795,5		620	DynaWell 39 gr dp3	Свабирование			5,4						10				
						Фонтан/перел ив									6				
						отработка ШГН									10				
						отработка ВШГН									30				
КМ-6	<u>28.08.2017г</u> <u>11.09.2017г</u>	<u>1103-1106</u> <u>1109-1113,5</u> -913,4-916,4 -919,4-923,9	Ю-III-2	1168,21	ORION RDX 16 отв./п.м.	фонтан	5 3 5 7 11	41,83 11,33 9,83 34 40,5	10,1	8,76 9,72 8,73 7,2 5,79		5,5 6,5 5,5 4,5 3,0		27532,8 12300 21918 26455,2 12997,92		35,52 9,504 34,8 53,28 59,28			
II	<u>14.09.2017г</u> <u>21.10.2017г</u>	<u>1080-1086</u> -890,4-896,4 дострел <u>1025,6-</u> <u>1026,9</u> -836,0-837,3	Ю-III-1	1098,68	ORION RDX 16 отв./п.м.	компресси рование	Приток жидкости с удельным весом 1,03 г/см ³ с наличием нефти объемом 1,71 м ³ .												
КМ-2		<u>1400-1408</u>		1736,2	Power Jet Omega	свабирование	Объем добытой нефти 2,8 м ³												
I	<u>13.08.2016г</u> <u>23.08.2016г</u>	-1277,2- 1285,2	PZ-2		4505-39гр.														
					16отв/п.м.	СКО													
II	<u>24.08.2016г</u> <u>09.09.2016г</u>	<u>1339-1357</u>	PZ-1	1369,3	Power Jet Omega	сваби- рование	Объем добытой нефти 3,5 м ³												
		-1216,2- 1234,2			4505-39гр.														
					16отв/п.м.	СКО													

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18			
V	14.12.2017 04.01.2018	926,3-948 -778,98- 800,68	M-0-7	948	ПК-114, ORION 102-04-RDX, 16 отв/м (80)	Сваб-ие	2											25,2		
							2											8,16		
							0,5											8,16		
							2											6,12		
							2											26,52		
							6											6,52		
							5											0,96	6,4	
							3											0,8	8,72	
							2,5											6,72	6,3	
							1,5											1,6	6,56	
							УЭЦН											6	38,76	
																		6	24,48	
																		4	0,78	10,44
																		3	0,8	3,28
2	10,8	11,64																		
2	7,68	2,52																		
IV+ V	02.12.2017 12.12.2017	926,3-961,3 -778,98- 813,98	M-0-7	974	ПК-114, ORION 102-04-RDX, 16 отв/м (170)	Сваб-ие	4											32,16	52,44	
							8,5											4,7	5,8	
							6											9,56	12,2	
						Компр-ие	5											7,5	9,6	
							3											0	0	
						Сваб-ие	0,5											19,68	48,96	
							0,5											16,8	40,8	
IV	29.11.2017 30.11.2017	958,5-966 -811,18- 818,68	ВНЕ ГОР	974	ПК-114, ORION 102-04-RDX, 16 отв/м (85)	Сваб-ие												Притока пластового флюида нет		
III	23.11.2017 28.11.2017	975-978,8 -827,68- 831,48	M-0-8	984	ПК-114, ORION 102-04-RDX, 16 отв/м (56)	Свабирова ние и компресси рование	34				7,5							Всего добыто 4,0 м3 нефти и 25,85 м3 тех. воды		
II	03.11.2017 21.11.2017	993,2-1005,7 -845,88- 858,38	PZ	1006	ПК-114, ORION 102-04-RDX, 16 отв/м (109)	Сваб-ие												До СКО добыто 4,25 м3 жидкости. После СКО - 4,8 м3 нефти и 16,66 м3 тех. воды		
I	24.10.2017 02.11.2017	1012-1056 -846,68- 908,68	PZ	1186,6	ПК-114, ORION 102-04-RDX, 16 отв/м (488)	Сваб-ие												Всего вытеснено 75,3 м3 пластовой воды		
KM-7 III	06.05.2018 23.05.2018	1518-1522 -1372,2- 1376,19	Ю-III		ПК-114, ORION 102-04-RDX, 16 отв/м (64)	фонтан	61	3	15.27	15,1- 13,9	13	11		2603	3,82					
							64,5	5		13,9- 12,6	13,15	10,8		7568	14,9					
							106, 5	7		12,4	12,2	10,2		10053	22,2					

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
II		3076-3085; 3087,3-3090; 3093,4-3097; <u>3116-3126</u> ; -2965-2974; -2976,3-2979; -2982,4-2986; -3005-3013			ORION 89-02 RDX 34гр 16 отв./п.м.	Компр-ие, сваб-ие, СКО		Приток пластового флюида не получен									
III	<u>30.01.2018</u> 17.03.2018	<u>3040-3071</u> ; -2929-2960	Ю-VI-10	3245,16			5	Получен приток газа 8082,3 м3									
IV	<u>20.03.2018</u> 17.05.2018	<u>2929-2945</u> -2818-2834	Ю-VI-8	3034,5		Компр-ие, сваб-ие, СКО		Получен приток газа 3079,19 м3									
V		2872-2885; <u>2890-2903</u> -2761-2774; -2779-2792															
VI		2822-2824,5; 2830-2839; <u>2844-2865</u> -2711-2713,5; -2719-2728; -2733-2754	Ю-VI-7														
VII	<u>18.05.2018</u> 17.06.2018	<u>2790-2811,5</u> -2679-2700,5				Сваб-ие, компр-ие, СКО		Получен приток газа в объеме 14762,482 м3									
VIII	<u>21.06.2018</u> 02.07.2018	2663-2664; 2672-2673; 2680-2688,5; 2710,5-2723,5; <u>2735-2741,3</u> -2552-2553; -2561-2562; -2579-2577,5; -2599,5-2612,5 -2624-2630	Ю-VI-6	2780,1		Сваб-ие, компр-ие,		Получен приток тех. воды с незначительным газом									
IX	<u>03.07.2018</u> 06.09.2018	<u>2080,9-2103,4</u> -1969,94-1992,44	Ю-VI-1	2504,7				Получен приток нефти									
X	<u>09.09.2018</u> 25.09.2018	1998-1999; 2003-2004,5; <u>2009,5-2011</u> -1887,04-1888,04; -1892,04-1893,54; -1898,54-1900,04	Ю-V-2	2069,88		Сваб-ие		Приток газа в объеме 441906,3 м3. Расчетный дебит газа 64391,33 м3/сут на 9 мм штуцере									
	<u>26.09.2018</u> 20.10.2018	ДОСТРЕЛ 1893-1908; <u>1941,1-1959</u> -1782,04-1797,04; <u>-1830,14-1848,04</u>	Ю-V-1	1989,82				Приток газа в объеме 186908,89 м3. Расчетный дебит газа 22329,08 м3/сут на 9 мм штуцере									

5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

5.1. Цели и задачи проектируемых работ

Составление настоящего «Дополнения №3...» обусловлено необходимостью изучения:

- перспективности меловых и юрских отложений на юго-восточной и северной части контрактной территории;
- перспективности верхнедаульской свиты нижнего мела в пределах всего блока.

Настоящим «Проектом...» планируется бурение:

- трех независимых скважин, переходящих из предыдущего проектного документа;
- пяти оценочных зависимых скважин, переходящих из предыдущего проектного документа.
- проведение электроразведочных работ методом МТЗ (магнитно-теллурическое зондирование) в объеме 716 пог. км (зависимый этап) для возможности прослеживания карбонатных отложений фундамента, развитых в северной части контрактной территории оценки на предмет нефтегазоносности.

Основой для рационального размещения проектных скважин послужили структурные карты, сейсмогеологические и временные разрезы, полученные по результатам интерпретации данных сейсмики МОГТ-2Д, отработанных в 2017 г.

На этапе оценки залежей нефти и газа должны быть решены следующие задачи:

- 1) оценка распространения залежей УВ;
- 2) установление характера насыщения залежей;
- 3) уточнение положения контактов газ-нефть-вода и контуров залежей;
- 4) установление типа залежи;
- 5) изучение емкостно-фильтрационных свойств коллекторов по керну, определение связей Керн-ГИС;
- 6) определение параметров коллекторов: эффективных толщин, пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности и их изменчивость по площади и разрезу;
- 7) изучение физико-химических свойств углеводородов и пластовых вод в пластовых и поверхностных условиях, определение их товарных характеристик и изменчивости по площади и разрезу;
- 8) определение дебитов углеводородов и воды, пластового давления, давления насыщения и коэффициентов продуктивности скважин.

5.2. Обоснование этажей оценочных работ

В пределах блока А установлена нефтеносность верхнедаульской и арыскупской свиты нижнего мела, а также отложений палеозоя на месторождениях Жинишкекум Южный, Бестобе, Досжан, Сулутабан.

На оцениваемых в настоящем проекте структурах, участков оценки Сулутабан, Досжан Юго-Восточный, Коныс Западный и Карамай ожидается вскрытие залежей УВ в этих же горизонтах. Кроме того, на участках Коныс Западный и Карамай ожидается вскрытие залежей УВ в отложениях верхней юры, нижней и средней юры, аналогичных открытым на месторождениях Майбулак Северный и Караколь.

Учитывая это, в оцениваемой части интерес будет представлять весь мезозойский комплекс и верхняя часть палеозоя, что не противоречит представлениям региональной геологии.

5.3. Геофизические работы

Электроразведочные работы (МТЗ) планируется провести в 2022 году на северной части блока (графическое приложение 1) для возможности прослеживания карбонатных отложений фундамента, развитых в этой части контрактной территории, и оценки на предмет нефтегазонасности в комплексе с сейсмическим материалом.

5.4. Размещение скважин

Постановка оценочного бурения является основным этапом оценочных работ. В рамках настоящего «Дополнения №3 ...» предусматривается бурение трех независимых и пяти зависимых оценочных скважин в 2022-2023 гг.

Выбор местоположения оценочных скважин обусловлен структурно-тектоническими особенностями исследуемой структуры и сопредельных территории, а проектная глубина зависит от гипсометрического положения скважин на поднятии, обеспечивающая полное вскрытие перспективных горизонтов. Местоположение зависимых оценочных скважин могут быть пересмотрены от результатов бурения и испытания независимых оценочных скважин.

Скважина КМ-9 – оценочная, независимая, проектируется на сейсмическом профиле 2Д -1604D на выявленной по результатам сейморазведочных работ МОГТ 2Д структуре Карамай с целью оценки залежей нефти и газа в отложениях даульской свиты, установленных по данным изучения кернового материала в структурных скважинах 18С и 10С. Проектная глубина 2600 м, достаточная для полного вскрытия предполагаемой продуктивной части, а также для попутного изучения перспектив юры и палеозоя. (Граф. прил. №№ 2, 3, 5, 6, 7).

Скважина КМ-9_1 – оценочная, зависящая от результатов бурения скважины КМ-9, проектируется на сейсмическом профиле 2Д – 1608D.

Скважина КМ-10 – оценочная, независимая, проектируется на пересечении сейсмических профилей Inline 2483 и Xline 10251 на выявленной по результатам сейсморазведочных работ МОГТ 3Д структуре Коньсы Западный с целью оценки залежей нефти и газа отложениях даульской свиты и юры. Проектная глубина 2200 м, достаточная для полного вскрытия предполагаемой продуктивной части (Граф. прил. №№ 3, 4, 5, 6, 8).

Скважина КМ-10_1 – оценочная, зависящая от результатов бурения скважины КМ-10, проектируется на пересечении сейсмических профилей Inline 2516 и Xline 10250

Скважина КМ-21 – оценочная, независимая, проектируется на сейсмическом профиле 2Д – 1503021 на выявленной по результатам сейсморазведочных работ МОГТ 2Д структуре Досжан Ю-В с целью оценки залежей нефти и газа в отложениях даульской свиты и палеозоя. Проектная глубина 800 м, достаточная для полного вскрытия предполагаемой продуктивной части (Граф. прил. №№ 2, 3, 6, 9).

Скважина КМ-21_1 – оценочная, зависящая от результатов бурения скважины КМ-21, проектируется на сейсмическом профиле 2Д – 1503002.

Примечание: В связи с редкой сетью профилей 2Д в районе перспективной структуры Досжан Юго-Восточный, местоположение планируемой независимой оценочной скважины КМ-21 принято в приграничной зоне контрактной территории в максимальной близости к соседнему месторождению Южный Дошан (КФ "ПКВИ"), не смотря на более привлекательное расположение зависимой оценочной скважины КМ-21_1. По результатам бурения скважины КМ-21 геологическое строение в районе структуры Досжан Юго-Восточный возможно претерпит изменения, а вместе с тем и местоположение зависимой оценочной скважины КМ-21_1.

Скважина КМ-8_2 – оценочная, зависящая от результатов бурения скважины КМ-8_1, предусмотренной в проектом документе [8]. Проектируется на сейсмическом профиле 2Д – 17004D на выявленной перспективной структуре по результатам сейсморазведочных работ МОГТ 2Д.

Скважина КМ-12_1 – оценочная, зависящая от результатов бурения скважины КМ-12, предусмотренной проектом документом [8]. Проектируется на сейсмическом профиле 2Д – 1430001 на выявленной по результатам сейсморазведочных работ МОГТ 2Д перспективной структуре.

Проектный стратиграфический разрез оценочных независимых скважин приведен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Проектные стратиграфические разрезы независимых оценочных скважин КМ-9, КМ-10 и КМ-21

Страт.	Проектная скважина КМ-9, 2600м	Проектная скважина КМ-21, 800м	Проектная скважина КМ-10, 2200м
K _{1k}	880	350	570

K _{1d2}	1150	500	680
K _{1d1}	1260	-	850
J ₃	1350	-	1120
J ₂	1500	-	1300
J ₁	-	-	-
PZ	2100	590	1900

5.5. Геологические условия проводки скважин

Главным критерием успешного выполнения мероприятий, предусмотренных данным «Проектом ...» является достижение проектной скважиной запланированного забоя и вскрытие проектного горизонта, а также получение притоков нефти и газа, не допуская аварий в процессе бурения и освоения. Для этого необходимо учитывать опыт бурения ранее пробуренных скважин в пределах блока А. Осложнений при проводке скважины типа обвалов пород, поглощении промывочной жидкости, прихватах бурильного инструмента при соблюдении всех технологических мер не наблюдалось. Таким образом главным осложнением при проводке проектных скважин является нефте-, газо- и водопроявления.

В приведенных таблицах 5.2 и 5.3 делается акцент на интервалы, которые требуют особого внимания в процессе бурения и проведения мероприятий во избежание аварий в них.

Скважины, вскрыв проектную глубину, выполняют свое целевое назначение - получение притоков нефти из целевых отложений.

В случае отсутствия притоков УВ, скважины уточняют геологическое строение в пределах исследуемого участка (Блока А) АО «Кристалл Менеджмент».

5.6. Характеристика промывочной жидкости

Общим требованием к промывочной жидкости, используемой при вскрытии продуктивных горизонтов, являются:

- минимальная водоотдача, обеспечивающая наименьшее загрязнение коллектора фильтратом;
- минимально допустимая плотность, обеспечивающая наименьшее превышение гидростатического давления над пластовым;
- минимальное содержание твердой дисперсной фазы, в первую очередь утяжелителя с целью снижения кольматации коллекторов.

Таблица 5.2 – Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями

№ скв	Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями, м			Стратиграфическая приуроченность	Литологические особенности и характеристика разреза	Твердость	Ожидаемые пластовые		
	от	до	толщина				давления, атм	температуры, °С	углы и направления падения пластов
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
КМ-9	150	920	770	К2	Глины, пески	мягкие	60	27	1-2
	920	1500	580	К1	Глины, песчаники	Мягкие, средние	120	42	3-5
	1500	2150	650	J	Глины, песчаники	Средние	170	74	5-6
	2150	2600	450	PZ	Известняки, сланцы	крепкие	200	78	20-25
КМ-21	50	550	500	К1	Глины, песчаники	Мягкие, средние	35	30	3
	550	800	250	PZ	Известняки, сланцы	крепкие	40	40	10
КМ-10	150	575	125	К2	Глины, пески	мягкие	35	25	9
	575	1140	565	К1	Глины, песчаники	Мягкие, средние	75	45	4
	1140	1950	810	J	Глины, песчаники	Средние	135	75	8,5
	1950	2000	50	PZ	Известняки, сланцы	крепкие	140	85	68

Таблица 5.3 – Интервалы возможных осложнений

Проектные скважины	Интервалы	Возможные осложнения			
		Осыпи и обвалы	Поглощение бурового раствора	Газоводопроявления	Нефтегазопроявления
КМ-9		-	-	+	+
КМ-21		-	-	+	+
КМ10		-	-	+	+

Контроль за качеством промывочной жидкости, его очисткой осуществляется начальником буровой, буровым мастером и инженером по промывочной жидкости под руководством отдела оперативного управления АО «Кристалл Менеджмент».

Отклонение параметров раствора от указанных в ГТН может вызвать осложнение скважины, поэтому контроль за соответствием параметров ведется супервайзером по бурению АО «Кристалл Менеджмент».

В случаях осложнения скважины (нефтегазоводопроявления, осыпи, поглощения и т.д.) и необходимости изменения проектных параметров раствора, следует это предварительно согласовать с главным геологом АО «Кристалл Менеджмент».

Каждый факт изменения плотности раствора в процессе бурения в связи с нефте-, газо- и водопроявлением, должен быть зафиксирован соответствующим актом, составленным геологом участка.

Прямые признаки нефти и газа, наблюдаемые в процессе бурения в промывочной жидкости (пленка нефти или пузырьки газа и т.д.) могут быть использованы при оценке характера насыщения вскрываемых коллекторов в разрезе скважин.

С целью недопущения кольтматации коллекторов вскрытие их должно осуществляться на буровом растворе с плотностью, создающей репрессию из расчета 4-7 % от пластового давления. Технология углубления скважин в продуктивном разрезе, режим бурения и параметры бурового раствора должны учитывать создание минимальных гидродинамических нагрузок на стенки скважины.

При проводке скважины в соответствующих интервалах предусмотрен следующий тип бурового раствора (таблица 5.4):

- 50-250/300 - полимерный раствор плотностью 1,14-1,16 г/см³, условной вязкостью 45-50 с, водоотдачей менее 7 см³/30мин;
- 250-900/1500 – полимерный раствор на основе КСl с плотностью 1,10-1,12 условной вязкостью 35-45 с, водоотдачей менее 5 см³/30мин;
- 300/900/1500 – 800/2200/2600 - полимерный раствор на основе КСl с плотностью 1,08-1,10 условной вязкостью 35-45 с, водоотдачей менее 5 см³/30мин

Таблица 5.4 – Типы, параметры и состав промывочной жидкости в проектной скважине

Интервалы, м	Тип промывочной жидкости	Параметры промывочной жидкости						Наименование хим. реагентов
		Плотность, г/м ³	Вязкость, $\frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^2/\text{с}}$	СНС, дПа	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	
0-50	Бентонитовый, глинистый	1,14-1,16	<60	12-15	<9	9,5-10	<5	Бентонит, NaOH, Na ₂ CO ₃ , LUBE -167, Тех.вода
50-250/300/	KCl полимерный	1,14-1,16	45-50		<7			
250/-900/1500	KCl полимерный	1,10-1,12	35-45	12-20	<5	9-9,5	<2	KCl, NaOH, Na ₂ CO ₃ , PAC – RL, PAC-LV, LUBE -167, XY-27, DuoVIS, Тех. вода
300/900/1500-800/2200/2600	KCl полимерный	1,08-1,10					<0,5	

5.7. Обоснование типовой конструкции скважин

Выбор типовой конструкции проектных скважин определяется в соответствии с действующими нормативно-методическими документами, исходя из горно-геологических условий бурения, а также с учетом опыта строительства скважины в пределах блока А.

Количество, глубины спуска, тип и размеры обсадных колонн определены, исходя из совместимости условий бурения и безопасности работ при ликвидации возможных нефтегазопроявлений и испытания скважин на продуктивность.

Для предотвращения размыва устья скважин при бурении под кондуктор и перекрытия неустойчивых четвертичных отложений устанавливается направление длиной 50 м и диаметром 324/426 мм с цементированием до устья.

Кондуктор диаметром 245/324 мм спускается на глубину 250/300 м для перекрытия неустойчивых отложений, в которых могут наблюдаться обвалы стенок скважин, осыпи и поглощения бурового раствора. Устье скважины после крепления кондуктором оборудуется противовыбросным оборудованием (ПВО). Цементируется от «башмака» до устья.

Тех. колонна диаметром 245 мм спускается на глубину 900/1500 м для перекрытия водоносных отложений. Устье скважины после крепления кондуктором оборудуется противовыбросным оборудованием (ПВО). Цементируется от «башмака» до устья.

Эксплуатационная колонна диаметром 177,8 мм спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов; для опробования и испытания перспективных объектов. Цементируется до устья.

Для обеспечения подъема цементного раствора до устья, устанавливается муфта ступенчатого цементирования.

Для улучшения качества крепления на колонне устанавливаются центраторы, турбулизаторы и скребки, а также цементный раствор под эксплуатационную колонну вводится понизитель водоотдачи, понизитель трения. Для ускоренного формирования цементного камня в раствор под кондуктором вводится CaCl. Для предотвращения возможных водопроявлений бурение скважины производится с противодавлением столба бурового раствора.

Сводные данные по типовой конструкции скважин приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Сводные данные по типовой конструкции проектных независимых оценочных скважин КМ-9, КМ-10 и КМ-21

№ п/п	Проектная скважина	Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Марка стали	Глубина спуска, м
4	КМ-9	Направление	426	Д	50
5		Кондуктор	324		250
6		Тех. колонны	245		1500
7		Эксплуатационная	178		2600
8	КМ-21	Направление	324	Д	50
9		Кондуктор	245		300
10		Эксплуатационная	178		800
11	КМ-10	Направление	426	Д	50
12		Кондуктор	324		250
13		Тех. колонны	245		900
14		Эксплуатационная	178		2000

Примечание: Детально конструкции проектных скважин будет рассмотрена в техническом проекте на строительство скважин.

5.8. Оборудование устья скважин

Таблица 5.6 – Оборудование устья проектных независимых оценочных скважин КМ-9, КМ-10 и КМ-21

Тип (марка) противовибросового оборудования	Рабочее давление, Мпа	Давление опресовки устьевого оборудования и ПВО, Мпа	Количество превенторов, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается оборудование, мм
1	2	3	4	5
ОП45-350/80х35 Сдвоенный ППГ 350х35 ПУГ 350х35	35	4	1	Кондуктор D =323,9/244,5 мм
ОП45-280/80х35 Сдвоенный ППГ 350х35 ПУГ 280х35	35	5,5	1	Тех. колонна D =244,5 мм
ОКК2-350-178х245*324 АФК2-65х35	35	11,5	1	Экс. колонна D =177,8 мм

5.9. Комплекс геолого-геофизических исследований

5.9.1. Отбор кернa и шлама

При бурении оценочных скважин предусматривается в предполагаемых интервалах залегания перспективных нижнемеловых горизонтов отбирать керн в количестве, обеспечивающем изучение литологических особенностей и физических свойств коллекторов и непроницаемых разделов по площади и разрезу и позволяющем надежно интерпретировать материалы геофизических исследований скважин.

Решение стоящих перед бурением задач на этапе оценки структур может быть достигнуто при выполнении рекомендаций по отбору и соблюдению оптимальных интервалов в проходке колонковым долотом.

В соответствии с требованиями инструкции минимально допустимый вынос кернa должен составить не менее 80 % от общего метража проходки с отбором кернa.

Департамент недропользования АО «Кристалл Менеджмент» правомочен вводить корректировки в интервалы отбора кернa, указанные в проекте, в процессе проводки скважины на основании показаний станции геолого-технологического контроля.

Интервалы отбора кернa могут корректироваться участковым геологом по данным показаний ГТИ, при согласовании с Департаментом недропользования АО «Кристалл Менеджмент».

В интервалах между отборами кернa необходимо отбирать и вести описание шлама.

По шламу определяется литологический состав выносимой породы. Отбор шлама проводится через 5 метров. Шлам промывается, просушивается, укладывается в бумажные пакеты и снабжается этикетками. Образцы шлама подлежат хранению наравне с керновым материалом. При

взятии образцов шлама следует отмечать глубину, соответствующую положению забоя скважины. Шлам описывается в том же порядке и с той же степенью детальности, что и керн. Описание шлама заносится в геологический журнал.

При появлении признаков УВ отбор шлама проводится через каждый 1 м.

По результатам бурения, исследований и испытаний скважины будет выполнена оценка эффективности комплекса ГИС и применяемых методик изучения керна и испытания пластов для определения подсчетных параметров и продуктивности скважин.

Проектные интервалы отбора керна в независимых оценочных скважинах приведены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Проектные интервалы отбора керна

Возраст отложений	Скважина / проектная глубина, интервал отбора, м		
	(КМ-9) / 2600 м	(КМ-21) / 800 м	(КМ-10) / 2250 м
K1d2	1250-1259	330-350	
	1310-1328	380-400	
	1470-1488	420-440	
		530-550	
K1d1			910-930
J3	1830-1848		1250-1270
	1991-2000		
J2-1	2100-2118		1350-1370
			1550-1570
			1650-1670
PZ	2500-2521	600-620	1991-2000
	2591-2600	791-800	
Проходка с отбором керна	120	109	109
Проектный отбор керна от проектной глубины скважины, %	5	14	5

5.9.2. Геофизические исследования

Общие геофизические исследования выполняются по всему разрезу, вскрытому бурением.

Они обеспечивают:

– определение пространственного положения и технического состояния скважины;

- выделение стратиграфических реперов и разделение разреза на литолого-стратиграфические комплексы и типы (терригенный, карбонатный и др.);
- идентификацию литолого-стратиграфических комплексов, к которым приурочены продуктивные или перспективные на нефть и газ отложения;
- расчленение разреза на пласты, их привязку по относительным и абсолютным отметкам глубин, внутри – и межплощадную корреляцию разрезов;
- привязку интервалов отбора керна по глубине;
- привязку по глубине интервалов опробований, испытаний, перфорации, материалов геофизических исследований в обсаженной скважине.

Детальные исследования выполняют в интервалах продуктивных и перспективных на нефть и газ. В комплексе с материалами других видов исследований и работ (опробований, испытаний, керновыми данными и др.) они должны обеспечить:

- расчленение изучаемого разреза на пласты толщиной до 0,4 м, привязку пластов по глубине скважины и абсолютным отметкам;
- детальное литологическое описание каждого пласта, выделение коллекторов всех типов - (поровых, трещинных, каверновых и смешанных) и определение их параметров – коэффициентов глинистости, общей и эффективной пористости, проницаемости, водо- и нефтегазонасыщенности (если эффективная толщина превышает 0,8 м);
- разделение коллекторов по характеру насыщенности на продуктивные и водоносные, а продуктивных – на газо- и нефтенасыщенные;
- определение положений межфлюидных контактов, границ переходных зон, эффективных газо- и нефтенасыщенных толщин.

Рекомендуемый комплекс промыслово-геофизических исследований приведен в таблице 5.8.

5.9.3. Стандартные, специальные и геохимические исследования керна

Объемы и виды исследований проектируются согласно руководящим документам в соответствии с задачами оценочного бурения.

На основе прогнозируемого выноса керна и возможного количества нефтегазонасыщенных объектов определены объемы лабораторных исследований керна и пластовых флюидов.

Комплекс исследований должен обеспечить установление и уточнение границ стратиграфических подразделений и характеристик физических свойств отложений и пластового флюида.

Проектируемые виды и объемы лабораторных исследований керна и флюидов по проектируемой скважине приведены в таблице 5.9.

5.9.4. Опробование, испытание и исследование скважин

В проектных оценочных скважинах планируется:

- опробование потенциально продуктивного пласта путем вторичного вскрытия пласта (перфорации колонны) для определения характера

Таблица 5.8 – Комплекс промыслово-геофизических исследований в проектной скважине

Условия измерения	Решаемые задачи	Интервал	Методы
1	2	3	4
В открытом стволе	Общие исследования	В интервале спуска промежуточных колонн	ПС, КС, БК, ИК, МБК, ГК, ННК, АК, ГГК-П, КВ (профилеметрия), инклинометрия, термометрия, резистивиметрия
	Детальные исследования: Расчленение разреза скважины на литологические комплексы; Выделение основных стратиграфических единиц; Выделение газо-нефте- и водонасыщенных интервалов; Определение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов; Определение элементов залегания пластов.	В интервале спуска эксплуатационной колонны	ПС, БК, МБК, МКЗ, многозондовый индукционный, КВ (профилеметрия), СГК, ННК, АКШ, ГГК-П, фотоэлектрический каротаж, термометрия, резистивиметрия, инклинометрия
	Геолого-технологические исследования. Газовый каротаж.	Постоянно в процессе бурения начиная от бурения под кондуктор	ГТИ
В обсаженной скважине	Определение качества сцепления цементного камня с обсадной колонной	После спуска промежуточных и эксплуатационных колонн	АКЦ
	Изучение технического состояния скважины		СГДТ, ЭМДС-Т
В обсаженной скважине при испытании	Привязка глубин перфорации продуктивного интервала, подтверждение интервала перфорации	Устанавливается по результатам исследований в открытом стволе	ГК, ЛМ, ЭМДС-Т
В обсаженной скважине при испытании	Определение профиля и характера притока		ГК, ЛМ (для привязки), термометрия, манометрия, влагометрия, резистивиметрия, термоиндикатор притока, механическая расходометрия, оптические датчики газосодержания

Условные обозначения: ЛМ – локатор муфт и перфорационных отверстий; ННК – нейтронная пористость; ГГК-П – плотностной гамма-гамма каротаж; АК – акустический широкополосной каротаж; ГК – гамма-каротаж; БК – боковой каротаж; МБК – микробоковой каротаж; ПС – поляризация спонтанная; МКЗ – микрозондирование; АКЦ – акустический фазо-корреляционный цементомер; СГДТ – скважинный гамма дефектомер-толщиномер; ЭМДС-Т – электромагнитная дефектоскопия и толщинометрия.

Таблица 5.9 – Виды и объемы лабораторных исследований керна и флюидов

№ п/п	Виды исследований	Кол-во анализов	Организация, исполнитель
1	2	3	4
1.	Уточнение данных о стратиграфическом расчленении разреза	1014	по выбору Заказчика -
1.1	Макро- и микроописание керна		
1.2	Палеонтологические определения		
1.3	Палинологические определения		
2.	Получение геолого-геофизических параметров для литолого-стратиграфической характеристики	2028	по выбору Заказчика
2.1	Вещественный и гранулометрический состав		
2.2	Плотность минералогическая		
2.3	Плотность объемная		
2.4	Скорость продольных волн		
2.5	Скорость поперечных волн		
2.6	Коэффициент поглощения упругих волн		
3.	Изучение коллекторских свойств разреза	1254	Через каждые 0,5 метра -
3.1	Пористость общая		
3.2	Пористость открытая		
3.3	Каверновая емкость		
3.4	Проницаемость абсолютная		
3.5	Проницаемость фазовая		
3.6	Остаточная водонасыщенность		
3.7	Коэффициент вытеснения		
3.8	Коэффициент смачиваемости		
3.9	Твердость, абразивность, плотность, сжимаемость		
3.10	Микроструктура порового пространства, трещиноватость		
3.11	Определение эл. сопротивления		
4.	Исследования глубинных проб нефти, газа и пластовой воды	272	по выбору Заказчика
4.1	Доставка представленных Заказчиком проб		-
4.2	PVT – исследования пластовой нефти		-
4.3	Определение компонентного состава газа, полученного при однократном разгазировании пластовой нефти		-

продолжение табл. 6.9

1	2	3	4
4.5	Определение физических параметров газа: расчет теплоты сгорания, области значения числа Воббе, плотности газа, плотность по воздуху, вязкость, сжимаемость газа		-
4.6	Хроматографический метод определения сероводорода и меркаптанов в газе		-
4.7	Анализ дегазированной нефти		-
4.8	Определение содержания воды		-
4.9	Обезвоживание нефти (при содержании воды выше 0,5 % об)		-
4.10	Определение содержания воды в нефти после обезвоживания		-
4.11	Плотность при стандартных условиях		-
4.12	Вязкость при трёх температурах		-
4.13	Температура застывания		-
4.14	Молекулярный вес		-
4.15	Содержание общей серы		-
4.16	Определение количества и компонентного состава газа, полученного при разгазировании пластовой воды		-
Биостратиграфия			
Макро- и микроописание керна- обстановка осадконакопления палеоэкологические условия			
Специальные исследования			
Исследования ТОС - Определение общего содержания органического углерода			
Нагнетание ртути - Для определения <u>распределения пор по размерам</u>			
Определение кривой капиллярного давления			
Газоводяное центрифугирование			
Ядерно-магнитный резонанс			
Относительная проницаемость нефть-газ			
Относительная проницаемость нефть-вода			
Пористость при различных давлениях			
Проницаемость при различных давлениях			
Смачиваемость по Амотту			
FRF (параметр пористости)			
RI (параметр насыщения)			
XRD (дифракция рентгеновских лучей)			
Геохимические исследования			
Исследование на пиролизаторе Rock Eval Turbo:			
- пироанализ образцов пород, включая определение Сорг и минерального углерода;			
- кинетический анализ образцов керогена, асфальтенов, экстрагированных пород (3 и 5 скоростей нагрева);			
- хроматосс спектрометрия			

- насыщения, положения контактов газ-нефть-вода, полной характеристики флюидонасыщения, статических уровней, пластовых и забойных давлений и пластовых температур;
- отбор глубинных проб нефти (не менее двух по каждому испытанному в скважине объекту). В случае значительной литологической изменчивости перспективных пластов опробование должно выполняться по интервалам с различными геофизическими характеристиками.

Для определения максимально возможных дебитов нефти или газа в проектируемой скважине опробование ведется по всей толщине продуктивного пласта. При получении слабых дебитов в оценочной скважине следует проводить работы по интенсификации притоков нефти и газа.

Результаты опробований коллекторов используются для определения пластовых и забойных давлений, коэффициентов продуктивности, гидропроводности и проницаемости коллекторов, дебитов нефти, газа и воды на различных режимах работы скважины. При определении подсчетных параметров они применяются для нахождения количественных критериев (Кпр.гр, Кп.гр, $\alpha_{пс.гр}$, $\Delta t_{гр}$, $\delta_{гр}$ и др.), разделяющих непроницаемые породы и коллекторы. В многофлюидных залежах результаты испытаний, полученные при геофизическом контроле, будут использованы для определения положений контактов между пластовыми флюидами. Обоснование критериев определения по данным ГИС положений контактов между пластовыми флюидами, граничных значений пористости и геофизических характеристик, установленных для выделения коллекторов, проводится по результатам опробования пластов с однородными геофизическими характеристиками.

Вторичное вскрытие продуктивных объектов проводится кумулятивной перфорацией.

По окончанию испытания каждого интервала устанавливаются цементные мосты с целью изоляции испытанного интервала для дальнейших работ по испытанию вышележащего интервала.

Проектные интервалы испытания в колонне приведены в таблице 5.10.

Рекомендуются перфораторы с плотностью 16 отверстий на 1 п.м. с привязкой по ГК и ЛМ и пробивной мощностью не менее 1,5 м.

В проектируемых скважинах предполагается опробовать в колонне от пяти до семи объектов. При получении притока пластовых флюидов проводится исследование объекта в соответствии с действующими отраслевыми инструкциями по исследованию нефтяных, газовых, газоконденсатных и водяных скважин. С целью получения информации по пластовым давлениям и температурам, продуктивности коллекторов, физико-химическим свойствам пластовых флюидов осуществляется комплекс гидродинамических и геофизических исследований. При проведении гидродинамических исследований применяются два метода: установившихся отборов (МУО) и восстановления давлений (КВД).

Таблица 5.10 – Проектные интервалы испытания в эксплуатационной колонне

№№ скв.	№№ объекта	Интервалы объектов испытания, м	Возраст, литология	Ожидаемый вид флюида: нефть, газ, конденсат	Объект фонтанир.,нефорнатир.	Способ вскрытия, количество отверстий на 1 пог. М	Плотность промывочной жидкости, г/см ³	Метод вызова притока, количество режимов исследований	Методы интенсификации притока	Интервал установки цементного моста, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
КМ-9	VII	1250-1260	K1d12	Нефть+газ	фонтанирующий	Куммулятивный DP44RDX-3	1,01	Замена бурового раствора на воду, снижение уровня жидкости в скважине азотом..Свабирование/компрессирование/с труйный насос/УЭЦН	ГРП	1240-1270	
	VI	1310-1330								1300-1340	
	V	1470-1490								1460-1500	
	IV	1830-1850	J3	1820-1860							
	III	1990-2000		1980-2010							
	II	2100-2120	J2-1	2090-2130							
	I	2500-2520	PZ	2490-2530							
КМ-21	V	330-350	K1d12	газ	фонтанирующий	16 отв. 1п.м.	1,01	Замена бурового раствора на воду, снижение уровня жидкости в скважине азотом..Свабирование/компрессирование/с труйный насос/УЭЦН	СКО	320-360	
	IV	380-400								ГРП	370-410
	III	420-440									410-450
	II	530-550									520-560
	I	600-620	PZ							590-630	
КМ-10	V	910-930	K1d11	Нефть+газ	нефонтанирующий	Куммулятивный DP44RDX-3	1,01	Замена бурового раствора на воду, снижение уровня жидкости в скважине азотом..Свабирование/компрессирование/с труйный насос/УЭЦН	ГРП	900-940	
	IV	1250-1270	J3							1240-1280	
	III	1350-1370	J2-1	газ	фонтанирующий					1340-1380	
	II	1550-1570								1540-1580	
	I	1650-1670								1640-1680	

Примечание: Интервалы опробования в колонне будут уточнены по результатам интерпретации ГИС.

6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

Массовые поиски осуществляются путем проведения радиоактивного каротажа по всему стволу скважины в соответствии с требованиями по этому виду исследований. Если в интервале повышенной радиоактивности имеется керн, он прослушивается радиометром. При опробовании в скважинах водоносных горизонтов отбирается проба для радиохимического анализа.

Сведения по виду и объему массовых поисков приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Виды и объемы попутных поисков

№ пп	Виды работ	Един. изм.	Объем
1	2	3	4
1	Гамма-каротаж	п.м	5450
2	Радиохимический анализ	проба	3
3	Контрольный гамма-каротаж	п.м	-

Для обеспечения технического водоснабжения производственных работ используются воды водоносных горизонтов неоген-четвертичных и палеоген-верхнемеловых маастрихтских (N2-QIV-K2m) отложений. Местами они используются для строительства колодцев и обеспечения водой отгонного животноводства.

Вскрытие водоносных горизонтов с содержанием элементов возможных для использования в бальнеологических и теплоэнергетических целях не предусматривается.

7. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ

В соответствии с законодательством Республики Казахстан ликвидация последствия операций по недропользованию является обязательным выполнением работ.

С начала деятельности АО «Кристалл Менеджмент» в пределах контрактной территории Блока А проводилось только поисково-разведочное и оценочное бурение, а также бурение опережающих добывающих скважин. Все работы, связанные с ликвидацией последствий деятельности недропользования, включают работы по ликвидации поисково-разведочных, оценочных и опережающих добывающих скважин.

Объем работ, выполненный и предусматриваемый предыдущими проектными документами приведен в таблице 7.5.

Согласно настоящему проектному документу предусматривается бурение трех независимых оценочных и пяти зависимых оценочных скважин. В данном разделе подробно описывается процесс ликвидации последствий недропользования, включая работы по ликвидации, привлекаемая для этих работ техника, стоимость работ и общая стоимость обеспечения исполнения обязательств по ликвидации.

7.1 Сроки проведения ликвидационных работ

Работы по ликвидации 1 (одной) скважины АО «Кристалл Менеджмент», с учетом операции по установке трех изоляционных мостов, продолжительностью по 4 часа, с ОЗЦ не менее 24 часов, двух спускоподъемных операции, продолжительностью 12 час., и работ по оборудованию устья скважины продолжительностью 12 час., будут проводится 120 часа.

Период проведения ликвидационных работ зависит от результатов бурения и испытания скважины и будет проведена в случае отсутствия продуктивных горизонтов в процессе бурения, а также в случае отсутствия притока углеводородов по результатам испытания продуктивных горизонтов.

В случае получения промышленных притоков углеводородов скважина будет введена в консервацию после завершения испытания скважины. Длительность консервации скважины до начала эксплуатационного периода, который будет предусмотрен проектом пробной эксплуатации.

7.2 Затраты на ликвидацию скважин

7.2.1 Затраты на ликвидационные работы

Таблица 7.1. – Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации одной скважины

№	Наименование работ и материалов	Ед. изм.	Стоимость единицы, тг	Кол-во	Общая сумма, тг
Сервисные услуги					
1	Мобилизация буровой установки	опер.	900 000	1	900 000
2	Суточная ставка бригады КРС	сутки	300 000	6	1 800 000
3	Демобилизация буровой установки	опер.	300 000	1	300 000
	Итого сервисные услуги				3 000 000
Материалы					
1	Цемент класса “G”	тн.	12 500	8	100 000
2	Ингибитор коррозии	литр	100	6000	600 000
3	KCL	тн.	20 000	5	100 000
	Итого материалы				800 000
1	Рекультивация территории		1 200 000	1	1 200 000
	Итого затраты на ликвидацию одной скважины				5 000 000

Также в эту группу затрат входит – укладка на спецтехнику и вывоз подземного и наземного оборудования: НКТ, пакеров, НДГ, УЭЦН, срезанной Ф.А.

Используются следующие виды расходных материалов и транспортных средств спец. техники:

Таблица 7.2 – Используемые расходные материалы

Материал	Количество, баллон
Кислород	50
Пропан	16

Таблица 7.3 – Вспомогательная техника

Наименование техники	Кол-во
Цементировочный агрегат, ЦА-320	1
Цементосмесительная машина, СМН	1
Автокран	1
Автомашина “Камаз”	4
Автобус	1
Трактор	1

Сумма обеспечения ликвидации составляет 5 млн. тенге на 1 скважину.

Таблица 7.4. – Количество скважин и стоимость ликвидации

Скважина	Год бурения	Стоимость ликвидации, млн. тенге
1. КМ-9	2022	5
2. КМ-9_1	2023	5
3. КМ-10	2022	5

4. <i>КМ-10_1</i>	2023	5
5. <i>КМ-21</i>	2022	5
6. <i>КМ-21_1</i>	2023	5
7. <i>КМ-8_2</i>	2023	5
8. <i>КМ-12_1</i>	2023	5
Кол-во скважин	8	
Стоимость всего, млн. тенге		40

Таблица 7.5. – Количество скважин, пробуренных и предусмотренных предыдущими проектными документами

Скважина	Категория скважины	Год бурения	Проектный документ
1. <i>КМ-1</i>	поисковая	2016	Дополнение №3 к проекту поисковых работ на территории участка (Блок А) ТОО «Кристалл Менеджмент» (протокол ЦКРР №75 от 19.08.2016г)
2. <i>КМ-1_1</i>	поисковая	2016	
3. <i>КМ-2</i>	поисковая	2016	
4. <i>КМ-2_1</i>	поисковая	2016	
5. <i>КМ-3</i>	поисковая	2016	
6. <i>КМ-1_3</i>	поисковая	2017	Дополнение №4 к проекту поисковых работ на территории участка (Блок А) ТОО «Кристалл Менеджмент» (протокол ЦКРР №83 от 31.03.2017г)
7. <i>КМ-1_4</i>	поисковая	2017	
8. <i>КМ-1_5</i>	поисковая	2017	
9. <i>КМ-4</i>	поисковая	2017	
10. <i>КМ-6</i>	поисковая	2017	
11. <i>КМ-7</i>	поисковая	2017	
12. <i>КМ-8</i>	поисковая	2018	Проект разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (протокол ЦКРР №3/23 от 26.10.18г)
13. <i>КМ-7_1</i>	оценочная	2019	Проект разведочных работ по оценке месторождения Караколь (протокол ЦКРР №8/13 от 01.03.2019г)
14. <i>КМ-7_2</i>	оценочная	2019	
15. <i>КМ-4_2</i>	оценочная	2020	Проект разведочных работ по оценке месторождения Бестобе (протокол ЦКРР №8/12 от 01.03.2019г)
16. <i>КМ-4_1</i>	оценочная	2019	Проект пробной эксплуатации месторождения Бестобе (протокол ЦКРР №9/10 от 19.04.2019г)
17. <i>Bestbe-9</i>	оценочная	2019	
18. <i>Bestobe-10</i>	оценочная	2019	
19. <i>Bestobe-1</i>	опережающая добывающая	2019	
20. <i>Bestobe-3</i>		2019	
21. <i>Bestobe-5</i>		2019	
22. <i>Bestobe-7</i>		2019	
23. <i>Karakol-1</i>	оценочная	2019	Проект пробной эксплуатации месторождения Караколь (протокол ЦКРР №9/9 от 19.04.2019г)
24. <i>Karakol-2</i>	оценочная	2019	
25. <i>Karakol-5</i>	опережающая	2019	
26. <i>Karakol-6</i>	добывающая	2019	
27. <i>КМ-6_1</i>	оценочная	2021	Проект разведочных работ по оценке месторождения Досжан
28. <i>КМ-2_2</i>	оценочная	2021	Проект разведочных работ по оценке месторождения Жинишкекум Южный
29. <i>КМ-1_2</i>	оценочная	2021	Проект разведочных работ по оценке месторождения Северный Майбулак
30. <i>SM-1</i>	оценочная	2021	Проект пробной эксплуатации месторождения Северный Майбулак
31. <i>КМ-8_1</i>	оценочная	2019	Проект разведочных работ по оценке обнаруженной залежи Сулутабан
32. <i>КМ-12</i>	оценочная	2019	

7.2.2 Рекультивация территории

Перед технической рекультивацией использованных при разработке месторождения земельных площадей, необходимо провести анализ и оценку состояния земельных участков (орогидрографии, флоры, фауны, загрязнения земельных площадей углеводородами и другими отходами) относительно начального состояния.

Площадь земли, подлежащая технической рекультивации после ликвидации скважины, определяется размерами земельного отвода скважины.

Общее время рекультивации 36 часов на 1 скважину.

Работы по *технической рекультивации* земель необходимо проводить в следующей последовательности:

1. демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
2. разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
3. очистить участок от металлолома и других материалов;
4. снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;
5. провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
6. нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории).

Таблица 7.5 – Объемы и виды работ по технической рекультивации земель

№ пп	Наименование и характеристика	Ед. Изм.	Объем работ
1	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами	м ³	0,7
2	Вывоз загрязненного грунта, мусора	Т	2,5
4	Планировка площадки	Га	2,0
5	Сбор, резка и вывоз металлолома	Т	0,5
6	Установка бетонной тумбы на устье скважины с надписью	шт	1

8. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ

В процессе проведения оценочных работ, предусмотренных настоящим «Дополнением № 3...» геологической службой АО «Кристалл Менеджмент» должна систематизироваться информация о ежедневных полевых работах, о состоянии обработки полевых данных, об условиях проводки скважин, о проходке с отбором керна и линейном выносе его, о проведенных комплексах ГИС, отбор проб и испытание продуктивных пластов. Эти данные в дальнейшем будут отражены в квартальных и годовых отчетах.

Первичным и конечным документом по проведенным электроразведочным работам является Отчет об электроразведочных работах, включающий в себя отчет по детальной рекогносцировке площади, отчет по обработке и отчет по интерпретации.

До начала полевых работ должны быть проведены опытные работы с участием специалистов АО «Кристалл Менеджмент», с целью подбора оптимальных параметров. Во время проведения полевых работ специалисты Департамента недропользования АО «Кристалл Менеджмент» должны получать ежедневные сводки от супервайзера по контролю качества и оперативно принимать решения по всем возникшим производственным вопросам. После завершения полевых работ должен быть составлен календарный график проведения обработки и интерпретаций электроразведочных работ и после завершения каждого этапа должен быть согласован с Департаментом АО «Кристалл Менеджмент» в виде промежуточного отчета.

При бурении скважин постоянно ведется геологическая документация от начала до завершения их строительства.

Документы, предшествующие бурению скважин:

- акт о заложении скважины с выкопировкой из структурной карты, проектным геолого-геофизическим профилем, на которых обозначено местоположение скважины;
- геолого-технический наряд;
- акт о переносе проектной скважины в натуру.

На скважины заводятся дела, включающее в себя:

- журнал описания керна и шлама;
- журнал регистрации образцов, отобранных на различные виды анализов с указанием организации исполнителя, времени отправления образцов, папка с результатами всех видов анализов керна, воды, нефти, газа;
- геолого-технический журнал, отражающий условия проводки скважины, изменение режима бурения, параметров промывочной жидкости, интервалы поглощений, обвалов, нефтегазопроявления.

Перечень документов, составляющих дело скважины, должен включать все виды первичной документации, отражающий процесс бурения и опробования скважины.

После окончания буровых работ на площади проводится обобщение и анализ данных бурения и промысловой геофизики, а также проведенных лабораторных анализов керна и пластовых флюидов в условиях вскрытия с уточнением литолого-стратиграфической оценки вскрытой толщи и перспектив ее нефтегазоносности.

При подтверждении наличия залежей с прогнозируемыми промышленными запасами УВ, составляется оперативный подсчет запасов с дальнейшим вводом их в пробную эксплуатацию.

Если же месторождение оказалось с забалансовыми запасами, либо со сложными техническими проблемами, затрудняющими ввод его в эксплуатацию в данное время, то составляется отчет на объект, подлежащий длительной консервации по геолого-экономическим соображениям.

В случае отрицательных результатов бурения и испытания независимых оценочных скважин недропользователю необходимо: оценить целесообразность бурения, пересмотреть местоположение и количество объектов испытания или перераспределить на другие перспективные структуры зависимые оценочные скважины.

Обобщенная информация по видам и объемам геологоразведочных работ приведены в таблице 8.1

Таблица 8.1 – Виды и объемы геологоразведочных работ (независимый этап)

№№ п/п	Виды работ	Единицы измерения	Объемы работ
1	Объем поискового бурения	пог. м	5600
2	Количество проектных скважин	скважина	3
3	Отбор керна	пог. м	338
4	ГИС	пог. м	5600
5	Опробование в колонне	Объект	17
6	Лабораторные исследования:		
	- керна	проба	2567
	- флюидов	проба	160

9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

9.1. Общая задача охраны недр в период оценочных работ

Одной из наиболее ответственных задач при оценочных работах на нефть и газ является охрана недр.

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Законодательством Республики Казахстан.

Компания несет полную ответственность за состояние охраны недр на перспективной площади в процессе бурения и испытания оценочных скважин. Ответственность за соблюдение требований законодательств в области охраны недр несет руководитель Компании, осуществляющей пользование недрами.

Мероприятия по охране недр в процессе оценочных работ на перспективных структурах предусматривают:

- обеспечение полноты геологического изучения для уточнения запасов месторождения и введения в пробную эксплуатацию;
- предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и кратковременной пробной эксплуатации скважин, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;
- оперативная оценка извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;
- соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;
- предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, грифонообразования, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей пробной эксплуатации скважин;
- надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;
- надежную герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование;
- предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.

9.2. Охрана недр в процессе разбуривания перспективных структур

При разбуривании перспективных площадей работы должны проводиться таким образом, чтобы не допустить межпластовых перетоков и

обеспечить качественное вскрытие продуктивных горизонтов с сохранением естественных свойств пластов.

С точки зрения охраны недр проектом предусмотрены буровые растворы плотностью – 1,08-1,10 г/см³, не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

При бурении скважины велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами, содержание которых в разрезе превышает 40 %, что ведет к снижению скорости бурения, ухудшению качества промывки ствола скважины, поглощению бурового раствора, увеличению расхода хим. реагентов, увеличению объемов отходов, размещаемых в окружающей среде.

С целью сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, которые могут возникнуть при вскрытии, проектом предусматривается проводить бурение интервалов потенциально прихватоопасных с использованием ингибированных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям:

- низкое содержание твердой фазы;
- достаточная биоразлагаемость, не засоряющая пласт;
- в качестве утяжелителя бурового раствора необходимо использовать кислоторастворимые карбонатные материалы.

С целью сохранения технологических показателей бурового раствора предусматривается трехступенчатая очистка бурового раствора от выбуренной породы, что также уменьшает количество отходов, подлежащих размещению в окружающей среде.

Рекомендуемые системы бурового раствора отвечают основным экологическим требованиям, предъявляемым буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов.

Компоненты бурового раствора, используемые при бурении, после сбора и очистки не окажут вредного влияния на окружающую среду в силу отсутствия эффекта суммации, поскольку они состоят из воды, биополимеров и инертных материалов (бентонитовой глины и молотого известняка).

9.3. Выбор конструкции скважин, и охрана недр в процессе крепления

Конструкция скважин в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

Конструкция скважин выбрана согласно геологическим данным исходя из проектных горно-геологических условий бурения на месторождениях и структурах, охваченных бурением силами АО «Кристалл Менеджмент».

С целью охраны недр, подземных вод и предотвращения возможных осложнений при строительстве скважин предусматривается следующая конструкция:

1. Направление, цементируется до устья, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и канализации восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему.

2. Кондуктор и техническая колонна, цементируется до устья, спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных водопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну.

3. Эксплуатационная спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, опробования и испытания перспективных объектов. Цементируется до устья.

Для повышения надежности изоляции и разобщения продуктивных и водоносных горизонтов в открытой части ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы, а также через каждые 4 м скребки в интервале перфорации. Перед входом и выходом из каверны устанавливаются турбулизаторы в количестве 20 шт. Для обеспечения подъема цементного раствора до устья устанавливается муфта ступенчатого цементирования МСЦ 1-168. Для улучшения качества крепления в цементный раствор под эксплуатационную колонну вводится понизитель водоотдачи, понизитель трения. Для ускоренного формирования цементного камня в раствор под кондуктор вводится CaCl. Для предотвращения возможных водопроявлений бурение скважины производится с противодавлением столба бурового раствора.

С целью предупреждения поглощения бурового раствора, предотвращения загрязнения продуктивных и водоносных горизонтов необходимо:

1. Тщательное соблюдение проектной технологии бурения и крепления скважин.

2. Строгое соблюдение проектных параметров и рецептур бурового и тампонажного растворов путем точной дозировки компонентов в растворе.

3. Выполнение в полном объеме, предусмотренном проектом, комплекса геофизических исследований.

4. Обеспечение достаточно высокой экологической культуры персонала.

9.4. Охрана недр при освоении и испытании оценочных скважин

С целью получения необходимой информации о залежи и насыщающих пласт флюидах в каждой оценочной скважине предусматривается испытание в колонне от пяти до семи объектов. Средняя длина интервалов объектов перфорации 20 м, плотность зарядов 16 шт. на один погонный метр. После

получения притока углеводородов проводится отработка скважины на трех режимах.

До начала испытаний скважин проверяется и обеспечивается герметичность и надежность в работе выкидных линий, замерных устройств, емкостей.

Работы по освоению и испытанию скважин выполняется только в том случае, если высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной отвечает проекту по строительству скважины и требованиям охраны недр.

В процессе испытания скважин нефть (нефтеконденсатная смесь) и пластовая вода собираются в емкости с последующим их вывозом в согласованные в установленном порядке места.

После окончания бурения, освоения (испытания) скважин и демонтажа оборудования необходимо проведение мероприятий по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с проектными решениями.

10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Так как данное «Дополнение №3 ...» обобщает все предыдущие действующие проектные документы по оценке углеводородного сырья, в данном разделе представлен график бурения всех скважин, планируемых в пределах блока.

График бурения проектных скважин, предусмотренных настоящим «Дополнением №3 ...» приведен в таблице 10.1. Сводный график бурения проектных скважин, предусмотренных проектами оценки, ранее утвержденными, и настоящим «Дополнением №3 ...» приведен в таблице 10.2.

Таблица 10.1 – Календарный план бурения проектных скважин, предусмотренных данным «Дополнением № 3 ...»

№ скв, структура/месторождени е	Категория	Мобилиз. станка бурения	бурение		Мобилиз. станка испытания	испытание		Примечание
			начало	конец		начало	конец	
скважины предусмотренные "Дополнением №3..."								
КМ-21	поисковая	15 суток	09.06.2022	19.07.2022	15 суток	03.08.2022	30.01.2023	5 объектов
КМ-10	поисковая	15 суток	08.04.2022	19.06.2022	15 суток	04.07.2022	31.12.2022	5 объектов
КМ-9	поисковая	15 суток	20.03.2022	19.06.2022	15 суток	04.07.2022	31.12.2022	7 объектов
КМ-21_1	оценочная	15 суток	09.03.2023	19.04.2023	15 суток	04.05.2023	31.10.2023	5 объектов
КМ-10_1	оценочная	15 суток	07.02.2023	19.04.2023	15 суток	04.05.2023	31.10.2023	5 объектов
КМ-9_1	оценочная	15 суток	21.01.2023	19.04.2023	15 суток	04.05.2023	31.10.2023	7 объектов
КМ-8_2	оценочная	15 суток	17.02.2023	19.04.2023	15 суток	04.05.2023	31.10.2023	5 объектов
КМ-12_1	оценочная	15 суток	18.02.2023	19.04.2023	15 суток	04.05.2023	31.10.2023	5 объектов

№ скв	2021	2022												2023												
	дек	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек	
скважины предусмотренные "Дополнением №3..."																										
КМ-21																										
КМ-10																										
КМ-9																										
КМ-21_1																										
КМ-10_1																										
КМ-9_1																										
КМ-8_2																										
КМ-12_1																										

Таблица 10.2 – Сводный календарный план бурения проектных скважин по Блоку А

№ скв, структура/месторождение	Категория	Мобилиз. станка бурения	бурение		Мобилиз. станка испытания	испытание		Примечание
			начало	конец		начало	конец	
скважины предусмотренные настоящим "Дополнением №3..."								
КМ-21	поисковая	15 суток	09.06.2022	19.07.2022	15 суток	03.08.2022	30.01.2023	5 объектов
КМ-10	поисковая	15 суток	08.04.2022	19.06.2022	15 суток	04.07.2022	31.12.2022	5 объектов
КМ-9	поисковая	15 суток	20.03.2022	19.06.2022	15 суток	04.07.2022	31.12.2022	7 объектов
КМ-21_1	оценочная	15 суток	09.03.2023	19.04.2023	15 суток	04.05.2023	31.10.2023	5 объектов
КМ-10_1	оценочная	15 суток	07.02.2023	19.04.2023	15 суток	04.05.2023	31.10.2023	5 объектов
КМ-9_1	оценочная	15 суток	21.01.2023	19.04.2023	15 суток	04.05.2023	31.10.2023	7 объектов
КМ-8_2	оценочная	15 суток	17.02.2023	19.04.2023	15 суток	04.05.2023	31.10.2023	5 объектов
КМ-12_1	оценочная	15 суток	18.02.2023	19.04.2023	15 суток	04.05.2023	31.10.2023	5 объектов
скважины предусмотренные предыдущими проектами разведочных работ по оценке обнаружений								
КМ-12 Сулутабан	оценочная	15 суток	20.05.2022	19.07.2022	15 суток	03.08.2022	30.01.2023	5 объектов
КМ-8 1 Сулутабан	оценочная	15 суток	08.05.2022	19.07.2022	15 суток	03.08.2022	30.01.2023	5 объектов
КМ-4_2 Бестобе	оценочная	15 суток	21.04.2022	19.06.2022	15 суток	04.07.2022	31.12.2022	7 объектов
КМ-6 1 Досжан	оценочная	15 суток	21.05.2022	19.07.2022	15 суток	03.08.2022	30.01.2023	3 объекта
КМ-2_2 Жинишкекум Южный	оценочная	15 суток	20.07.2022	17.09.2022	15 суток	02.10.2022	31.03.2023	5 объектов
КМ-1_2 Северный Майбулак	оценочная	15 суток	20.03.2022	19.07.2022	15 суток	03.08.2022	30.01.2023	5 объектов

№ скв	2021	2022												2023														
	дек	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек			
скважины предусмотренные настоящим "Дополнением № 3..."																												
КМ-21																												
КМ-10																												
КМ-9																												
КМ-21_1																												
КМ-10_1																												
КМ-9_1																												
КМ-8_2																												
КМ-12_1																												
скважины, предусмотренные предыдущими проектами разведочных работ по оценке обнаружений																												
КМ-12																												
КМ-8_1																												
КМ-4_2																												
КМ-6_1																												
КМ-2_2																												
КМ-1_2																												

	- мобилизация буровой установки
	- бурение скважин
	- испытание скважин

11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Согласно приложению 4 к «Методическим рекомендациям по составлению проектов разведочных работ по оценке углеводородов», предполагаемая стоимость проектируемых работ рассчитывается по следующей рекомендуемой формуле:

$$A_{\Pi} = (п \times ((C_I - Z_B) / H_I \times H + Z_B / K) + Z_{об.}) \times T, \text{ где}$$

п - количество проектируемых скважин;

C_I - проектная или фактическая стоимость строительства базовой скважины, тыс. тенге. с указанием времени окончания ее строительства; за базовую может быть принята пробуренная оценочная скважина на данном месторождении;

Z_B - затраты, зависящие от времени бурения, тысяч тенге;

H - глубина проектируемой скважины, м;

H_I - глубина базовой скважины, м;

K - коэффициент изменения скоростей;

$$K = V / V_1, \text{ где}$$

V - плановая коммерческая скорость бурения, м/ст.мес.;

V_1 - коммерческая скорость по базовой скважине, м/ст.мес.;

$Z_{об}$ - затраты на обустройство площади проектируемых работ, тысяч тенге

T - индекс, учитывающий инфляцию за период от даты составления ПСД на скважину-аналог, до даты составления данного проекта.

Так как, бурение проектной скважины планируется закупить по принципу «под ключ» (соответственно отсутствие K, V, V_1) данная формула не применима к расчетам стоимости проектируемых работ. Финансовый расчет стоимости видов и объемов ГРП приведены в главе 13.

12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

12.1 Подсчет перспективных ресурсов нефти и растворенного газа на структуре Досжан Ю-В

Структура Досжан Ю-В. выявлена по результатам интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ-2Д в восточной части Контрактной территории по отложениям нижнего мела (даульская свита) и палеозоя.

С целью выяснения перспектив нефтегазоносности на выявленном поднятии проектируется бурение одной независимой оценочной скважины КМ-21.

При расчете перспективных ресурсов за основу приняты структурные карты по кровле нижнедаульской свиты и палеозоя.

Площади вероятных залежей взяты по замкнутой изогипсе в районе проектируемой скважины. Остальные параметры для подсчета перспективных ресурсов, такие как эффективные нефтенасыщенные толщины, коэффициенты пористости, нефтенасыщенности приняты по продуктивным горизонтам месторождения Бестобе.

Перспективные извлекаемые ресурсы нефти, оцененные объемным методом равны 5372 тыс. т (таблица 12.1).

12.2 Подсчет перспективных ресурсов нефти и растворенного газа на структуре Коныс Западный

Структура Коныс Западный выявлена по результатам интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ-3Д в восточной части Контрактной территории по отложениям мела и юры.

С целью выяснения перспектив нефтегазоносности на выявленном поднятии проектируется бурение одной независимой оценочной скважины КМ-10.

При расчете перспективных ресурсов за основу приняты структурные карты по кровлям верхнедаульской и нижнедаульской свит, а также верхней и средней юры.

Площади вероятных залежей взяты по замкнутой изогипсе в районе проектируемой скважины. Остальные параметры для подсчета перспективных ресурсов, такие как эффективные нефтенасыщенные толщины, коэффициенты пористости, нефтенасыщенности приняты по аналогии с близлежащими месторождениями в пределах Южно-Торгайского бассейна.

Перспективные извлекаемые ресурсы нефти, оцененные объемным методом равны 1143 тыс. т (таблица 12.2).

Ресурсы растворенного в нефти газа, оцененные объемным методом равны 49,1 млн. м³.

12.3 Подсчет перспективных ресурсов нефти на структуре Карамай

Структура Карамай выявлена по результатам интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ-2Д в северной части Контрактной территории по отложениям мела и юры.

С целью выяснения перспектив нефтегазоносности на выявленном поднятии проектируется бурение одной независимой оценочной скважины КМ-9.

При расчете перспективных ресурсов за основу приняты структурные карты по кровлям верхнедаульской свиты, верхней и средней юры.

Площади вероятных залежей взяты по замкнутой изогипсе в районе проектируемой скважины. Остальные параметры для подсчета перспективных ресурсов, такие как эффективные нефтенасыщенные толщины, коэффициенты пористости, нефтенасыщенности приняты по аналогии с месторождениями в пределах Южно-Торгайского бассейна.

Перспективные извлекаемые ресурсы нефти, оцененные объемным методом равны 29293 тыс. т (таблица 12.3).

13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ

Настоящим «Дополнением №3...» предусматривается бурение трех независимых и пяти зависимых оценочных скважин в 2022-2023 гг.

Общая стоимость ГРР независимого этапа, включающих бурение скважин с учетом затрат на отбор керна и испытание продуктивных объектов, составляет 1 070 млн. тенге.

В таблице 13.1 приведен финансовый расчет стоимости видов и объемов ГРР, предусматриваемых в настоящем «Дополнении №3...» в 2022-2023 гг.

Исходя из приведенных данных, составлен расчет основных геолого-экономических показателей, которые приведены в таблице 13.2.

В таблице 14.3 также представлен финансовый расчет всего объема ГРР по блоку А на период разведки 2022-2023гг.

Таблица 14.1 – Финансовый расчет стоимости видов и объемов ГРР, предусмотренных настоящим «Дополнением №3 ...»

№ п/п	Наименование работ	Ед. изм.	Всего	2022	2023
				План	План
Независимый этап					
1	Бурение независимых оценочных скважин	скв.	3	3	
		млн. тенге	770	770	
2	Испытание независимых оценочных скважин	объект	13	12	1
		млн. тенге	260	240	20
3	Проектные работы, в т.ч.: - подсчет запасов; - отчет о результатах ГРР.	отчет	4	3	1
		млн. тенге	40	30	10
	ВСЕГО ГРР	млн. тенге	1 070	1 040	30
Зависимый этап					
4	Бурение зависимых оценочных скважин	скв.	5		5
		млн. тенге	1 035		1 035
5	Испытание зависимых оценочных скважин	объект	26		26
		млн. тенге	460		460
6	Электроразведочные работы	пог. км	716	716	
		млн. тенге	300	300	
	ВСЕГО ГРР	млн. тенге	1 795	300	1 495

Таблица 14.2 – Основные геолого-экономические показатели разведочных работ в пределах территории оценки

№ п/п	Наименование показателей	Значение показателей	
		1	Общие затраты (тыс. тенге/тыс. \$)
2	Ожидаемые извлекаемые ресурсы условного топлива, тонна	30 438 000.00	
3	Извлекаемые ресурсы условного топлива на одну скважину, тонна	10 146 000.00	
4	Извлекаемые ресурсы условного топлива на 1 м проходки, тонна	1 811,79	
5	Извлекаемые ресурсы условного топлива на 1 тыс. тенге затрат /1 тыс. дол. США, тонна	28.45	12374,33
6	Стоимость 1 тонны приращенных ресурсов, 1 тенге /1 дол. США	35.15	0.08

Примечание: курс одного доллара принят как 435 тенге

Расчет проведен на общие затраты независимого этапа

Таблица 14.3 – Финансовый расчет стоимости видов и объемов ГРР по Блоку А на период разведки 2022-2023гг.

№ п/п	Наименование работ	Ед. изм.	Всего	2022	2023
				План	План
финансовый расчет стоимости ГРР к "Дополнению №3..."					
1	Бурение независимых оценочных скважин	скв.	3	3	
		млн. тенге	770	770	
2	Бурение зависимых оценочных скважин	скв.	5		5
		млн. тенге	1035		1 035
3	Испытание оценочных скважин	объект	39	12	27
		млн. тенге	720	240	480
4	Электроразведочные работы	пог. км	716	716	
		млн. тг	300	300	
5	Проектные работы, в т.ч.: - подсчет запасов; - отчет о результатах ГРР.	отчет	4	3	1
		млн. тенге	40	30	10
ВСЕГО ГРР		млн. тенге	2865	1 340	1 525
финансовый расчет стоимости ГРР на период оценки					
1	Бурение независимых оценочных скважин	скв.	6	6	
		млн. тенге	1200	1 200	
2	Испытание оценочных скважин	объект	30	25	5
		млн. тенге	560	465	95
3	Прочие работы по геологоразведке (переобработка и переинтерпретация данных 3Д)	млн. тенге	75	60	15
4	Проектные работы, в т.ч.: - отчет о результатах ГРР.	отчет	6	5	1
		млн. тенге	70	60	10
ВСЕГО ГРР		млн. тенге	1905	1 785	120
ИТОГО ГРР на период оценки		млн. тенге	4770	3 125	1 645

Дополнение №3 к проекту разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блока А)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При составлении настоящего «Дополнения №3 ...» использованы все предыдущие проектные документы по поиску и оценке Контрактной территории, материалы интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2Д/3Д, выполненных в 2014-17 гг. и результаты бурения и испытания всех скважин в пределах блока.

В результате комплексного анализа выявлены поднятия к западу от месторождения Коныс Южный, к югу от месторождения Доцан Южный и в центре Черкитауской грабен-синклинали по кровле верхнедаульской свиты нижнего мела и юрским горизонтам, которые предлагается оценить настоящим «Дополнением №3 ...».

«Дополнением №3...» предусмотрено бурение трех независимых и пять зависимых оценочных скважин с проектными глубинами 800, 2200, 2600 м и с проектным горизонтом –палеозой. Цель бурения – обнаружения залежей УВ и оперативная оценка запасов на перспективных структурах. Также в зависимости от результатов бурения и испытания скважины КМ-9 настоящим проектным документом предусматривается проведение МТЗ в объеме 716 пог. км для возможности прослеживания карбонатных отложений фундамента и их оценки на предмет нефтегазоносности.

Выполнена количественная оценка перспективных ресурсов нефти и растворенного газа по категории С₃.

По выявленным структурам по категории С₃ суммарные геологические/извлекаемые ресурсы составляют 119364/30438 тыс. т нефти;

В проектных скважинах предусмотрены обязательный комплекс ГИС, отбор и исследования керна с целью определения фильтрационно-емкостных характеристик, проведение опробования и определение физико-химических свойств пластовых флюидов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

А. ФОНДОВЫЕ:	
1	Бигараев А.Б., Грибков В.А. «Проект разведочных работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент», г. Шымкент, 2018 г.
2	Бигараев А.Б., Грибков В.А. «Дополнение к проекту разведочных работ на территории участка (блока А) АО «Кристалл Менеджмент», г. Шымкент, 2019 г.
3	Бигараев А.Б., Грибков В.А. «Проект разведочных работ по оценке месторождения Бестобе согласно Контракта №3996 от 7 февраля 2014 года», г. Шымкент, 2019 г.
4	Бигараев А.Б., Грибков В.А. «Проект разведочных работ по оценке месторождения Караколь согласно Контракта №3996 от 7 февраля 2014 года», г. Шымкент, 2019 г.
5	Бигараев А.Б., Грибков В.А. «Проект разведочных работ по оценке месторождения Жинишкекум Южный согласно Контракта №3996 от 7 февраля 2014 года», г. Шымкент, 2019 г.
6	Бигараев А.Б., Грибков В.А. «Проект разведочных работ по оценке месторождения Майбулак Северный согласно Контракта №3996 от 7 февраля 2014 года», г. Шымкент, 2019 г.
7	Бигараев А.Б., Грибков В.А. «Проект разведочных работ по оценке месторождения Досжан согласно Контракта №3996 от 7 февраля 2014 года», г. Шымкент, 2019 г.
8	Бигараев А.Б., Грибков В.А. «Проект разведочных работ по оценке обнаружения Сулутабан согласно Контракта №3996 от 7 февраля 2014 года», г. Шымкент, 2019 г.
9	Бигараев А.Б., Грибков В.А. «Дополнение №2 к проекту разведочных работ на территории участка (Блока А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блока А), г. Шымкент, 2019 г.
10	«Отчет по подсчету запасов нефти и газа месторождений Коныс, Южный Коныс, Северо-Западный Коныс, Бектас Кызылординской области Республики Казахстан», _____
11	Матлошинский Н.Г. и др «Обработка и интерпретация данных сейморазведки МОГТ 3Д, выполненных в 2017 году на участке (Блок А), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент», г. Алматы 2017 г.
12	Матлошинский Н.Г. и др «Отчет о результатах сейморазведочных работ МОГТ 2Д, проведенных в пределах северной части блока А (Черкитауская грабен-синклиналь), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент», г. Алматы, 2017 г.
13	«Проведение поисковых сейморазведочных работ МОГТ в южной части Жинишкекумской мульды», 1988 г.
14	«Отчет о результатах профильного бурения структурных скважин в Мынбулакской седловине в Южно-Тургайской впадине», 1986 г

Дополнение №3 к проекту разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блока А)

Б. ОПУБЛИКОВАННЫЕ:	
15	«Методических рекомендации по составлению проектов разведочных работ УВ (изменения и дополнения к нему)» утвержденного приказом Министра энергетики РК от 24.08.18г №329
16	«Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» 2018 год
17	Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Наименование приложения	Номер приложения	Масштаб	Степень секрет.
1	2	3	5	6
1	Карта сейсмической и буровой изученности	1	1:200 000	н/с
2	Сводный геолого-литологический разрез	2	1:2000	н/с
3	Структурная карта по ОГ PZ	3	1:100 000	н/с
4	Структурная карта по ОГ IV	4	1:100 000	н/с
5	Структурная карта по ОГ III	5	1:100 000	н/с
6	Структурная карта по ОГ K _{1d2}	6	1:100 000	н/с
7	Глубинные сейсмические разрезы по проектным скважинам КМ-9, КМ-9_1	7	1:25 000 1 см- 50м	н/с
8	Глубинные сейсмические разрезы по проектным скважинам КМ-10, КМ-10_1	8	1:25 000 1 см- 50м	н/с
9	Глубинные сейсмические разрезы по проектным скважинам КМ-21, КМ-21_1	9	1:25 000 1 см- 50м	н/с
10	Глубинные сейсмические разрезы по зависимой проектной скважине КМ-8_2	10	1:25 000 1 см- 50м	н/с
11	Глубинные сейсмические разрезы по зависимой проектной скважине КМ-12_1	11	1:25 000 1 см- 50м	н/с
12	Структура Карамай. Структурная карта по кровле K _{1d2}	12	1:50 000	н/с
13	Структура Коныс Западный. Структурная карта по кровле K _{1d2}	13	1:10 000	н/с
14	Структура Досжан Юго-Восточный. Структурная карта по кровле K _{1d2}	14	1:50 000	н/с
15	Тектоническая схема Южно-Торгайского прогиба	15	1:500 000	н/с

Итого 15 графических приложений на 15 листах.

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Номер текстового приложения	Наименование приложения	Стр.
1	2	3
1	Акт Государственной регистрации Контракта на проведение операций по недропользованию	104
2	Геологический отвод с картограммой	106
3	Техзадание на составление Дополнения № 3	109
4	Протокол заседания НТС ТОО «Мунайгазгеолсервис»	111
5	Протокол совместного ГТС АО «Кристалл Менеджмент» и ТОО «Мунайгазгеолсервис»	113
6	Заключение государственной экологической экспертизы	115

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1 – обзорная схема с границами территории оценок в пределах блока А	12
Рисунок 3.1 – Фрагмент структурной карты по кровле юры и карта эффективных газонасыщенных толщин.....	18
Рисунок 3.2 – Фрагмент структурной карты по подошве мела в приграничной зоне АО «Кристалл Менеджмент» и АО «ПКР»	19
Рисунок 3.3 – Фрагмент структурной карты по кровле верхнедаульской свиты нижнего мела.....	20
Рисунок 3.4 – Фрагмент с геологического отвода с нанесенным участком недр для оценки	22

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 - Сведения о районе проектируемых работ	13
Таблица 4.1 – Объемы и результаты полевых геолого-геофизических исследований.....	42
Таблица 4.2 – Сведение о состоянии выполнения проектов поисковых и разведочных работ.....	44
Таблица 4.3 – Изученность бурением в пределах оцениваемой площади	46
Таблица 4.4 – Конструкция и техническое состояние скважин, пробуренных в пределах территории оценки.....	49
Таблица 4.5 – Результаты опробования скважин, пробуренных в пределах территории оценки	51
Таблица 5.1 – Проектные стратиграфические разрезы независимых оценочных скважин КМ-9, КМ-10 и КМ-21	60
Таблица 5.2 – Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями.....	62
Таблица 5.3 – Интервалы возможных осложнений	63
Таблица 5.4 – Типы, параметры и состав промывочной жидкости в проектной скважине	64
Таблица 5.5 – Сводные данные по типовой конструкции проектных независимых оценочных скважин КМ-9, КМ-10 и КМ-21	65
Таблица 5.6 – Оборудование устья проектных независимых оценочных скважин КМ-9, КМ-10 и КМ-21	66
Таблица 5.7 – Проектные интервалы отбора керна	67
Таблица 5.8 – Комплекс промыслово-геофизических исследований в проектной скважине	70
Таблица 5.9 – Виды и объемы лабораторных исследований керна и флюидов.....	71
Таблица 5.10 – Проектные интервалы испытания в эксплуатационной колонне.....	74
Таблица 6.1 – Виды и объемы попутных поисков	75
Таблица 7.1. – Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации одной скважины.....	77
Таблица 7.2 – Используемые расходные материалы	77
Таблица 7.3 – Вспомогательная техника.....	77
Таблица 7.4. – Количество скважин и стоимость ликвидации.....	77
Таблица 7.5 – Объемы и виды работ по технической рекультивации земель	79
Таблица 8.1 – Виды и объемы геологоразведочных работ (независимый этап).....	81
Таблица 10.1 – Календарный план бурения проектных скважин, предусмотренных данным «Дополнением №3 ...».....	87
Таблица 10.2 – Сводный календарный план бурения проектных скважин.....	88
Таблица 12.1 – Количественная оценка перспективных ресурсов предполагаемой залежи нефти на структуре Досжан Ю-В.....	92

Таблица 12.2 – Количественная оценка перспективных ресурсов предполагаемой залежи нефти на структуре Коныс Западный.....	92
Таблица 12.3 – Количественная оценка перспективных ресурсов предполагаемой залежи нефти на структуре Карамай	92
Таблица 14.1 – Финансовый расчет стоимости видов и объемов ГРР, предусмотренных настоящим «Дополнением №3 ...»	94
Таблица 14.2 – Основные геолого-экономические показатели оценочных работ в пределах территории оценки	95
Таблица 14.3 – Финансовый расчет стоимости видов и объемов ГРР на период оценки	95

ПРИЛОЖЕНИЕ 7



АКТ

государственной регистрации Контракта на проведение операций по недропользованию

г. Астана « 7 » февраля 2014 г.

Настоящим регистрируется, заключенный на основании Протокола прямых переговоров от 2 сентября 2013 года на проведение разведки углеводородного сырья, Контракт

между
Министерством нефти и газа Республики Казахстан
(Компетентный орган)

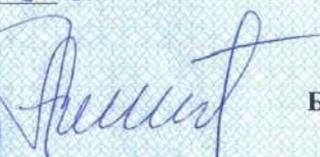
и
Товариществом с ограниченной ответственностью «Кристалл Менеджмент»
(Недропользователь)

на проведение разведки углеводородного сырья на территории участка (Блока А) в Кызылординской, Карагандинской и Актюбинской областях Республики Казахстан в пределах блоков: XXIV-35-B (частично), С, Е (частично), F, 36; XXV-35-B (частично), С, D (частично), Е (частично), F, 36; XXVI-34-A (частично), D (частично), Е (частично), F (частично), 35-A (частично), В,С (частично), D (частично), Е, F, 36; XXVII-34-A (частично), В (частично), С, Е (частично), F (частично), 35, 36-A, В (частично), С, D, Е (частично), F (частично); XXVIII-35-A (частично), В, С, D (частично), Е, F, 36; XXIX-35-B (частично), С, Е (частично), F (частично), 36-A, В, С, D (частично), Е (частично), F, 37-A (частично), D (частично), Е (частично), F (частично); XXX-36-B (частично), С, Е (частично), F, 37; XXXI-36-B (частично), С (частично), 37-A (частично), В (частично), С (частично)

полезное ископаемое: углеводородное сырье

Регистрационный № 3996-УВс

Вице - министр
нефти и газа
Республики Казахстан


Б. Акчулаков
000058





Жер қойнауын пайдалану операциясын жүргізуге
арналған келісім-шартты мемлекеттік тіркеу

АКТИСІ

Астана қ.

2014 ж. «7» ақпан

Осымен, көмірсутек шикізатын барлауға арналған 2013 жылғы 2 қыркүйектегі тікелей келіссөздер хаттамасы негізінде

Қазақстан Республикасы Мұнай және газ министрлігі
(Құзыретті орган)

мен

«Кристалл Менеджмент» жауапкершілігі шектеулі серіктестігі
(Жер қойнауын пайдаланушы)
арасында жасалған

Қазақстан Республикасының Қызылорда, Қарағанды және Ақтөбе облыстары аумағындағы XXIV-35-B(ішінара), C,E (ішінара), F, 36; XXV-35-B(ішінара), C, D(ішінара), E (ішінара), F, 36; XXVI-34-A (ішінара), D (ішінара), E (ішінара), F (ішінара), 35-A(ішінара), B, C(ішінара), D (ішінара), E, F, 36; XXVII-34-A(ішінара), B (ішінара), C, E(ішінара), F (ішінара), 35, 36-A, B(ішінара), C, D, E(ішінара), F(ішінара), XXVIII-35-A(ішінара), B, C, D(ішінара), E, F, 36; XXIX-35-B (ішінара), C, E, (ішінара), F (ішінара), 36-A, B, C, D (ішінара), E (ішінара), F, 37-A (ішінара), D (ішінара), E (ішінара), F(ішінара); XXX-36-B(ішінара), C,E (ішінара), F,37; XXXI-36-B(ішінара), C (ішінара), 37-A (ішінара), B (ішінара), C (ішінара) блоктары шегіндегі учаскеде (А Блогы) көмірсутегі шикізатын барлауға арналған Келісімшарт тіркеледі

пайдалы қазба: көмірсутек шикізаты

Тіркеу № 3996-42

Қазақстан Республикасы
Мұнай және газ
вице - министрі



Б. Ақшолоақов

000058



Приложение № _____
к Контракту № 3996-УВС от 07.02.2014г.
на право недропользования
углеводородное сырье
(вид полезного ископаемого)
разведка
(вид недропользования)

от 26 июня 2017 г. Рег. № 288 Р-УВС.

РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ МИНИСТЕРСТВА ПО ИНВЕСТИЦИЯМ И РАЗВИТИЮ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД

Предоставлен Акционерному обществу «Кристалл Менеджмент» для осуществления операций по недропользованию на участке Блок А в пределах блоков XXIV-35-В(частично), С,Е(частично), F,36; XXV-35-В(частично), С,Д(частично), Е(частично),F, 36; XXVI-34-А(частично), D(частично), Е(частично), F(частично), 35-А(частично), В,С(частично), D(частично),Е, F,36; XXVII-34-А(частично), В(частично), С,Е(частично), F(частично),35,36-А,В(частично), С,Д,Е(частично), F(частично); XXVIII-35-А(частично), В,С,Д(частично), Е, F,36; XXIX-35-В(частично), С,Е(частично), F(частично), 36-А,В,С,Д(частично), Е(частично),F, 37-А(частично), D(частично), Е(частично), F(частично); XXX-36-В(частично), С,Е(частично),F,37; XXXI-36-В(частично), С(частично), 37-А(частично), В(частично) на основании Протокола Рабочей группы Министерства энергетики Республики Казахстан (Протокол № 4/МЭ РК от 27 апреля 2017 года).

Геологический отвод расположен в Актюбинской, Карагандинской и Кызылординской области.

Границы отвода на картограмме обозначены угловыми точками с № 1 по № 21

Географические координаты угловых точек			
Северная широта		Восточная долгота	
1. 45° 38' 00"	12. 47° 40' 00"	1. 64° 20' 00"	12. 63° 40' 30"
2. 45° 41' 25"	13. 47° 53' 00"	2. 64° 18' 45"	13. 63° 40' 00"
3. 46° 02' 36"	14. 47° 55' 01"	3. 64° 17' 05"	14. 63° 41' 00"
4. 46° 08' 54"	15. 48° 00' 00"	4. 63° 45' 12"	15. 63° 40' 00"
5. 46° 40' 00"	16. 48° 00' 00"	5. 63° 30' 00"	16. 64° 30' 00"
6. 47° 00' 00"	17. 46° 16' 09"	6. 63° 00' 00"	17. 64° 00' 00"
7. 47° 12' 00"	18. 46° 00' 00"	7. 63° 01' 00"	18. 64° 52' 15"
8. 47° 04' 30"	19. 46° 00' 00"	8. 63° 30' 00"	19. 65° 00' 00"
9. 47° 02' 50"	20. 45° 38' 00"	9. 63° 35' 00"	20. 65° 00' 00"
10. 47° 11' 00"	21. 45° 38' 00"	10. 63° 35' 00"	21. 64° 30' 00"
11. 47° 26' 30"		11. 63° 41' 00"	

Примечание: На участке Блок А находится часть территории района падения отделяющихся частей ракет-носителей Ю-23 космодрома Байконур.

продолжение см. на 2 стр.

продолжение

Из территории геологического отвода исключаются месторождения Жиланкыр, Майбулак, участок структуры Южная Ровная

координаты угловых точек исключаемого месторождения Жиланкыр			
Северная широта		Восточная долгота	
1. 47° 10' 02"	4. 47° 12' 10"	1. 63° 54' 22"	4. 63° 55' 29"
2. 47° 10' 04"	5. 47° 11' 26"	2. 63° 56' 35"	5. 63° 53' 23"
3. 47° 10' 52"		3. 63° 56' 57"	

глубиной исследования до основания палеозоя, площадью 11,68 кв. км

координаты угловых точек исключаемого месторождения Майбулак			
Северная широта		Восточная долгота	
1. 46° 45' 06"	5. 46° 42' 30"	1. 64° 18' 58"	5. 64° 23' 14"
2. 46° 45' 29"	6. 46° 42' 05"	2. 64° 19' 45"	6. 64° 22' 18"
3. 46° 45' 23"	6. 46° 42' 53"	3. 64° 20' 17"	6. 64° 20' 26"
4. 46° 44' 00"		4. 64° 22' 17"	

глубиной исследования по абсолютной отметки минус 1 500 м, площадью 16,2 кв. км

координаты угловых точек исключаемой части структуры Южная Ровная			
Северная широта		Восточная долгота	
1. 46° 56' 07"	6. 46° 50' 50"	1. 64° 16' 07"	6. 64° 13' 41"
2. 46° 53' 51"	7. 46° 51' 35"	2. 64° 17' 13"	7. 64° 13' 19"
3. 46° 51' 56"	8. 46° 54' 07"	3. 64° 14' 16"	8. 64° 14' 51"
4. 46° 48' 41"	9. 46° 55' 53"	4. 64° 16' 29"	9. 64° 14' 29"
5. 46° 48' 42"		5. 64° 15' 41"	

глубиной исследования до основания палеозоя, площадью 26,02 кв. км

Площадь геологического отвода участка Блок А, за вычетом месторождений Жиланкыр, Майбулак и участка структуры Южная Ровная – 18 256,48 (восемнадцать тысяч двести пятьдесят шесть целых сорок восемь сотых) кв.км.

Глубина геологического отвода – до кристаллического фундамента.

Председатель

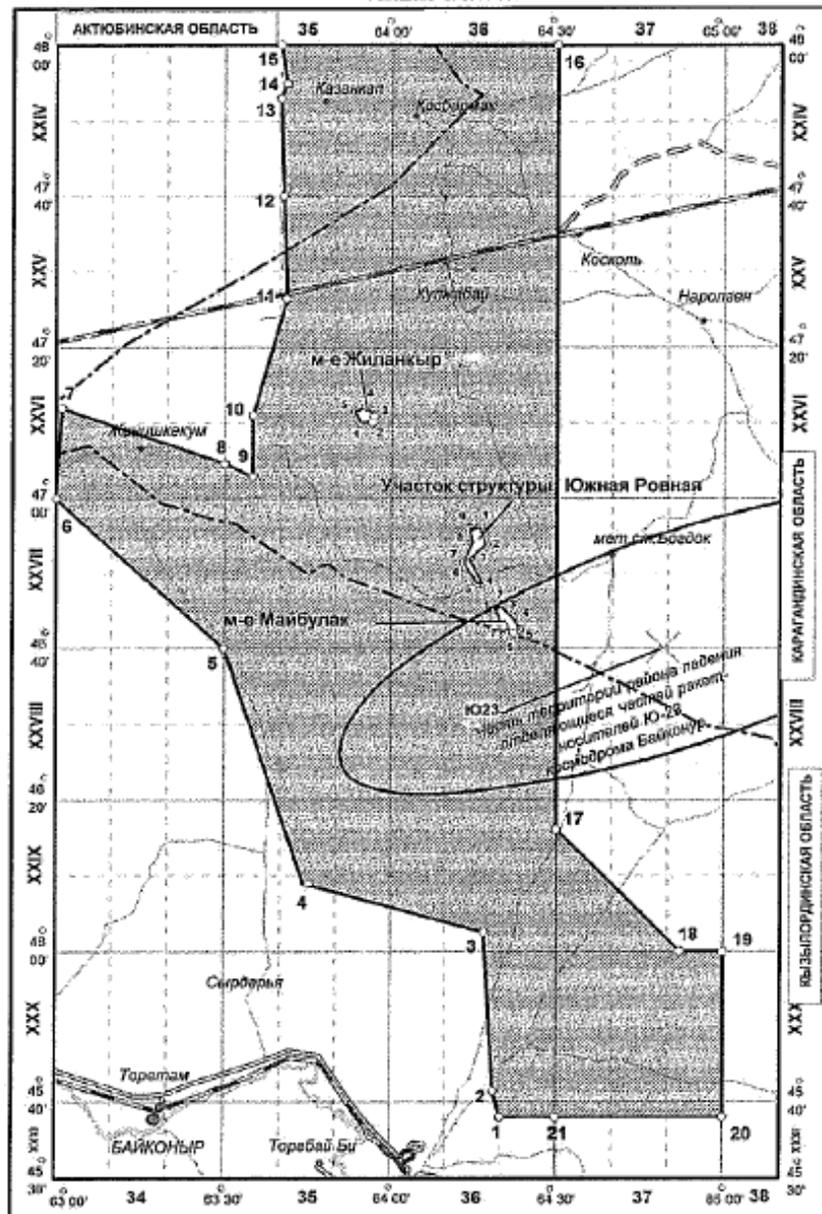


А. Надырбаев

г. Астана
июнь, 2017 г.

Приложение № _____
к геологическому отводу
по Контракту № 3996-УВС от 07.02.2014г.
на право недропользования
установленные связи
(от планетного неметаллического)
разведка
(от недропользования)
от 23 июня 2017г. Рег. № 288 Р-УВС

Картограмма расположения геологического отвода на участке Блок А в пределах блоков XXIV-35-В(частично), С,Е(частично),F, 36; XXV-35-В(частично),С,Д(частично),Е(частично),F, 36; XXVI-34-А(частично),Д(частично),Е(частично),F(частично), 35-А(частично),В,С(частично),Д(частично),Е, F, 36; XXVII-34-А(частично),В(частично),С,Е(частично),F(частично), 35, 36-А,В(частично),С,Д,Е(частично), F(частично); XXVIII-35-А(частично),В,С,Д(частично),Е, F, 36; XXIX-35-В(частично),С,Е(частично),F(частично), 36-А,В,С,Д(частично),Е(частично),F, 37-А(частично),Д(частично), Е(частично),F(частично); XXX-36-В(частично),С,Е(частично),F, 37; XXXI-36-В(частично),С(частично), 37-А(частично),В(частично)
Масштаб 1: 1500 000



условные обозначения см. на 2 стр.

Разработка и согласование в уполномоченных органах «Дополнения №3 к Проекту разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блок А)» включая сопровождающие материалы предварительной оценки воздействия на окружающую среду

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на разработку и согласование в уполномоченных органах «Дополнения №3 к Проекту разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блок А)» включая сопровождающие материалы предварительной оценки воздействия на окружающую среду

1. Целевое назначение работы.

Разработка и согласование «Дополнения № 3 к Проекту разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блок А)» (далее – «Проект») на основании всей имеющейся исходной геолого-геофизической информации, включая сопровождающие материалы оценки воздействия на окружающую среду (далее – «ОВОС») в центральной комиссии по разведке и разработке полезных ископаемых (далее – «ЦКРП») и в уполномоченных органах, с целью продления периода оценки на срок действия обстоятельств непреодолимой силы, на основании Дополнительного соглашения №8 от 22 сентября 2020 года к Контракту на разведку и добычу углеводородов на территории участка (Блок А) в Кызылординской, Карагандинской и Актюбинской областях № 3996-УВС от 07.02.2014 г. (далее – «Контракт») о продлении срока действия Контракта на 10 месяцев.

2. Состав и содержание Проекта

При составлении Проекта:

- 2.1 Перенос объемов геологоразведочных работ и срока действия проектного документа, предусмотренных в действующем базовом проектном документе «Дополнение №2 к проекту разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блока А)» на 10 месяцев с целью устранения последствий непреодолимой силы.
- 2.2 Для уточнения геологического строения и контуров площади обнаружения, а также поисков новых объектов предусмотреть бурение оценочных и поисково-разведочных скважин по мере необходимости. Определить местоположение проектных скважин;
- 2.3 Дать обоснование необходимого комплекса геолого-промысловых и геофизических исследований для решения следующих вопросов:
 - установление фазового состояния углеводородов и характеристик пластовых углеводородных систем;
 - изучение физико-химических свойств нефти, газов, конденсатов в пластовых и поверхностных условиях, определение их товарных качеств;
 - изучение фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов;
 - определение эффективных толщин, значений пористости, нефтегазонасыщенности;
 - установление коэффициентов продуктивности скважин и добычных возможностей;
 - предварительная геометризация залежей и оперативный подсчет запасов по категориям С2 и С1.
- 2.4 Определить объем капитальных вложений при проведении оценочного этапа.

3. Сопровождающие материалы ОВОС к Проекту должен соответствовать требованиям ст.65, 67, 68, 69 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 02.01.2021 г. №400-VI

Согласно раздела 2 Приложения 1 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 02.01.2021 г. №400-VI (далее – «ЭК РК») недропользование (разведка и добыча углеводородов) входит в перечень видов намечаемой деятельности и объектов, для которых проведения скрининга воздействия намечаемой деятельности является обязательной.

Процедура проведения скрининга намечаемой деятельности включает:

- 3.1. Подача заявления в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды (далее – «УООС») о намечаемой деятельности, в целях проведения скрининга ее воздействия;
- 3.2. Проведение УООС скрининга, включая рассмотрение госорганами и общественностью (заключение о результатах скрининга воздействия намечаемой деятельности);
- 3.3. В случае заключения о необходимости ОВОС готовится отчет о возможных воздействиях (ОВОС);
- 3.4. Вынесение заключения по результатам ОВОС и его учет;
- 3.5. Послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности, если необходимость его проведения определена в соответствии с настоящим кодексом.

ОВОС к Проекту должен быть разработан в соответствии с требованиями ЭК РК, «Инструкция по организации и проведению экологической оценки», утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 30 июля 2021 г за № 280.

4. Исходные данные

- 4.1. Дополнительное соглашение №8 от 22 сентября 2020 года к Контракту о продлении срока действия Контракта в связи с обстоятельством непреодолимой силы до 31 октября 2023 года (на 10 месяцев).
- 4.2. «Проект разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент»;
- 4.3. «Дополнение к проекту разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (включая

Тапсырыс беруші:/от Заказчика:

08.11.2021 ж. № 118-21/КМ қызметтерді сатып алу Шарты
Договор № 118-21/КМ о приобретении услуг от 08.11.2021 г.

Орындаушы:/ от Исполнителя: 18

ОВОС);

- 4.4. Дополнение №2 к Проекту разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блок А)
- 4.5. «Проект разведочных работ на оценку месторождения Караколь согласно Контракта»;
- 4.6. «Проект разведочных работ на оценку месторождения Бестобе согласно Контракта»;
- 4.7. «Проект разведочных работ на оценку месторождения Майбулак Северный согласно Контракта»;
- 4.8. «Проект разведочных работ на оценку месторождения Жинишкекум Южный согласно Контракта»;
- 4.9. «Проект разведочных работ на оценку месторождения Досжан согласно Контракта»;
- 4.10. «Проект разведочных работ на оценку обнаружения Сулутабан согласно Контракта»

5. Согласование и утверждение Проекта

- 5.1. Согласовать Проект с Заказчиком;
- 5.2. Выполнить государственную экологическую экспертизу проекта ОВОС в соответствии с экологическим законодательством Республики Казахстан;
- 5.3. Выполнить государственную экспертизу проектных документов в ЦКРР;
- 5.4. Обеспечить соответствие Проекта требованиям «Кодекса о недрах и недропользовании», «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых», ЭК РК.

После проведения государственной экспертизы Проекта в ЦКРР предоставить утвержденный Проект Заказчику в двух экземплярах, с графическими приложениями на бумажном носителе и на двух CD дисках по адресу: Республика Казахстан, индекс 050062 (A10X5Y5), г. Алматы, Ауэзовский район, улица Утеген батыра, 21 (место оказания Услуг). Обеспечить хранение одного экземпляра Проекта на бумажном и электронном носителях в архивах Подрядчика.

6. Сроки оказания услуг

1 - этап: сбор и обобщение исходных геолого-геофизических данных, составление и оформление Проекта, согласование с Заказчиком – 1 месяц со дня подписания Договора.

2 – этап: согласование со всеми уполномоченными государственными органами, отработка с экспертом ЦКРР, защита на заседаниях ЦКРР с получением протокола, оформление и сдача отчета Заказчику – 3 месяца со дня подписания Договора.

Несмотря на иные положения Конкурсной документации (нижеизложенные положения применимы только для целей проводимого Конкурса, даже в случае их включения в Договор):

- в случае установления, в настоящем Приложении 1, любых не предусмотренных Правилами требований к потенциальным поставщикам, то такие требования являются недействительными в настоящем Приложении 1 и к потенциальным поставщикам в рамках проводимого Конкурса и Конкурсной документации не применяются;
- в случае установления, в настоящем Приложении 1 требования о наличии опыта работы работников потенциального поставщика, то такое требование является недействительными в настоящем Приложении 1 и к потенциальным поставщикам в рамках проводимого Конкурса и Конкурсной документации не применяется;
- в случае указания, в настоящем Приложении 1, на товарные знаки, знаки обслуживания, фирменные наименования, патенты, полезные модели, промышленные образцы, наименования, места происхождения товаров и (или) работ и (или) услуг и наименование производителя, а также иных характеристик, определяющих принадлежность приобретаемых товаров и (или) работ и (или) услуг отдельному потенциальному поставщику либо производителю, то потенциальный поставщик вправе указывать в конкурсной заявке, применять и использовать их аналоги.

<i>Тапсырыс беруші:/от Заказчика:</i>	<i>Орындаушы:/ от Исполнителя:</i>
Генеральный директор АО «Кристалл Менеджмент» АҚ Бас директоры Сайзинулы Д.	Генеральный директор ТОО «Мунайгазгеолсервис» Бигарев А.Б.



ПРОТОКОЛ
заседания геолого-технического совета ТОО «Мунайгазгеолсервис»

г. Алматы

«06» декабря 2021 г.

Присутствовали:

Бигараев А.Б. - Генеральный директор
 Грибков В.А. – Главный геолог
 Жумабек С.У. – Ведущий инженер
 Мартынов В.В. – Ведущий геолог

Повестка совещания:

Рассмотрение «Дополнение №3 к проекту разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блока А)».

Слушали сообщение автора проектного документа Грибкова В.А. о выполнении «Дополнения №3 к проекту разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блока А)». Было отмечено, что вышеназванное Дополнение составлено согласно договора между АО «Кристалл Менеджмент» и ТОО «Мунайгазгеолсервис» и геологического задания утвержденного генеральным директором АО «Кристалл Менеджмент» г-ном Сайзинұлы Д.

Настоящее «Дополнение № 3...» составлено с целью обоснования объемов геологоразведочных работ на период продления до 31.10.2023г, в соответствии с Дополнением №8 к Контракту на недропользование, а также переноса и корректировки невыполненных объемов разведочных работ, предусмотренных в предыдущем проектном документе (Дополнении №2 ...), на новый проектный документ.

В основу составления настоящего "Дополнения №3..." взяты проанализированные материалы интерпретации сейсморазведки 3Д/2Д, отработанных в 2016-17 гг., а также результаты бурения и испытания скважин на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент».

Настоящим Дополнением предусматривается бурение трех независимых оценочных скважин КМ-9, КМ-10 и КМ-21 с проектными глубинами 2600, 2200 и 800 м, соответственно. Также, данным проектным документом предусматривается бурение пяти зависимых оценочных скважин в пределах выявленных структур. Все проектные скважины с проектным горизонтом – палеозой.

На оценочные скважины возлагаются следующие задачи: уточнение перспектив вскрываемого разреза в отношении нефтегазоносности с целью выявления залежей УВ в

отложения мела и палеозоя. При получении притоков нефти и газа провести необходимые исследования для оперативной оценки запасов УВ.

В Дополнении освещены методика и объем буровых работ, цели и задачи, условия проводки, объемы промыслово-геофизических исследований, отбор керна и шлама, пластовых флюидов, опробований, виды аналитических исследований, основные технико-экономические показатели.

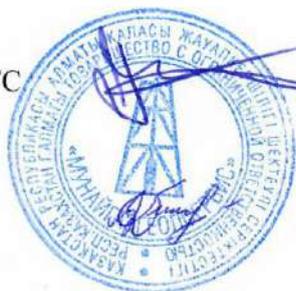
Дополнение выполнено в соответствии с геологическим заданием Заказчика. Геолого-технические вопросы были согласованы с сотрудниками «Заказчика» в ходе разработки дополнения.

После обмена мнениями, геолого-техническое совещание постановило:

1. Разработанное «Дополнение №3 к проекту разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блока А)» - **одобрить**.

2. Данное «Дополнение № 3...» направить на рассмотрение и согласование в АО «Кристалл Менеджмент» и государственные контролирующие органы.

Председатель ГТС



Бигараев А.Б.

Секретарь

Жумабек С.У.

ПРОТОКОЛ
совместного заседания геолого-технического совета
АО «Кристалл Менеджмент» и ТОО «Мунайгазгеолсервис»

г. Алматы

«08» декабря 2021 г.

Присутствовали:

от АО «Кристалл Менеджмент»:

Кан А.В. – Заместитель генерального директора по вопросам недропользования;
Нукунов М.К. – Главный геолог;
Кулов М.С. – Начальник отдела анализа и обобщения г/г данных;
Доненбай М.Д. – ведущий инженер-геолог по проектным работам.

от ТОО «Мунайгазгеолсервис»:

Бигараев А.Б. - Генеральный директор
Грибков В.А. – Главный геолог
Жумабек С.У. – Ведущий инженер
Мартынов В.В. – Ведущий геолог

Повестка совещания:

Рассмотрение «Дополнения №3 к проекту разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блока А)».

Слушали сообщение автора проектного документа Грибкова В.А. о выполнении проекта - «Дополнения №3 к проекту разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блока А)». Было отмечено, что вышеназванное «Дополнение №3...» составлено согласно договора между АО «Кристалл Менеджмент» и ТОО «Мунайгазгеолсервис» и геологического задания утвержденного Генеральным директором АО «Кристалл Менеджмент» г-ном Сайзинұлы Д.

Настоящее «Дополнение № 3...» составлено с целью обоснования объемов геологоразведочных работ на период продления до 31.10.2023г, в соответствии с Дополнением №8 к Контракту на недропользование, а также переноса и корректировки невыполненных объемов разведочных работ, предусмотренных в предыдущем проектном документе (Дополнении №2 к проекту разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блока А)»), на новый проектный документ.

В основу составления настоящего «Дополнения №3 ...» взяты проанализированные материалы интерпретации сейморазведки ЗД/2Д, отработанных в 2016-17 гг., а также результаты бурения и испытания скважин на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент».

Настоящим «Дополнением №3 ...» предусматривается бурение трех независимых оценочных скважин КМ-9, КМ-10 и КМ-21 с проектными глубинами 2600, 2200 и 800 м, соответственно. Также, данным проектным документом предусматривается бурение пяти зависимых оценочных скважин в пределах выявленных структур. Все проектные скважины с проектным горизонтом – палеозой.

На оценочные скважины возлагаются следующие задачи: уточнение перспектив вскрываемого разреза в отношении нефтегазоносности с целью выявления залежей УВ в отложениях мела и палеозоя. При получении притоков нефти и газа провести необходимые исследования для оперативной оценки запасов УВ.

В «Дополнении №3...» освещены методика и объем буровых работ, цели и задачи, условия проводки, объемы промыслово-геофизических исследований, отбор керна и шлама, пластовых флюидов, опробований, виды аналитических исследований, основные технико-экономические показатели.

«Дополнение №3 ...» выполнено в полном объеме и в соответствии с геологическим заданием Заказчика. Геолого–технические вопросы были согласованы с сотрудниками «Заказчика» в ходе разработки «Дополнения №3...»

В обсуждении проекта приняли участие: Кан А.В., Нукунов М.К., Кулов М.С., Доненбай М.Д., Бигараев А.Б., Грибков В.А., Жумабек С.У., Мартынов В.В.

После обмена мнениями, геолого-техническое совещание постановило:

1. Разработанное «Дополнение №3 к проекту разведочных работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей) Блока А)» - одобрить.

2. Данное «Дополнение №3...» направить на согласование в государственные контролирующие органы и в Центральную комиссию по разведке и разработке полезных ископаемых Министерства энергетики Республики Казахстан.

Подписи:

Нукунов М.К.

Грибков В.А.

