

ТОО «Bolashak Operating»
ТОО «Geoscience Consulting»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

ТОО «Bolashak Operating»

К. Кулмағанбет

_____ 2025 г.



**Проект ликвидации последствий разведки к проекту разведочных работ по
поиску углеводородов на контрактном участке Болашак в Мангистауской
области Республики Казахстан**

Директор
ТОО «Geoscience Consulting»



А. Ебрашева

Астана - 2025 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на разработку проектной документации на тему «Проект ликвидации последствий разведки к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак, расположенного в Мангистауской области РК» согласно Контракту №5444 – УВС от 07 марта 2025 года и Дополнения №1 к нему за №5458-УВС от 14 апреля 2025 года, с подготовкой соответствующего проектного документа\раздела по Экологической оценке

Место расположения	Республика Казахстан, Контрактная территория участка Болашак
Основание выдачи технического задания	Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 24.05.2018г)
Сроки (периоды) выполнения работ	Срок выполнения работ по составлению\разработке проектного документа – 45 календарных дней с даты заключения договора (не включает сроки согласования в соответствующих контролирующих/компетентных органах). С даты подписания Договора Подрядчик обязан в течение 5 рабочих дней согласовать с Заказчиком порядок выполнения работ.
Требования по согласованию	Согласовать проект с Заказчиком, согласовать в соответствующих контролирующих органах в соответствии с установленным регламентом, нормами и законодательством РК; Обеспечить техническое сопровождение разработанного проекта при рассмотрении его контролирующими органами.
Требования исполнителю:	1. Исполнитель должен обладать всеми разрешительными документами (лицензиями), необходимыми для оказания услуг; 2. Работы необходимо производить в соответствии с действующими на территории Республики Казахстан требованиями, техническими регламентами; 3. Наличие опыта составления, согласования и утверждения подобного вида проекта; 4. Наличие необходимых специалистов в штате Исполнителя.
Требование к содержанию проекта	В соответствии с Правилами ликвидации и консервации объектов недропользования, указанной в п.2.
Гарантия на выполняемые работы	Исполнитель гарантирует качество и достоверность выполняемых работ, их соответствия ГОСТам и нормативам применяемого законодательством Республики Казахстан.
Предоставление материалов	Утвержденный проект представить Заказчику в 3-х экземплярах на бумажном носителе и 1 экземпляр на электронном носителе.

Генеральный директор

ТОО «Bolashak Operating»



Қ. Құлмағанбет

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Ответственный исполнитель Директор Ебрашева А.Е. 	Общее руководство
Заместитель директора-главный геофизик Касымова К.М. 	Главы 3, 4
Ведущий инженер Омирбекова А.Н. 	Глава 6, 7
Ведущий инженер-геолог Исмуханова Г.Ж. 	Главы Введение, 1, 2, 5, Заключение
Старший инженер, нормоконтролер Ангикова А.А. 	Нормоконтроль

Пояснительная записка

Ответственный исполнитель Касымова К.М.

«Проект ликвидации последствий разведки к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак, расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан» (далее – Проект).

Текст 85 страниц, 13 рисунков, 8 таблиц, 9 текстовых приложений.

Для составления настоящего Проекта использован базовый проектный документ «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак, расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан».

Проект составлен ТОО «Geoscience Consulting», г. Астана, пр-т Кабанбай батыра, 17, блок Б, 12 этаж, каб. 1213, лицензия № 0003328 от 13.01.2010 г.

Дата составления Проекта – июль 2025 г.

Проект составлен согласно законодательству Республики Казахстан в области недропользования, промышленной безопасности, охраны окружающей среды. В проекте освещены вопросы по подготовке и непосредственной ликвидации двух независимых (Sarytau1-Pz и Salkyn-1) поисковых скважин, предусмотренных базовым проектным документом.

Право недропользования принадлежит ТОО «Bolashak Operating» согласно Контракту № 5444 – УВС от 07 марта 2025 года и Дополнения №1 к нему за № 5458-УВС от 14 апреля 2025 года.

Территория деятельности ТОО «Bolashak Operating» расположена в Мангистауской области (рисунок 1). Площадь геологического отвода участка Болашак составляет – 5584,45 км² (рис.1.1., таблица 1.2 и текстовое приложение 3).

Основные термины и определения

Недропользователь – физическое или юридическое лицо, обладающее в соответствии с Законом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» правом на проведение операций по недропользованию;

Ликвидация последствий недропользования – комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды в порядке, предусмотренном законодательством Республики Казахстан

Операции по недропользованию – работы, относящиеся к государственному геологическому изучению недр, разведке или добыче полезных ископаемых, в том числе работы, связанные с разведкой и добычей подземных вод, лечебных грязей, разведкой недр для сброса сточных вод, а также работы по строительству и (или) эксплуатации подземных сооружений;

Геологический отвод – приложение к контракту на разведку, являющееся неотъемлемой частью контракта, определяющее схематически и описательно участок недр, на котором недропользователь вправе проводить разведку;

Контракт – заключенный в соответствии с законодательством Республики Казахстан договор между компетентным органом либо уполномоченным органом по изучению и использованию недр в соответствии с компетенцией, установленным Кодексом «О недрах и недропользовании», либо областным (города республиканского значения, столицы) исполнительным органом в соответствии с компетенцией, установленной Законом, и физическим или юридическим лицом (лицами) на проведение разведки или добычи полезных ископаемых, либо строительство и (или) эксплуатацию подземных сооружений, либо на государственное геологическое изучение недр;

Контрактная территория – территория, определяемая геологическим либо горным отводом, на которой недропользователь вправе проводить операции по недропользованию, соответствующие контракту;

Ликвидационный фонд – фонд, формируемый недропользователем для устранения последствий операций по недропользованию в Республике Казахстан.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	10
2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА	15
2.1 Проектный литолого-стратиграфический разрез	15
3. СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	25
4. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ	29
4.1 Нефтегазоносные комплексы	31
4.2 Характеристики месторождений-аналогов участка Болашак	35
5. ГИДРОГЕОЛОГИЯ	42
6. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ.....	45
6.1 Обоснование критериев ликвидации скважин	45
6.2 Сроки проведения ликвидационных работ	46
6.3 Технологические и технические решения по ликвидации скважин.....	46
6.4 Категории скважин, подлежащих ликвидации	47
6.4.1 Категория I - скважины, выполнившие свое назначение	47
6.4.2 Категория II - скважины или часть их ствола, ликвидируемые по геологическим причинам	47
6.4.3 Категория III - скважины или часть их ствола, ликвидируемые по техническим причинам (аварийные).....	48
6.4.4 Категория IV - скважины, ликвидируемые по технологическим, экологическим и другим причинам.....	49
6.5 Оборудование устьев и стволов нефтяных, газовых и других скважин при их ликвидации 49	
6.5.1 Ликвидация скважин без спуска эксплуатационной колонны	50
6.5.2 Оборудование устьев и стволов при ликвидации скважин со спущенной эксплуатационной колонной.....	51
6.6 Порядок организации работ по ликвидации скважин	52
6.6.1 Расчет стоимости ликвидации скважин	55
6.7 Консервация скважины	56
6.7.1 Технологические и технические решения по консервации скважины	56
6.7.2 Порядок организации работ по консервации скважины и обеспечению промышленной безопасности	57
6.8 Порядок оформления документов на ликвидацию скважины	58
6.9 Рекультивация территории скважин.....	59
7. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА	60
7.1 Шум.....	60
7.2 Вибрация	60
7.3 Электромагнитное излучение.....	61
7.4 Радиационная безопасность	61
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	64
СПИСОК НОРМАТИВНО-ПРАВОВЫХ И ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН.....	65

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1 – обзорная карта района работ	910
Рисунок 1.1 –Картограмма участка Болашак.....	1314
Рисунок 1.2 – Батиметрия в пределах участка Болашак.....	1415
Рисунок 3.1 – Тектоническая схема региона исследований.....	2526
Рисунок 3.2 – Геологический разрез Северо-Устюртской впадины (Акчулаков О. А., 2012 г.)	2728
Рисунок 4.1.1 – Геологический разрез через зону сочленения Прикаспийской впадины и Бузачинского подня.....	3637
Рисунок 4.2.1 – Месторождение Комсомольское. Структурная карта и геологический разрез	36
Рисунок 4.2.2 – Месторождение Толкын. Структурная карта и геологический разрез	37
Рисунок 4.2.3 – Кашаган. Структурная карта по кровле Башкирских отложений	39
Рисунок 4.2.4 – Геолого-геофизический профиль месторождения Кашаган, разработанный компанией «AGIP»	39
Рисунок 4.2.5 – а) Кашаган-Тенгизская нефтегазоносная область, б) Геологическая модель Тенгиза.....	40
Рисунок 4.2.6 – Разрез осадочных отложений Кашаган-Тенгизской нефтегазоносной области.....	41
Рисунок 5.1 – Фотосъемки из космоса участка Болашак (подчеркивающие земельные и водные особенности, а также разделение между Каспийским морем и Сором Кайдак)	42

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 – Сведения о районе проектируемых работ	10
Таблица 1.2 – Координаты угловых точек участка Болашак	14
Таблица 4.1.1 – Характеристика нефтегазопроявлений на участке Болашак.....	33
Таблица 6.6.1.1 – Стоимость ликвидационных работ по скважине Sarytau1-Pz глубиной 4500 м (при спуске эксплуатационной колонны).....	55
Таблица 6.6.1.2 – Стоимость ликвидационных работ по скважине Salkyn-1 глубиной 3500 м (при спуске эксплуатационной колонны)	55
Таблица 6.6.1.3 – Стоимость ликвидационных работ по скважине Sarytau1-Pz глубиной 4500 м (при открытом стволе).....	56
Таблица 6.6.1.4 – Стоимость ликвидационных работ по скважине Salkyn-1 глубиной 3500 м (при открытом стволе)	56
Таблица 6.9 – Объемы и виды работ по технической рекультивации территории скважины	59

ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ1 Контракт рег.№5444-УВС от 07.03.2025г	66
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 Рабочая программа к Контракту	68
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 Геологический отвод	69
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 Картограмма	71
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 Пример плана организации работ	72
ПРИЛОЖЕНИЕ 6 Акт обследования скважины	76
ПРИЛОЖЕНИЕ 7 Лицензия ТОО «Geoscience Consulting»	77
ПРИЛОЖЕНИЕ 8 Протокол ТС ТОО «Geoscience Consulting»	79
ПРИЛОЖЕНИЕ 9 Протокол ГТС ТОО «Bolashak Operating» и «Geoscience Consulting» ..	81

ВВЕДЕНИЕ

ТОО «Bolashak Operating» проводит геологоразведочные работы на участке Болашак согласно Контракта на разведку и добычу углеводородов № 5444 - УВС от 07 марта 2025г. и Дополнения №1 к нему за № 5458 от 14.04.2025 г. (Приложение 2).

Контрактная территория участка Болашак расположена в Мангистауской области (рис. 1).

Площадь геологического отвода участка Болашак составляет – 5584,45 км²., глубина исследования - до кристаллического фундамента, по абсолютной отметке -10 км

Границы геологического отвода приведены в рис.1.1, табл.1.2. и в текстовом приложении 3).

Настоящий Проект выполнен на основании договора между ТОО «Bolashak Operating» и ТОО «Geoscience Consulting».

В период проведения геологоразведочных работ базовым проектным документом в пределах контрактной территории предусмотрено бурение и испытание:

- независимых поисковых скважин Salkyn-1 и Sarytau1-Pz, с проектными глубинами 3500 м, 4500 м, соответственно;
- зависимых от результатов поисковых скважин 3D сейсмические исследования в 2027-28 гг. с проектными объемами 200 кв.км, 232 кв.км соответственно;

Настоящим Проектом определены планы работ по ликвидации объектов недропользования в части проектных скважин, а также рекомендованы направления разработки природоохранных мероприятий по минимизации степени антропогенного воздействия при проведении ликвидационных работ.

Разработка проектных технологических и технических решений по ликвидации скважин на контрактной территории ТОО «Bolashak Operating» направлена на обеспечение промышленной безопасности, охраны недр и окружающей природной среды, безопасности жизни и здоровья людей.

Проект разработан в соответствии со следующими нормативно-правовыми актами Республики Казахстан:

- Закон РК «О гражданской защите» от 11.04.2014г № 188-V ЗРК;
- Кодекс РК «О недрах и недропользовании» (КоН) № 125-VI от 27.12.2017г.;
- Кодекс РК от 02.01.2021 г. № 400-VI «Экологический кодекс РК»;
- Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана, Приказ Министра энергетики РК от 22.05.2018г № 200;

Настоящий Проект согласно ст. 138 Кодекса «О недрах и недропользовании» служит основанием для составления проектов и (или) планов консервации и ликвидации скважин (текстовое приложение 4) с обеспечением требований охраны недр и окружающей среды.

Составление настоящего Проекта обусловлено разработкой базового проектного документа «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак» в связи с Дополнением №1 за №5458 от 14.04.2025 г. к Контракту на разведку и добычу углеводородов № 5444 – УВС от 07 марта 2025г. заключенным между Министерством энергетики РК, АО НК «Казмунайгаз» и ТОО «Bolashak Operating».

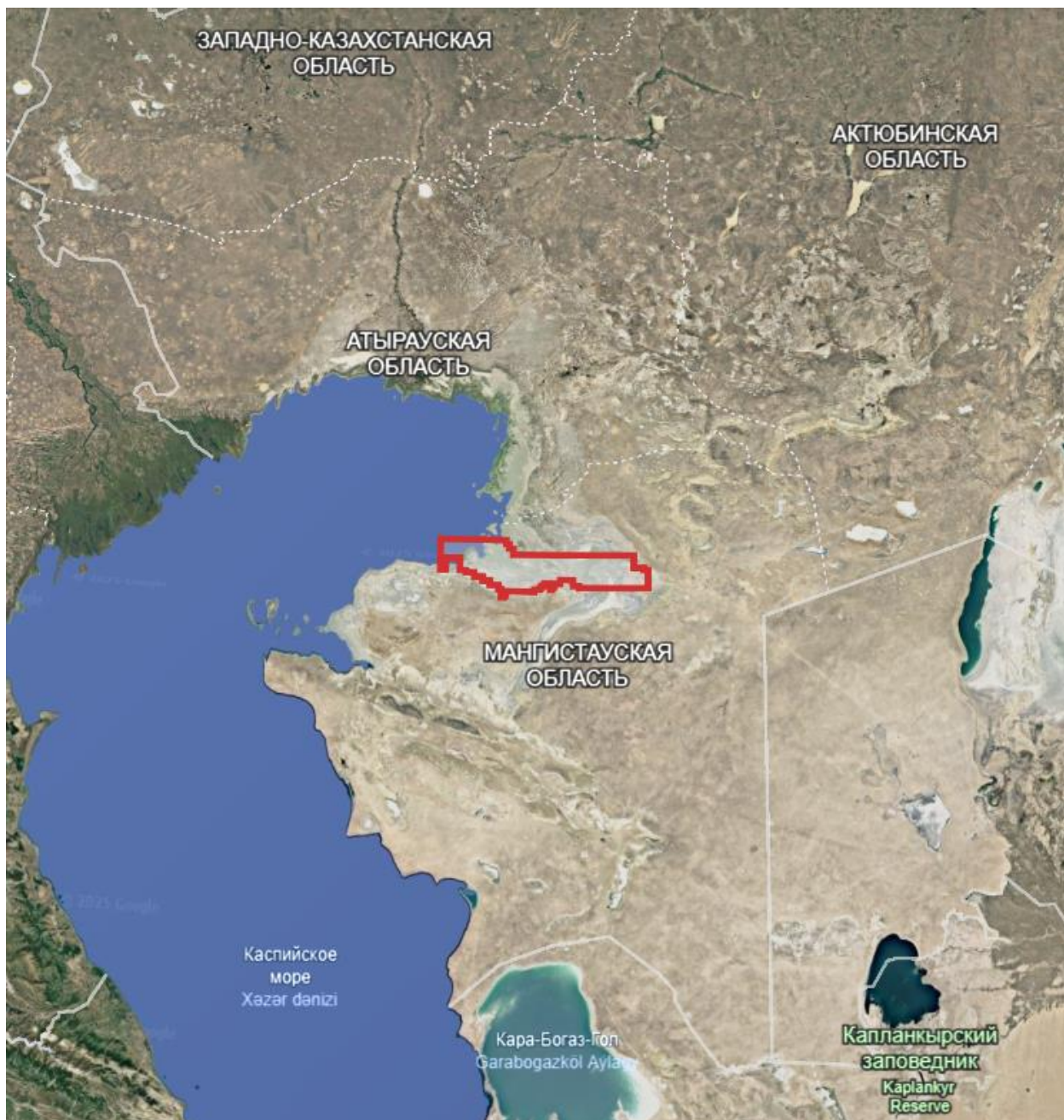


Рисунок 1 – обзорная карта района работ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 1.1 – Сведения о районе проектируемых работ

№№ п/п	Наименование	Географо-экономические условия
1	Географическое положение района работ	Юго-восточная прибрежная часть Северного Каспия
2	Место базирования	Морской проект (Мелководная и транзитная зоны)
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	По данным батиметрии глубина моря в западной части Контрактной территории составляет порядка 1-3 м., абсолютные отметки рельефа постепенно опускаются от +30 м в районе песков Жылымшик на полуострове Бозаши, до отметок – 30 м в береговой части моря и в районе соров.
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Небольшая западная часть территории участка расположена в акватории Каспия. На сухопутной части постоянной гидрографической сети нет. На площади работ находится пересыхающая речка Манаши, наполняемая водой только в период снеготаяния и дождей. Ближайший пункт снабжения питьевой водой - поселок Бейнеу, через который проходит водовод волжской воды Астрахань - Мангистау, который может служить источником как бытового, так питьевого водоснабжения. Для технических целей можно использовать так же морскую воду залива Комсомолец.
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	Пластовую воду из альб-сеноманских отложений, на которые пробурены скважины глубиной 1100 м, можно использовать для технических целей.
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	Исследуемая территория обладает резко континентальным климатом очень сухим жарким летом и морозной зимой. Экстремальные значения температур составляют в период летнего сезона +40°÷+42°С и зимой -38°÷-40°С.
7	Количество осадков	Годовое количество осадков 150-190 мм.
8	Преобладающее направление ветров и их сила	В холодный безледный период года над Северным Каспием преобладают ветры восточных румбов и уровень моря у восточного побережья на несколько сантиметров ниже, чем у западного уровня. В теплый период преобладают ветры западных румбов, и тогда уровень моря у восточного побережья на 2-4 см выше, чем у западного побережья. Скорость ветра в среднем составляет 5-6 м/с, до 12 м/с.

продолжение таблицы 1.1

1	2	3
9	Толщина снежного покрова и его распределение	Устойчивого снежного покрова не бывает. Снежный покров устанавливается в конце декабря – начале января, средняя продолжительность периода со снегом – 40 дней, причем большинство зим вообще бесснежны. Средняя из максимальных высот снежного покрова не превышает 10 см, при этом почва промерзает на глубину до 70 см.
10	Геокриологические условия	
11	Начало, конец и продолжительность отопительного сезона	Начало: первая – вторая декада октября, конец первая - вторая декада апреля.
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	Растительный мир - полынь, буйыргун, жантак и редкая травянистая растительность. Животный мир типичен для зон полупустынь. Ихтиофауна моря насчитывает 124 вида рыб, промысловое значение имеют не более трех десятков рыб. Типично промысловых видов рыб - 8, в их числе 3 вида килек, 2 вида пузанков, долгинская сельдь и 2 вида кефалей, пресноводные рыбы- сом, судак, усач, осетр, белуга, севрюга, жерех. Кроме рыб на Каспии обитает Каспийский тюлень. В западной части Контрактной территории есть государственная заповедная зона в северной части Каспийского моря, а в восточной части два заказника – Тасорпинский и Манашы.
13	Населенные пункты и расстояния до них	Районный центр Бейнеу (25 км), месторождение Каламкас (50 км), областной центр - город Актау (более 400 км к юго- востоку от центра площади).
14	Состав населения	Казахи
15	Ведущие отрасли народного хозяйства	Животноводство
16	Наличие материально-технических баз	В райцентре Бейнеу имеется железнодорожная станция, телефонный узел, лечебные учреждения и аэродром. Кроме того, на месторождении Каламкас обустроен современный вахтовый поселок нефтяников.
17	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	Магистральный газопровод Средняя Азия - Центр, магистральный нефтепровод Жанаозен – Новокуйбышевск.
18	Источники: - теплоснабжения, - электроснабжения	Автономное обеспечение.
19	Виды связи	Согласно заключаемым контрактам.
20	Пути сообщения	Редкая дорожная сеть района исследований представлена полевыми дорогами, ездить автотранспортом, по которым возможно в сухое время года. В период дождей проезд возможен на автотранспорте повышенной проходимости по бездорожью и грунтовым водам, а при работах в переходной зоне и в открытом водном пространстве - только с применением болотоходов и аэролодок.

продолжение таблицы 1.1

1	2	3
21	Условия перевозки вахт	Вертолетом, автомобилем.
22	Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	Местом базирования авиатранспорта, который будет использоваться при необходимости, могут быть аэропорты Актау и Атырау. Железнодорожная магистраль ст. Мангышлак - Макат, связывающая Мангистаускую область с другими областями Казахстана и России, проходит к востоку от площади. Ближайшим портом для судов являются Баутино (80 км). На суше ближайшими населенными пунктами являются вахтовые поселки нефтяников Каражанбас (80 км) и Каламкас (50 км), Каратурун (примыкает к участку).
23	Наличие зимников, срок их действия	нет
24	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения)	нет
25	Речные пути и период навигации по ним	
26	Данные по другим полезным ископаемым района, а также по обеспеченности стройматериалами.	нет

Соотношение площадей морской и сухопутной зон участка постоянно изменяется в зависимости от перемены уровня Каспия.

Территория участка Болашак расположена в юго-восточной прибрежной части Северного Каспия и охватывает устье залива Комсомолец и сор Кайдак, заполняемые морскими нагонными водами. Южная и восточная части площади – многочисленные солончаки, сухие русла, кочковатые поверхности вокруг такыров.

Сор Мертвый Колтык простирается на 150 км в восточном направлении от устья залива Комсомолец до восточной оконечности контрактной территории. Верхняя часть разреза сухой северной части сора представлена песками и суглинками, покрытыми солончаками, западная и южная части сора могут заливаться водами Каспия в результате нагонных волн.

Большой сор Кайдак является фактически изолированным мелким соленым озером с ярко выраженной заболоченностью.

Соры постоянно топкие, весной покрыты большим слоем рапы, летом коркой соли, которая предохраняет от высыхания подстилающий влажный ил.

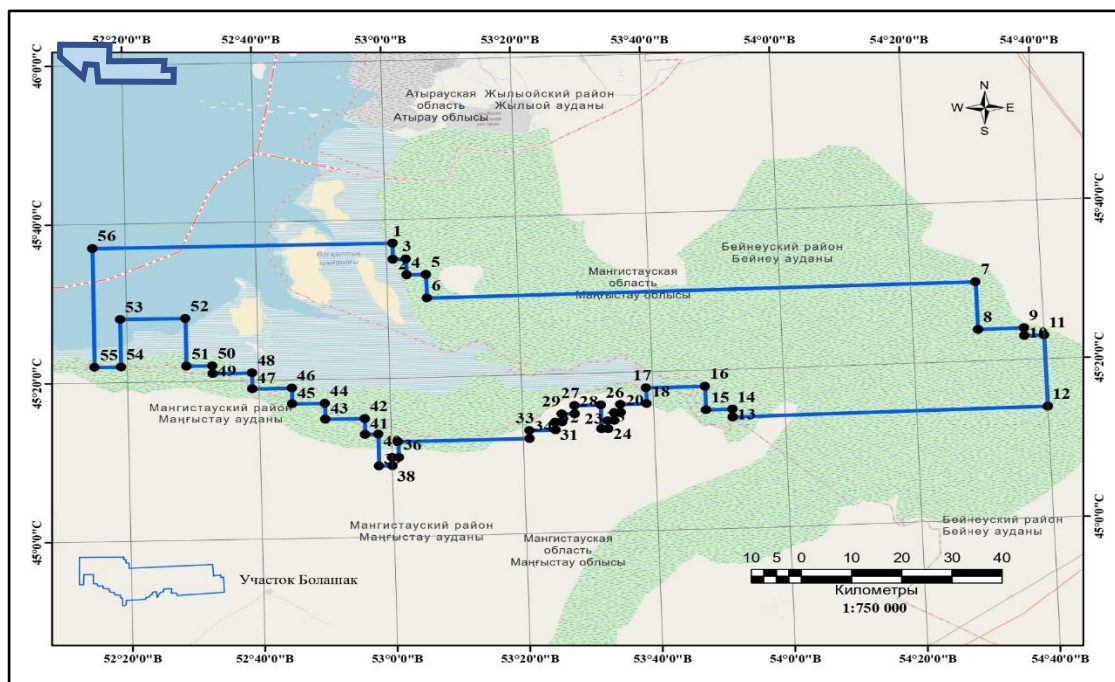


Рисунок 1.1 –Картограмма участка Болашак

Общая площадь геологического отвода участка Болашак составляет 5584, 45 (пять тысяч пятьсот восемьдесят четыре целых сорок пять сотых) км². Координаты угловых точек участка приводятся в таблице 1.2.

В западной части Контрактной территории есть государственная заповедная зона в северной части Каспийского моря, а в восточной части два заказника – Тасорпинский и Манашы.

В настоящее время уровень Каспия относительно стабилизировался и находится на отметке - 27,0 м. На фоне изменений среднегодового уровня Каспия отмечаются его сезонные изменения. Сезонные колебания уровня Каспия невелики (рис 1.2).

Западная часть территории участка расположена в акватории Каспия, где глубина воды составляет 1,0-2,5 м. Площадь, покрытая водой, изменяется в зависимости от уровня Каспия и направления нагонных ветров, а также изменением атмосферного давления. В холодный безледный период года над Северным Каспием преобладают ветры восточных румбов и уровень моря у восточного побережья на несколько сантиметров ниже, чем у западного уровня. В теплый период преобладают ветры западных румбов, и тогда уровень моря у восточного побережья на 2 4 см выше, чем у западного побережья.

Геологоразведочные работы велись в трех зонах: на суше, в переходной зоне и в зоне воды. Как сама прибрежная суша, так и две последние зоны представляют собой территорию высшей категории трудности (по сути, внекатегорийную) для производства работ.

Таблица 1.2 – Координаты угловых точек участка Болашак

№ точек	С.ш	В.д	№ точек	С.ш	В.д
1	45° 37' 00,00"	53° 01' 00,00"	29	45° 15' 00,00"	53° 26' 00,00"
2	45° 35' 00,00"	53° 01' 00,00"	30	45° 14' 00,00"	53° 26' 00,00"
3	45° 35' 00,00"	53° 03' 00,00"	31	45° 14' 00,00"	53° 25' 00,00"
4	45° 33' 00,00"	53° 03' 00,00"	32	45° 13' 00,00"	53° 25' 00,00"
5	45° 33' 00,00"	53° 06' 00,00"	33	45° 13' 00,00"	53° 21' 00,00"
6	45° 30' 00,00"	53° 06' 00,00"	34	45° 12' 00,00"	53° 21' 00,00"
7	45° 30' 00,00"	54° 30' 00,00"	35	45° 12' 00,00"	53° 01' 00,00"
8	45° 24' 00,00"	54° 30' 00,00"	36	45° 10' 00,00"	53° 01' 00,00"
9	45° 24' 00,00"	54° 37' 00,00"	37	45° 10' 00,00"	53° 00' 00,00"
10	45° 23' 00,00"	54° 37' 00,00"	38	45° 09' 00,00"	53° 00' 00,00"
11	45° 23' 00,00"	54° 40' 00,00"	39	45° 09' 00,00"	52° 58' 00,00"
12	45° 14' 00,00"	54° 40' 00,00"	40	45° 13' 00,00"	52° 58' 00,00"
13	45° 14' 00,00"	53° 52' 00,00"	41	45° 13' 00,00"	52° 56' 00,00"
14	45° 15' 00,00"	53° 52' 00,00"	42	45° 15' 00,00"	52° 56' 00,00"
15	45° 15' 00,00"	53° 48' 00,00"	43	45° 15' 00,00"	52° 50' 00,00"
16	45° 18' 00,00"	53° 48' 00,00"	44	45° 17' 00,00"	52° 50' 00,00"
17	45° 18' 00,00"	53° 39' 00,00"	45	45° 17' 00,00"	52° 45' 00,00"
18	45° 16' 00,00"	53° 39' 00,00"	46	45° 19' 00,00"	52° 45' 00,00"
19	45° 16' 00,00"	53° 35' 00,00"	47	45° 19' 00,00"	52° 39' 00,00"
20	45° 15' 00,00"	53° 35' 00,00"	48	45° 21' 00,00"	52° 39' 00,00"
21	45° 15' 00,00"	53° 34' 00,00"	49	45° 21' 00,00"	52° 33' 00,00"
22	45° 14' 00,00"	53° 34' 00,00"	50	45° 22' 00,00"	52° 33' 00,00"
23	45° 14' 00,00"	53° 33' 00,00"	51	45° 22' 00,00"	52° 29' 00,00"
24	45° 13' 00,00"	53° 33' 00,00"	52	45° 28' 00,00"	52° 29' 00,00"
25	45° 13' 00,00"	53° 32' 00,00"	53	45° 28' 00,00"	52° 19' 00,00"
26	45° 16' 00,00"	53° 32' 00,00"	54	45° 22' 00,00"	52° 19' 00,00"
27	45° 16' 00,00"	53° 28' 00,00"	55	45° 22' 00,00"	52° 15' 00,00"
28	45° 15' 00,00"	53° 28' 00,00"	56	45° 37' 00,00"	52° 15' 00,00"

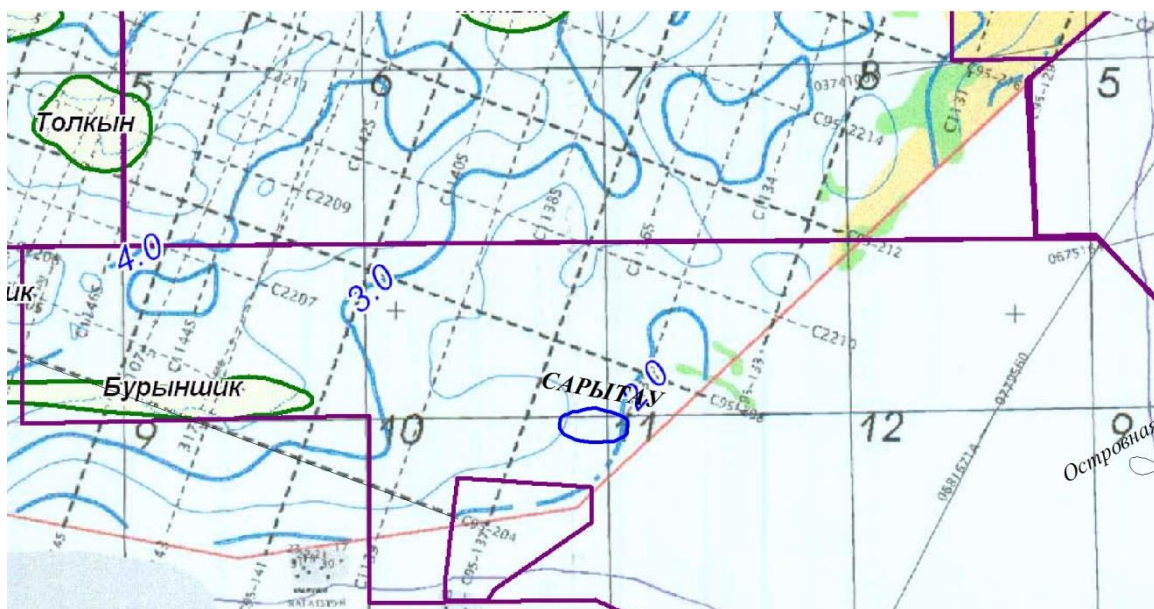


Рисунок 1.2 – Батиметрия в пределах участка Болашак

2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА

2.1 Проектный литолого-стратиграфический разрез

Участок Болашак расположен в зоне сочленения трех крупных геологических структур: северную его часть занимает южная бортовая зона Прикаспийской впадины, по Северо-Устьюртскому разлому она граничит с Северо-Устьюртским тектоническим блоком, вдоль юго-западной границы охватывает восточный фланг Бузачинского поднятия Мангышлакско-Бузачинской системы поднятий. Все это обуславливает сложное геологическое строение и неоднозначный взгляд на историю геологического развития рассматриваемой площади. Сложное геологическое строение обусловлено замыканием Южно-Эмбинского поднятия в зоне изучения, которое, вопреки старой тектонической схеме не соединяется с Бузачинским поднятием и в зоне их предполагаемого сочленения находится структура Сарытау палеозойская.

В разрезе рассматриваемого участка глубоким бурением вскрыты отложения палеозойского и мезокайнозойского возраста.

Мощность осадочного чехла на Устьюрте достигает 10-12 км, из них 2-4 км составляет мел-неоген, 1-2,5 км юра, 3-5 км верхняя пермь-триас, 1-3 км верхний карбон-нижняя пермь, 1-2 км нижний-средний карбон и 3-5 км верхний девон-нижы карбона. Юрско-неогеновые отложения распространены повсеместно, до юрских разновозрастных комплексов в основном заполняют отдельные глубокие прогибы и грабены, связанные с региональными разломами.

Палеозойская группа PZ

Девонская система (Д)

Средний отдел (Д₂)

Только одна скважина в пределах границ Болашак вскрыла девонскую систему - параметрическая скважина Восточный Каратурун П-1. Она прошла мощный разрез палеозоя с базальным основанием в 660 м, по данным палеонтологического анализа приуроченный к верхнему девону. Девонский период представлен пестроцветными, трещиноватыми, мелкозернистыми битуминозными известняками. Истинная мощность этого отдела не четко определена, Приблизительный девонский период выявлен по сейсмическим данным и прослеживается как горизонт Пз на поднятии Южная и ограниченной территории к северу от Николаевской.

Верхний отдел (Д₃)

По данным временных разрезов в районе структуры Сарытау верхнедевонские отложения залегают на глубине от 8 км и ниже. По данным скважины 1-П площади Арман они состоят из переслаивающихся известняков и глинисто-аргиллитовых прослоев, однако, в районе структуры Сарытау не исключена возможность образования девонских рифовых карбонатов как на Южном поднятии и на структуре Тенгиз.

К северу на структуре Тенгиз вскрыты отложения девонского возраста ограниченным числом скважин, при этом большинство из них прошли только верхнюю часть фаменского яруса. Породы представлены преимущественно вакстоунами и пакстоунами, среди которых выделяются пеллетовые и биокластовые разности. Меньшим распространением пользуются комковато-стустковые водорослевые отложения с кальцисферами и раковинками фораминифер. Возраст пород дается на основании определения фораминифер.

Каменноугольная система (С)

Нижний отдел (C₁)

Отложения карбона представлены в разрезе отложениями турнейского, визейского и серпуховского возраста.

Нижнекаменноугольный разрез вскрыт тремя скважинами, расположенными в районе площадей Южная и Каратурун Восточный. В разрезе площади Южная нижний карбон представлен кремнистыми и туфовыми известняками с преобладающим материалом из водорослевых и скелетных остатков, а также карбонатными частично доломитизированными аргиллитами. В разрезе нижнего карбона присутствует зона слоистых туфов, отождествляемая с «ЗВР» или «Зоной Высокой Радиоактивности» по определению АО «Казахстанкаспийшельф» (далее – ККШ). Вышеназванные туфы характеризуются высокими параметрами гамма-излучения по каротажу и с коррелированы по сейсмическому отражающему горизонту, который может быть нанесен на карту в межрегиональном масштабе. Этот отражающий горизонт по определению ККШ получил название «ЗВР» и эквивалентен сейсмическому горизонту П2. Возраст свиты датирован средневизейским. Компанией «Орикс» продолжено прослеживание «ЗВР» и горизонта П2 на участке Болашак в пределах зоны, данные по которой характеризуются более качественным определением. Корреляция горизонта П2 в центральной, восточной и южной части участка ограничена из-за недостаточности глубинной разрешающей способности, проведенной сейсмики. В зоне Каратурун Восточный нижний карбон представлен темно-серыми, мелкозернистыми, трещиноватыми частично насыщенными нефтью и пеллитизированными известняками.

В пределах Жылыойской карбонатной платформы разрез турнейских отложений представлен пелоидными, литокластовыми, органо-генно-обломочными, нередко грубообломочными, полидетритовыми грейнстоунами и пакстоунами, с прослоями вакстоунов, реже мадстоунов, рудстоунов и водорослевых известняков. Грейнстоуны состоят из литокластов известняков, интенсивно микритизированных и обломков скелетных зерен.

Разрез визейского яруса в литологическом отношении представлен тонкозернистыми, комковатыми известняками, лито-биокластовыми грейнстоунами и пакстоунами с редкими прослоями рудстоунов (известняковые гравелиты). Породы часто неравномерно перекристаллизованы и доломитизированы, участками сильно окремнены.

Средний отдел (C₂)

Средний карбон представлен отложениями башкирского и московского возраста.

Средний карбон в разрезе площади Южная представлен серо-цветными, желто-серыми известняками и доломитами, содержащие окаменелости и нерегулярное присутствие туфов в московских отложениях. Толщина отложений достигает несколько сотен метров. Карбонатные отложения эти образовались как биогермные постройки, которые содержат многочисленные водоросли, криноидеи и др. Средний карбон по данным площади Каратурун Восточный (скв.П-1) представлен темно-серыми, плотными, кремнистыми песчаниками; их накопление происходило в условиях низкой энергии осаждения или по крайней мере на уровне ниже основания штормовых волн.

Нерасчлененные отложения средне-позднекаменноугольного возраста на Бузачинском поднятии вскрыты в скважинах Северный Бузачи Г-7 (инт. 2800-3000м) и Северный Каражанбас П-1 (инт. 2420-2978 м), Арман П-1 (инт. 3350-3825 м) (Пронин, 1997).

В скважинах Северный Бузачи Г-7 и Северный Каражанбас П-1 они представлены неравномерно переслаивающимися известняками, мергелями и аргиллитами. В средней части разреза увеличивается количество карбонатов, а в нижней и верхней – аргиллиты образуют пачки до 52-94 м и слабо расслоены карбонатными породами (Пронин, 1997). Аргиллиты темно-серые, до черных, чистые и алевроитистые (10-15%), иногда тонкослоистые за счет прослоек мергелей, сильно карбонатные, часто со значительным количеством окатанных тонких зерен кальцита (до 15-20%), с включениями пирита, со шламом углефицированной растительной органики (до 5%), тонкими прожилками кальцита, плотные, крепкие.

В пределах Прикаспийской впадины на Каратон-Тенгизском поднятии верхнекаменноугольные и среднекаменноугольные отложения в объеме московского яруса и верхнебашкирского подъяруса отсутствуют.

Разрез московского яруса представлены темно-серыми до черных тонкозернистых доломитов.

Пермская система (Р)

Нижний отдел (Р₁)

Нижняя пермь представлена отложениями ассельского, сакмарского и артинского возраста.

Нерасчлененные отложения нижней перми в пределах южного обрамления Прикаспийской впадины выделяются в Тенгиз-Кашаганской подзоне на структурах Тенгиз, Южная, Королевская и Каратон. Мощности отложений непостоянны и варьируют от 10-90 м на приподнятых структурах (скв.44 Тенгиз), до 200-455 м в погруженных участках (скв. 18 Тенгиз, 15 Королевская).

На структурах Тенгизская и Королевская в составе отложений преобладают аргиллиты, аргиллитоподобные глины, в меньшей степени – мергели и известняки. Характерной особенностью их является площадное развитие туфопелитов и присутствие отдельных скважинах (14, 29) в нижней

части разреза прослоев литовитрокластических туфов (Власова и др, 1991 г.). Аргиллиты известковистые, битуминозные, слабоалевритистые и окремнелые с прослоями доломитов и известняков.

Отложения нижней перми выделены в разрезе площади Южная. Тонкий покров верхнепермских зернистых известняков представляет непрерывный рост биогермных построек со случайными обнаженными, эрозийными и эвапоритовыми осадками. Карбонаты нижней перми представлены биогермными известняками, частично кристаллизованными, чаще с ангидритовым пустотным заполнением. В разрезе зоны Каратурун Восточный (скв П-1) нижнепермские отложения не обнаружены.

Эвапориты нижней перми (кунгурский ярус) имеют широкое распространение в разрезе Прикаспийского бассейна. Эвапоритовая толща выклинивается непосредственно к северной части участка Болашак.

Мощный нижнепермский разрез был ранее также вскрыт скважиной П-10 Мунайбай, расположенной непосредственно к северу от Болашака. Эта скважина вскрыла темно-серые кремнистые известняки, темно-серый мергель с включениями тонких прослоев битуминозного песчаника. Данные по этой толще указывают на ее артинский возраст.

Верхний отдел (P_2)

Отложения верхней перми представлены породами уфимского, казанского и татарского возраста.

Скважиной П-1 Каратурун Восточный была вскрыта верхнепермская толща, представленная темно-коричневыми, окаменелыми глинами, известняками и песчаниками. Накопление данных породы не связано с морскими условиями, на что указывают тонкие карбонатные слои растительных остатков. Песчанистые разности, возможно, имеют флювиальное происхождение.

На других известных площадях юго-восточного борта Прикаспия (Южная, Мунайбай др.) отложения верхней перми не выделены.

Вполне вероятно, что развитые толщи верхнепермских отложений присутствует в восточной части участка Болашак в районе структуры Салкынская. В восточном направлении от структуры Комсомольская в сторону Тышканды и Аманжол на сейсмических профилях фиксируется резкое утолщение пермо-триасового комплекса.

Средне-верхнепермские отложения, залегающие с разрывом на подстилающих каменноугольных и нижнепермских породах, вскрыты на п-ове Бузачи. В разрезе скважин Г-1, Г-2, Г-3 месторождения Каражанбас они сложены красноцветными аргиллитами, алевролитами с прослоями известняков и доломитов, песчаников (Куницына, 2023 г.). Трещиноватость и перемятость пород с углом падения 20-45 градусов является характерной их особенностью.

Толщина средневерхнепермских образований по данным (Козмодемьянский и др, 1995 г.) изменяется от 550 до 900 м.

Мезозойская группа – MZ
Триасовая система (Т)
Нижний и средний отделы (T_{1-2})

Нижний и средний триас представлен отложениями индского и оленекского возраста.

В пределах участка Болашак триасовый комплекс пород вскрыт многими скважинами. Предполагается, что интенсивный подъем в пределах Бозашинского свода, относящееся к тектоническим процессам, происходившим в киммерийский период, привел к изменению доюрских толщ. В процессе этого, эрозии подверглась значительная часть триасовых отложений.

Породы доюрского комплекса, известные по обнажениям массива Каратау более интенсивно погружались и испытывали подъем; были подвержены начальной метаморфизации.

Наиболее полное представление о триасовом комплексе участка Болашак представлено в результатах описания и изучения 36 образцов керна, отобранного в скважине Аралды П-1. Нижне и среднетриасовые породы представлены слюдистыми аргиллитами темно коричневого цвета, а также известняками и лититовыми и полевошпатовыми песчаниками. Породы эти идентичны отложениям верхней перми и, похоже, являются осадками не морского происхождения. Сейсмическими методами установлена хорошо прослеживаемая поверхность среднего триаса, которая превалирует на большей части блока. Отражающий горизонт определен как налегающая поверхность, параллельная и согласная с подстилающим палеозойским комплексом и несогласно контактирующая с толщей, залегающей выше по разрезу.

Среднетриасовая толща имеет важное значение в изучении особенностей бассейна осадконакопления и последовательности и характера проявления разломов и формирования осадков на рубеже проявления региональных несогласий в дотриасовое время.

Отложения ниже-среднетриасового возраста выделены условно на площадях Сев. Каражанбас, Кызан, Кырын, Токубай, Арыстановская, Теренская и других. Образование песчано-глинистой красноцветной формации связано с прибрежным мелководным часто осушаемым бассейном, в котором преобладала окислительная обстановка. Мощность этих отложений, по геолого-геофизическим данным меняется от 1000 до 3000 м, причем её увеличение происходит в северо-западном направлении (Летавин, 1978 г.).

Верхний отдел (T_3)

Верхний триас представлен отложениями карнийского и норийского возраста.

Верхнетриасовые отложения представлены сероцветной континентальной терригенной толщей, залегающей трансгрессивно на средне- или нижнетриасовых, или более древних отложениях. Они распространены спорадически. Полностью отсутствует верхний триас на Южно-Эмбинском,

Актумсукском, Центрально-Устьюртском поднятиях, на Байчагырском выступе. В других частях Северо-Устьюртской впадины верхний триас уничтожен предъюрским размывом в сводах крупных антиклиналей (Арыстановская, Шомышты, Шагырлы, Ащитайпак, Жайылган, Кызылой, Аккулковское и другие) (Федоренко О. А. и др, 2006 г.).

Отложения верхнего триаса отличаются от нижнего и среднего триаса преобладанием не окисленных «серых» фаций, но сравнению с красноцветными. Разрез представлен светло-серыми «полимиктовыми» полевошпатовыми литаренитами, аргиллитами темно-серого цвета и известняками. Некоторые типы песчаников обладают нефтеносными качествами и считаются целевыми объектами для бурения.

Отложения триасового возраста, вскрытые в призабойной части скважины Островная в интервале 2903-3012 м, условно отнесены к рэтскому (?) ярусу верхнего триаса. Тем не менее литологическая характеристика данного разреза включает его принадлежность к среднетриасовому времени.

Юрская система (J)

Юрские отложения в пределах Северного Устьюрта представлены всеми тремя отделами – нижним, средним и верхним. Мощность юрской толщи меняется с запада на восток от первых десятков метров в своде Бузачинского поднятия до 1400 м Барсакельмесской впадине и 1800 м в Судочьем прогибе (Волкова, 1984 г.). На южно-эмбинском поднятии мощность юрских отложений варьирует от 546 до 893 м (Днепров, 1962 г.).

Естественные обнажения осадочных пород мезозойского периода на участке Болашак отсутствуют. Выходы юрских пород на поверхность отмечаются в 100 км юго-западу, в горах Каратау. Юрские отложения в пределах Северного Устьюрта представлены всеми тремя отделами – нижним, средним и верхним. Мощность юрской толщи меняется с запада на восток от первых десятков метров в своде Бузачинского поднятия до 1400 м Барсакельмесской впадине и 1800 м в Судочьем прогибе (Волкова, 1984 г.). На южно-эмбинском поднятии мощность юрских отложений варьирует от 546 до 893 м (Днепров, 1962 г.).

Осенью 1994 г. доктор Грахам Блэкборн и несколько сотрудников Орикс в сопровождении казахстанских специалистов изучали здесь юрские отложения. При описании литолого-стратиграфической характеристики геологического разреза использовались геолого-геофизические данные скважины Островная 1, пробуренной в восточной части Устьюрта. Они представлены сероцветной песчано-глинистой толщей континентального и мелководноморского происхождения.

Нижний отдел (J₁)

Ярусы: геттангский, синемюрский, плинсбахский, тоарский

Наличие пород нижней юры в скважинах, пробуренных на участке Болашак, не установлено, что обусловлено проблемой палеонтологической датировки континентальных отложений.

Средний отдел (J₂)

Нерасчлененные отложения среднего отдела в пределах Устюрта и Бузачинского поднятия развиты практически повсеместно. С угловым и стратиграфическим несогласием они залегают на размытой поверхности раннеюрских и более древних пород.

Ярусы: ааленский, байосский, батский, келловейский.

В скважинах, пробуренных на территории участка Болашак и вокруг него, повсеместно вскрыты отложения средней юры. Комплекс песчаников речного происхождения, толщина которого варьирует от нескольких метров до более, чем 300 м, встречается в верхней части несогласно залегающей поверхности триаса Песчаники, представленные здесь, обычно от темной до светло-серой окраски, крупно- и мелкозернистые, присутствует полевошпатовый литаренит с редкими аргиллитами серой окраски и глиной.

Условно они приурочены к ааленскому-байосскому возрасту. В средней юре участка отложения представлены серыми полевошпатовыми литаренитами, покрытыми серыми глинами, часто карбонатными с незначительным количеством угля, которые условно отнесены к батскому возрасту. Последовательность флювиальных отложений покрыта непрерывным сланцевым участком.

Среднеюрская толща осадков является перспективным объектом поисково-разведочных работ на нефть и газ. Значительное сокращение мощности среднеюрских осадков наблюдается на отдельных участках в своде Бузачинского поднятия (пл. Каражанбас). Вместе с тем в прогибах, сопряженных с поднятием, вскрыто до 500 м (Южно-Бузачинский прогиб), 550-700 м (площади Мурынсор и Култук) отложений средней юры

Общая мощность отложений средней юры по скважине Островная 1 составляет порядка 500 м.

Верхний отдел (J₃)

Ярусы: оксфордский, киммериджский, волжский

На участке Болашак верхняя юра представляет трансгрессивное накопление серых дельтовых песчаников, алевролитов и сланцев, которые переходят в широко распространенные темно-серые сланцы морского происхождения. Сланцы морского происхождения относятся - к оксфордскому.

В верхней части разреза отмечаются известняки светло-серые глинистые, датируемые киммериджским возрастом. Верхняя юра, прослеженная в обнаженных породах гор Каратау, состоит из сланцев морского происхождения от коричневого до серого оттенков с песчаниками и алевролитами морского происхождения. Обычно песчаники морского происхождения имеют изобилие ракушечных остатков.

На Северном Устюрте верхнеюрские отложения представлены глинисто-карбонатными сероцветными образованиями с преобладанием известковистых разностей – мергелей, известняков и доломитов (Волкова, 1984 г.). Толща глинисто-карбонатных пород оксфорд-титонского возраста является на Севером Устюрте региональной покрывкой для продуктивных

среднеюрских отложений. Мощность их варьирует и составляет от 140-320 м в пределах Мынсуалмасской ступени (площади Ашикпайтак, Адамли), до 300-440 м в Барсакельмесской впадине и Косбулакской прогибе. В своде Бузачинского поднятия верхнеюрские отложения отсутствуют (Волкова, 1984 г.).

Общая мощность верхнеюрских отложений по скважине Островная-1 около 280 м.

Меловая система

Нижний отдел (K_1)

Ярусы: берриасский, валанжинский, готеривский, барремский, аптский, альбский. Ни в отчетах по скважинам участка Болашак, ни в обнажениях пород на юге не указывается на наличие отложений берриасского возраста.

К валанжинскому возрасту относятся известняки, имеющие окраску от белой до серой и содержащие окаменелости. Иногда в этом отделе отмечаются ангидриты. Выше залегает пестроцветная песчано - глинистая толща барремского возраста, которая перекрывается поверхностью несогласного залегания с уплотненным песчаным фосфоритовым горизонтом, который относится к нижнему апту. Аптский возраст представлен черными сланцами морского происхождения, с прослоями тонко- и мелкозернистых песчаников и конкрециями алевролита. Альбский ярус – это мощная толща терригенных пород, сложенная серыми, зеленовато-серыми песчаниками МКЗ и СРЗ, темно-серыми глинами с прослоями песка, алевролитами песчанистыми.

Отложения мелового периода с размывом и стратиграфическим несогласием залегают на позднеюрских осадках. Особенно явно этот размыв виден в структурно приподнятых зонах, таких, как Бузачинское поднятие.

На территории Северо-Каспийского поднятия нижнемеловой разрез начинается с готеривских отложений. В нижней (готерив-барремской) части отни сложены переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. В верхней, апт-альбской части, залегающей с небольшим размывом на нижележащих отложениях, они сложены алевритоглинистыми разностями, иногда с прослоями песчаников (Куницына, 2023 г.). Мощность отложений готерив-баррема варьирует от 35 до 325 м, в среднем составляя 150 м. Мощность апт-альба составляет 250-400 м.

Меловые отложения имеют преимущественно морской, реже континентальный генезис. Максимальные мощности их зафиксированы по сейсмическим данным в Косбулакском прогибе (до 2600 м), в юго-восточной части Северного Устья мощность меловых осадков составляет 1800 м. На Бузачинском поднятии сокращается до 300-700 м.

Мощность нижнемеловых отложений составляет приблизительно 1170 м.

Верхний отдел (K_2)

Верхнемеловые отложения представлены толщей алевритовых глин, песков и песчаников сеномана, сменяющейся кверху серией карбонатных пород турона, сантона, кампана, маастрихта.

Для мощностей меловых отложений Южно-Эмбинского поднятия характерно общее уменьшение их с юго-запада на северо-восток. Общая мощность верхнемеловых отложений составляет около 400 м.

На Северном Устюрте верхнемеловые отложения разделяются на два комплекса: верхний морской карбонатный и нижний морской песчано-глинистый. Граница между комплексами на западе проходит в середине турона, на востоке она поднимается до сантона. Мощность терригенного верхнего мела составляет 100-250 м, карбонатного 150-400 м (Федоренко О. А., 2006г.).

Кайнозойская группа – KZ

Палеогеновая система (Pg)

Палеоцен-эоцен (Pg_1+Pg_2)

Отложения палеогена отличаются поверхностью несогласного залегания пород. Палеогеновые отложения представлены мощной (600-900 м) толщей морских зеленовато-серых глин с прослоями мергелей, известняков, алевролитов. В западной части в эоцен-палеоцене преобладают мергели и карбонатные глины. В основании эоцена отмечаются битуминозные глины и сланцы, которые, вероятно, являются источником для месторождений газа в эоцене северо-востока Северного Устюрта (Федоренко, 2006 г.).

Отложения эоцена представлены белыми мергелями, желто-коричневой глиной и алевролитами с рыбными остатками.

Разрез олигоцена - монотонная желто-серая, алевроитоглинистая толща с многочисленными рыбными остатками; отмечаются прослои алевролитов и глинистых песчаников. В восточной части участка Болашак песчаники отображаются на сейсмических разрезах в виде подвигающихся клиноформы.

Неогеновая система (N)

На большей части района осадочный разрез завершается известняками сарматского яруса (верхний миоцен), бронирующими плато Устюрт. Мощность их достигает 200 м. Нижние горизонты миоцена сложены прибрежно-морскими песками, глинами, мергелями мощностью до 100 м (Федоренко, 2006 г.).

Важным рубежом в формировании современной структуры Северного Устюрта является поздний миоцен-плиоцен. В это время идет интенсивное закрытие Кавказского субокеанического бассейна и рост Кавказской суши. К началу плиоцена Северный Устюрт был поднят выше уровня моря, возобновились движения по крупным разломам (Каратауский, Токубайский, Центрально-Устюртский, Арало-Кызылкумский).

Отделы: миоцен, плиоцен, плейстоцен

Отложения неогена размыты почти на всей территории участка Болашак, что обусловлено низкими гипсометрическими отметками уровня дневной поверхности приморской долины.

Четвертичная система (Q)

Отложения четвертичной системы несогласно залегают на размытой поверхности неогеновых отложений и представлены несколькими метрами

тонкозернистого песка, алевроита и битой ракуши. Широко распространены соровые отложения.

размывом залегают на карбонатах визе-нижней перми.

Юго-восточная граница Прикаспийской впадины сформировалась в конце триаса-начале юры в результате интенсивных сдвиговых и складчатых движений вдоль Северо-Устьюртского разлома, приведших к формированию эродированного местами до фамена Южно-Эмбинского поднятия. Юго-западная граница была сформирована в два этапа сжатия в Донецко-Туаркырском рифте и надвигании его на Прикаспийский бассейн.

Интенсивные сжатия произошли в артинское время и в позднем триасе – ранней юре, в результате чего образовался ряд пластин из верхнепалеозойских и триасовых пород, надвинутых на север, на Прикаспийский бассейн. Фронтальные части надвигов установлены по северу Каракульско-Смушковских дислокаций (надвинуты на Астраханскую карбонатную платформу) и по северу Бузачинского поднятия.

Соляная тектоника кунгурских отложений не позволяет выделить региональные особенности строения надсолевого комплекса, соляные купола прорывают пермо-триасовые отложения, юрско-кайнозойские отложения над куполами подняты на сотни метров, разбиты многочисленными разломами. По мезокайнозойскому комплексу переход от Прикаспия к Северо Устьюртской впадине, Бузачинской системе поднятий относительно плавный.

Бузачинский свод вместе с Южно-Бузачинским прогибом рассматриваются в составе Северного Мангышлака, на северо-западе полуострова Бузачи кровля фундамента прослеживается на глубине порядка 4-5 км, погружаясь до глубины 8-9 км в южном и восточном направлениях. Несмотря на высокую дислоцированность сейсмическими методами на Горном Мангышлаке и Бузачах местами прослежен горизонт «б» - размытая поверхность карбона-нижней перми. Доюрский комплекс представлен на полуострове Бузачи пермо-триасовыми отложениями мощностью до 6 км (5).

По юрско-неогеновому комплексу переход от Прикаспийской впадины к Бузачинской системе поднятий плавный, в погруженных частях прогибов V отражающий горизонт (подошва юры) прослеживается на отметках -1600 м и -1800 м.

В пределах свода четко выделяются взбросы, малоамплитудные надвиги и приуроченные к ним тектонические валы: Каламкасский, Каражанбаский, Жаманорпинский и другие. Образование тектонических валов, надвигов обусловлено инверсией Донецко-Туаркырского рифта в ранней перми.

В осадочном чехле Северо-Устьюртской впадины выделяется два структурных комплекса: доюрский и юрско-неогеновый.

Более детально изучен верхний комплекс, его строение изучено по структурным картам по кровле и подошве юры (III и V сейсмические горизонты).

Доюрские отложения характеризуются низкой изученностью, внутри комплекса не прослежены сейсмические горизонты, за исключением горизонта «б», соответствующего размытой доверхнепермской поверхности.

По горизонту «б» в пределах исследуемого региона выделяются

Кулажатский, Северо-Токубайский, Колтыкский и Косбулакский прогибы с глубинами 5-12 км (по горизонту «б»). (Быкадоров В. А., 2004 г.)

Область сочленения Северного Устья с Прикаспийской впадиной характеризуется глубоким (до 10-12 км) прогибом фундамента и соответствующего этому прогибу крупному палеозойскому Южно-Эмбинскому поднятию (рис. 3.2).

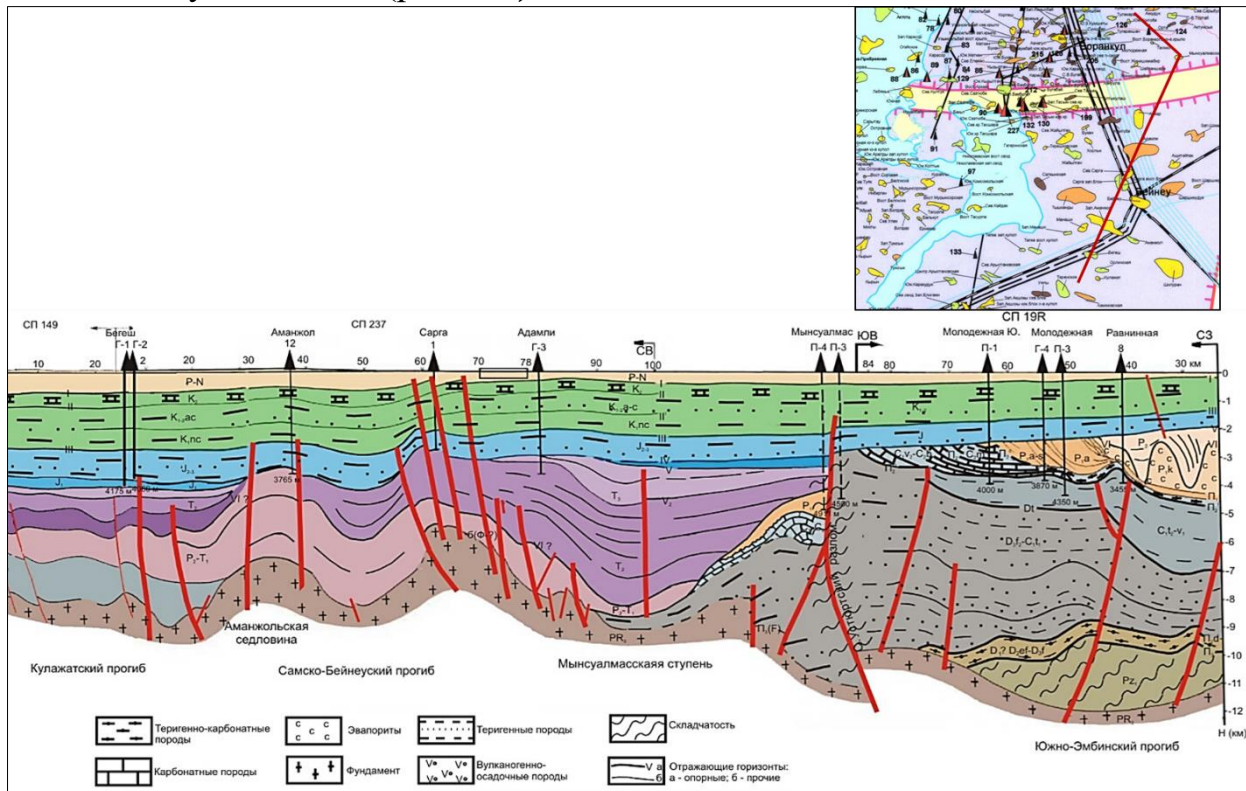


Рисунок 3.2 – Геологический разрез Северо-Устьуртской впадины (Акчулаков О. А., 2012 г.)

Мощность отложений пермо-триаса в северо-западной части Северо-Устьуртского бассейна составляет 3,5-5 км, а на юго-западе в районе сора Кайдак и Токубайского разлома достигает 9 и более км. Особенностью пермо-триасовых отложений Северного Устья является широкое развитие структур, которые связаны с деформациями присдвигового сжатия. Складки и разломы охватывают весь разрез пермо-триаса, вплоть до его эрозионной поверхности. Для всего рассматриваемого комплекса характерна сильная нарушенность, создающая типично блоковую структуру.

Региональная и зональная структура юрского-неогенового комплекса изучена более детально.

Структурный план комплекса в целом совпадает с нижележащими отложениями, прогибы и их пространственное положение в целом сохраняется. На месте Южно-Эмбенской моноклинали, а также части Южно-Эмбенского поднятия фиксируется крупная Мынсуалмасская ступень, осложненная серией локальных структур.

Осложненность локальными структурами возрастает также на Арыстановской ступени, седловинах и бортах прогибов. Более контрастно

прослеживаются седловины и линейные антиклинальные зоны, разделяющие локальные прогибы. Для всего региона структурный план на региональном и зональном уровнях более сглажен в сравнении с подошвой пермотриасовых отложений и поверхностью фундамента.

Сохраняются три главные ориентировки структурных элементов: северо-западная, юго-западная и меридиональная (север-юг), что свидетельствует о главенствующей роли пограничных крупнейших геологических элементов в формировании региональной структуры на мезозойском этапе развития.

Разломы интенсивно проявлены в доюрских отложениях. Ограничивающие впадину региональные разломы (Северо-Устьюртский, Токубайский, Центрально-Устьюртский и Восточно-Аральский) имеют сдвиго-надвиговую природу с движением Северо-Устьюртского блока против часовой стрелки. Заложение разломов произошло в девоне, Центрально-Устьюртского в поздней перми. Как сдвиго-надвиги они активно проявились в поздней перми, конце триаса-ранней юре. На протяжении средней юры-неогена указанные разломы неоднократно подновлялись. Последний этап активизации произошел во второй половине неогена (Быкадоров, 2004 г.).

4. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Основные перспективы нефтегазоносности на Северном Устьюрте связаны с юрскими отложениями. Различия в условиях осадконакопления предопределили разный состав углеводородов на западе (морские условия) и востоке (озерно-болотные условия).

Основным очагом генерации нефти на западе является Колтыкский прогиб, где наряду с юрскими к нефтепроизводящим относятся, вероятно, и верхнетриасовые отложения. Месторождения нефти выявлены только на западном и юго-западном бортах.

Новые антиклинали, несомненно, могут быть выявлены в неизученной части сора Кайдак и залива Комсомолец.

Восточная, большая часть Северо-Устьюртской впадины относится к потенциально нефтегазоносной. Основные очаги генерации углеводородов – Косбулакский и Самский прогибы.

Верхнедевонские отложения изучались бурением на Южно-Эмбинском поднятии. В скважине Г-1 Жанасу установлены многочисленные признаки нефти в виде примазок и капель жидкой нефти и битума в порах и трещинах.

В интервале 2505-2184 м при испытании получено 0,4 м³/сутки нефти. Нефть густая, окисленная, с плотностью 0,98, смол 67%. В этой скважине из интервалов 2425-2495 м, 2512-2544 м, 2836-2838 м подняты образцы керна (алевролиты и известняки), пропитанные нефтью. Примазки нефти в керне имеются в фаменских известняках в скважине П-3 Мынсуалмас.

В южной части участка Болашак на Куаныш-Коскалинском (Аламбекском) валу, разделяющем Барсакельмесский и Судочий прогибы, на нескольких структурах из карбона получены притоки нефти и газа. В скв.1 Каракудук в 40 км южнее структуры Куаныш из кавернозных известняков нижнего карбона (3654-3722 м), перекрытых небольшой пачкой красноцветов перми, в результате испытания было получено 6,5 м³ нефти и 12,5 м³ воды. Удельный вес нефти 0,842 г/см³, температура застывания 60. По групповому углеводородному составу нефти относятся к метановому типу, соотношение бензиново-керосиновых фракций к масляным составляет 0,66-1,0.

Прямые признаки нефтегазоносности установлены еще на ряде площадей в этом же районе - Центральный Кушкаир (скв.1), Акчалак (скв.18) и Северный Караумбет (скв.1), Карачалак. Эти площади находятся в 20-60 км южнее Каракудука. В первых двух скважинах (Центр. Кушкаир и Акчалак) вскрыты известняки (232 м и 17 м, соответственно) и получено 50 тыс. м³/сут и 308 тыс. м³/сут горючего газа. На площади Северный Караумбет из трещиноватых аргиллитов (вскрыто 158 м) верхнего карбона-нижней перми получено 1500 м³/сутки газа. На всех упомянутых выше участках газ или нефть получены из верхней части карбоново-нижнепермских отложений, где интенсивно развиты процессы трещиноватости и выветривания с образованием каверн.

В таких условиях в этом районе обнаружено первое газовое месторождение Карачалак (45 км южнее Каракудука). В Судочьем прогибе на

площади Северная Урга получен промышленный приток газа из верхней трещиноватой зоны песчано-аргиллитовой толщи СЗ-Р1.

На Северном Устюрте в пермо-триасовых отложениях нефтегазопроявлений по пробуренным скважинам не установлено. Повышенные содержания газа по газовому каротажу отмечались в красноцветной толще верхней перми на Теренкудукской и Харойской структурах, триасовых отложениях на структурах Шомышты, Ирдалы, Хакимовской, Жайлыган и др.

К нефтегазопроизводящим отложениям доюрского разреза в пределах Северного Устюрта относятся морские терригенно-карбонатные отложения верхнего девона-нижнего карбона, терригенные отложения верхнего карбона-нижней перми. Верхнепермско-среднетриасовые континентальные красноцветные отложения не содержат достаточного количества неокисленного органического вещества, а имеющиеся признаки нефти, битумов или газа являются вторичными. Поэтому этот комплекс не является нефтегазоматеринским. Верхнетриасовые сероцветные озерно-аллювиальные отложения можно относить к нефтегазопроводящим.

Верхнедевонско-нижнекарбоновые отложения Южно-Эмбинского поднятия помимо прямых признаков нефтегазоносности характеризуются высокими содержаниями органического вещества (0,3-1,56 %, иногда до 3,9 %) при содержании битумоидов от 0,05 до 0,26 %.

К востоку и юго-востоку от Южно-Эмбенского поднятия (Берчогурская синклиналь, Шалкарский прогиб) в разрезах девона-нижнего карбона возрастает роль известняков, в том числе рифогенных, и появляются угли прибрежно-морского происхождения, что повышает нефтегазогенерационный потенциал этого комплекса.

Для юрских отложений характерна частая смена песчаных пластов глинами как по вертикали, так и по горизонтали. Для песчаных пластов характерна высокая степень цементации глинисто-карбонатным цементом. Это снижает качество резервуаров. Наиболее выдержанные пласты песчаников имеются в келловее, когда осадконакопление шло в морских условиях. Эти пласты характеризуются удовлетворительным и хорошим качеством резервуаров. На северо-востоке качество резервуаров улучшается по всему разрезу юры.

Все месторождения имеют четкий структурный контроль – они связаны с антиклиналями, расположенными на поднятиях вблизи крупных прогибов. Литологический контроль также имеет важное значение. Нефти Устюрта в отличие от нефтей п-ва Бозаши малосернистые (до 0,2 %), что может указывать на их генерацию терригенными породами.

Геохимические данные, в том числе по составу биомаркеров, показали, что нефти месторождений Каракудук и Комсомольское формировались за счет органического вещества высшей растительности в субаквальных условиях. Нефти месторождения Колтык по геохимическим особенностям более

характерны для морских терригенных нефтематеринских отложений и сходны с нефтями месторождения Тасым, принадлежащему Прикаспийской впадине.

Пониженным уровнем термической зрелости отличаются палеозойские породы, вскрытые на площади Арман.

Общий уровень величин современных геотермических градиентов составляет (по данным Ж.С. Садыкова и др., 1977 г.) для районов северо-западного обрамления Северо-Устюртской системы прогибов от 2.45 до 3.50 С/100 м на глубину от 0,5 км до 4,0 км. С возрастанием глубины величина рассчитанных геотермических градиентов снижается, составляя в среднем 2,450 С/100 м. В северо-восточных районах величина геотермических градиентов возрастает и достигает средней величины 2,90 С/100 м. В юго-восточных районах Северного Устюрта (в пределах Узбекистана) величина геотермического градиента еще более возрастает до средней величины 3,450 С/100 м.

Ограниченные геотермические данные по северо-западным районам Северного Устюрта позволяют отметить возрастание палеотемператур на близких глубинах от Прорвинской зоны Прикаспийской впадины к Кызан-Токубайскому валу (Горшков, Волкова, 1981 г.).

В пределах площадей Колтык и Мурынсор зафиксирован подъем палеоизотермы 90°C до подошвы нижнемеловых отложений, что свидетельствует об оптимальных геотермических условиях нефтеобразования в отложениях юры и верхнего триаса. Южнее, на площади Кырын, такой уровень палеотемператур отмечен для отложений на глубинах около 1500 м.

В депрессионных зонах восточной части Северо-Устюртской впадины можно предполагать близкую катагенетическую зональность мезозойских отложений, которая соответствует уровню главной фазы образования углеводородов на глубинах от 2000 – 2500 м до 4 км.

Таким образом, юрские и верхнетриасовые отложения имеют необходимый уровень зрелости для генерации жидких углеводородов. Образования раннемелового возраста только в нижней части достигли зоны генерации углеводородов ("нефтяного окна"), тогда как большая часть имеет недостаточный уровень зрелости.

Источником углеводородов для юрских отложений могут являться и сероцветные континентальные и прибрежно-морские (на западе) породы верхнего триаса мощностью до 1500 м. Косвенным подтверждением являются наличие нефти в триасе на месторождении Прорва и нефтепроявления в триасе на площади Колтык.

В юрские отложения нефть и газ могли мигрировать и из палеозойских отложений. Особо благоприятными для этого были северо-западный район и район Шикудукской седловины.

4.1 Нефтегазоносные комплексы

Палеозойский комплекс пород

Нефтегазоносности Северного Устюрта уделялось большое внимание и давалась положительная оценка его перспективности. Прямые признаки

газонефтеносности из палеозойских отложений известны на южном склоне Южно-Эмбенского поднятия на площадях Жанасу и Туресай (Днепров, 1962; Замаренов, 1970 г.). На площади Жанасу в скважине 11 из интервала 2505-2184 м получен приток нефти. Возраст, давших приток нефти пород, определяется как позднедевонский (Д₃). На Туресайской площади в скважине Г-3 признаки нефтегазоносности наблюдались в отложениях нижнего карбона в интервалах 2920-2923 м, 3046-3051 м, 3051-3056 м; 3124-3126 м, 3129-3164 м.

На Каракудукской площади, расположенной на северо-восточном борту Барсакельмесской впадины, при испытании скв. Г-1 из до верхнепермских известняков при испытании интервала 3654-3722 м открытым забоем было получено 10 м³ нефти, а из интервала 3558-3570 м при испытании за 12 суток стоянки на притоке получено 8 м³ нефти. Нефть обнаружена в залегающих горизонтально под 20-метровой пачкой верхнепермско-нижнетриасовых красноцветов известняках беловато-серого и розового оттенков. Эти органогенно-обломочные известняки по содержащимся в них фораминиферам отнесены к верхам раннего карбона - позднему палеозою (Карцева и др., 1971 г.).

На площади Центральный Кошкаир из известняков нижнекаменноугольного возраста скважины 2 получен приток газа до 50 тыс. м³/сутки (Акрамходжаев и др., 1979 г.).

Промыслово-геофизическими исследованиями верхнепермско-нижнетриасовых отложений в скважине 7-П Арыстановская в интервале 2960-3690 м установлено несколько интервалов с повышенными газопоказаниями (до 4% при фоне 0,2-0,25). Эти интервалы, охарактеризованные повышенным удельным сопротивлением, рекомендованы к испытанию.

Представление о перспективах нефтегазоносности доюрских отложений расширила скважина трехкилометровой глубины, пробуренная на площади Колтык. Из триасовых пород получен приток нефти (интервал 3817-3840 м) с дебитом 50 т/сутки. Нефть содержит высокий процент бензиновых фракций, плотностью 0,817 г/см³.

Таким образом, нефтегазоносными комплексами доюрских пород являются: известняки фаменского яруса верхнего девона, известняки нерасчлененных толщ пермо-карбона; известняки нижнекаменноугольного возраста, возможно газоносные породы верхней перми и нижнего триаса; терригенные породы среднего триаса.

Покрышками для нефтегазоносных комплексов служат в основном глинистые породы, а в редких случаях плотные известняки (табл.4.1.1).

Резервуары палеозойских пород представлены плотными кавернозными трещиноватыми известняками. Типы залежей в терригенных породах пластово-сводовые. В ряде случаев встречаются литологически экранированные, а в известняках массивные.

Таблица 4.1.1 – Характеристика нефтегазопроявлений на участке Болашак

Месторождения	Общая характеристика коллектора										
	Тип структуры	Амплитуда	Покрышка	Возраст	Блоки/Единицы/Горизонты	УВ	Литология	Глубина (м)	Площадь кв. км	Запасы Геол/Изм. Тысяч тонн	Сум. Запасы Геол/Изм. Тысяч тонн
Арман	Антиклиналь	80	Тектонич и литолог. экран	Ср. Юра	Ю-II & IV	Н	Песч/Алевр	-800	2068	20314/6893	20314/6893
					Ю-V	Г					
					Ю-VI & VII	ГН					
					Ю-VIII-XVI	Н		-1280			
Бозаши Сев.	Антиклиналь осложн. разломом	100	2-126м глини	Неоком	А, Б, В, Д	НК	Песч/Алевр	289-405	16638	223256/79928	223256/79928
			Углы 2-4 град.	Бат-Байос	Ю-I, Ю-II			407-504	1634		
Катамкас	Антиклиналь осложн. разломом	60	Литологич. экран 4-53м глини	Неоком	А, Б, В, Г, Д	НГ	Песч/Алевр	-505		504681/165131	504681/165131
				Апт	1 & 2						
			Тектонич. Экран	Ср. Юра	Ю-I & Ю-II						
					Ю-III to Ю-VII			-936			
Каражаңбас	Антиклиналь осложн. разломом	130	2-126м глини	Валанжин		Н	Песч/Алевр	-288		238535/96983	238535/96983
			Углы 2-4 град.	Готерив							
				Баррем	А, Б, В, Г, Д						
				Бат	Ю-I & Ю-II			-466			
Каракудук	Антиклиналь	15-50	Глин. и тектон. экран	Келловей	I	Н	Песч/Алевр	-2365	36441	19846/7574	25547/9774
					II			-2446	2009	380/152	

	<u>осложн.</u> <u>разломом</u>			<u>Ср. Юра</u>	III			-2512	2009	303/121	
					IV			-2562	2009	770/308	
					V			- 2 6 0 0		1 5 2 8 / 6 1 1	
					VIII			-2754	8612	1860/664	
					IX			-2809	2009	860/334	
<u>Арыста</u> <u>новская</u>	<u>Антиклин</u> <u>аль</u>	170	<u>Глин. и</u> <u>литол.</u> <u>экран</u>	<u>Бат</u>	III-IV	Н	<u>Песчан</u> <u>ик</u> <u>и</u> <u>Алевр</u> <u>лит</u>		30х9		
				<u>Байос</u>	V-IX						
					XI						
<u>Колтык</u>	<u>Антиклин</u> <u>аль</u>	30	<u>Глин. и</u> <u>литол.</u> <u>экран</u>	<u>Келлов</u> <u>ей</u>	I	Н	<u>Песч./А</u> <u>левр</u>	-2863	10725	4757/1430	8203/2464
				<u>Байос</u>				-3150	14500	3446/1034	
<u>Комсом</u> <u>ольская</u>	<u>Антиклин</u> <u>аль</u> <u>ослож.</u> <u>разломом</u>	70	<u>Глин. и</u> <u>тектон.</u> <u>экран</u>	<u>Келлов</u> <u>ей</u>	I (А,Б,В,Г,Д)	Н	<u>Песчан</u> <u>ик</u>	-2995	15607	12952/5787	13243/5847
			2-80м глин		II			-3047	1624	291/60	

Юрский комплекс пород

Нефтегазоносность мезозойских отложений доказана открытием промышленных месторождений в казахстанской части Устья -

Арыстановского, Каракудукского; газа - Шахпахтинского и газоконденсатного - Куанышского в Каракалпакской части.

На Арыстановской ступени установлены в юрских отложениях нефтеносные комплексы на двух месторождениях.

Каракудукское месторождение расположено в пределах западной части ступени. По III (подошва мела) опорному отражающему горизонту оно представляет собой антиклиналь широтного простирания с более крутым северным крылом, площадью 13×9 км и амплитудой 55 м. Она замыкается изогипсой 2175 м.

Установлены 9 продуктивных горизонтов в верхне- и среднеюрских отложениях, из которых получена промышленная нефть. Разрез продуктивной части сложен терригенными отложениями, представленные переслаивающимися песчаниками, глинами и алевролитами, в нижней части появляются аргиллиты. Все залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные. Коллекторы поровые, с пористостью 13,5-16,9 % и проницаемостью 0,003-0,02 мкм².

Арыстановское месторождение расположено восточнее Каракудукского. Месторождение приурочено к одноименной антиклинали субширотного простирания, размером 30×9 км с амплитудой 170 м по III отражающему горизонту и замыкается по нему изогипсой 2150 м.

Продуктивны верхне- и среднеюрские отложения, в которых выделены 11 продуктивных горизонтов. Разрез представлен переслаивающимися песчаниками, аргиллитами и алевролитами. Общая толщина продуктивных отложений составляет около 600 м. Породы отличаются значительной глинистостью и карбонатностью. Коллекторы поровые, трещиноватые, низкопроницаемые и малоемкие. Пористость равна 1-15 %, а проницаемость изменяется от 0,001 до 0,1 мкм². Покрышками для залежей юрских пород служат глинистые отложения, а резервуары сложены терригенными, поровыми, трещиноватыми, частично низкопроницаемыми, малоемкими отложениями. Нефтяные залежи пластово-сводовые, в ряде случаев литологически экранированные.

Меловой комплекс пород

Кроме признаков нефтегазоносности на ряде структур, промышленные залежи нефти и газа в меловых отложениях на территории Северный Устье не установлены. По всем признакам меловые отложения можно отнести к потенциально нефтегазоносным комплексам. На выявленных структурах в разрезе нижнего мела чередуются глины и песчаники. Причем физические свойства (пористость и проницаемость) резервуаров нижнемеловых пород намного выше, чем у юрских. Отличительной особенностью литологии пород верхнего мела является нарастание вверх по разрезу их карбонатности с

4.2 Характеристики месторождений-аналогов участка Болашак

К основным месторождениям-аналогам относятся Каракудук, Арыстановское, Комсомольское, Колтык, Каратурун, Сазтобе, Кашаган, Кайран, Тенгиз, Королевское.

Месторождение Арыстановское расположено на территории Северного Устьюрта, в административном отношении в пределах Мангистауского района Мангистауской области Республики Казахстан, в 300 км к северо-востоку от г. Актау. Ближайшими населенными пунктами являются поселок Уялы и железнодорожная станция Сай-Утес.

Поднятие Арыстановское впервые выявлено и закартировано сейсморазведочными работами МОВ в 1964 году, затем его строение уточнялось в 1967 г. (МОВ), 1969 г. (МОВ), 1987 г. (МОГТ) годах (сейсморазведка 2Д). Глубокое бурение начато в 1965 году, когда была забурена параметрическая скважина 1-П проектной глубиной 4000 м. Месторождение открыто в 1968 г. скважиной 2, давшей фонтанный приток нефти при опробовании среднеюрского горизонта VII. За период 1965-1974 гг. на площади пробурены 17 скважин, которыми были открыты четыре залежи в отложениях средней и нижней юры.

По результатам бурения 17 скважин в 1974 г. проведен подсчет запасов нефти в количестве 6039 тыс.т. балансовых, 1812 тыс. т извлекаемых по категориям C_1+C_2 .

Нефтяное месторождение Каракудук расположено в Мангистауской области, в 35 км к северо-западу от разъезда 4 железнодорожной линии Макат-Актау, в 160 км на юго-запад от районного центра Бейнеу.

Структура подготовлена сейсморазведочными работами в 1964 г. Поисковое бурение начато в 1966 г., месторождение открыто в 1971 г. скважиной 1. В структурном отношении представляет собой антиклинальную складку субширотного простирания размерами 12,8х8,7 км, с амплитудой от 15 до 50 м, разбитую тектоническими нарушениями на три блока. Углы падения крыльев с глубиной увеличиваются: в туроне доли градуса, в нижнем мелу – 1-2°.

Месторождение многопластовое, продуктивными являются отложения средней и верхней юры, где выделены 9 продуктивных горизонтов. Нефтяные залежи выявлены в семи из них, за исключением III и VII горизонтов. Разрез продуктивной части сложен терригенными отложениями, представленными переслаивающимися песчаниками, глинами и алевролитами, в нижней части появляются прослой аргиллитов.

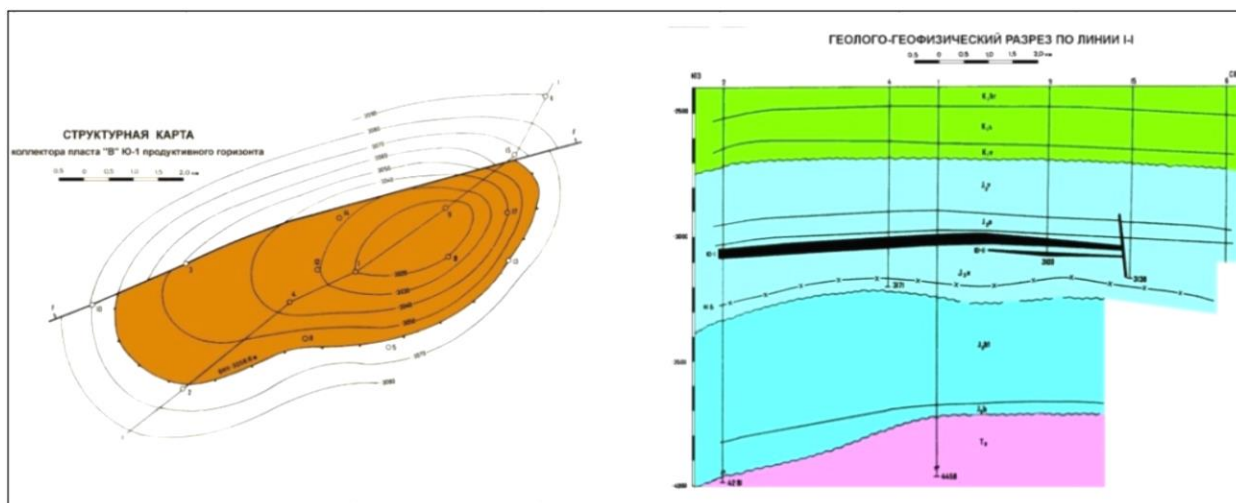
Нефтяная залежь I горизонта выделяется во всех трех блоках структуры, II горизонта – в I и II блоках, а залежи нижних горизонтов выявлены только во II блоке. Все залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные. Залежь IV горизонта состоит из 2-х нефтеносных пластов. Коллекторы поровые, с пористостью 13,5-16,9 % и проницаемостью 0,003-0,02 мкм². Нефтенасыщенная толщина для I блока составляет 2 м, для II блока меняется от 4,73 м (II горизонт) до 24,6 м (IX). ВНК определены для

горизонтов I, II, V и IX на абсолютных отметках соответственно -24429,2 м, -2461 м, -2594,4 м и -2846,7 м. Высота залежи в I горизонте изменяется от 19,7 м в III блоке до 72,6 м во II, по нижележащим горизонтам – от 1,2 м до 45,6 м. Средние значения общей толщины коллекторов колеблются от 9,6 м (I горизонт) до 45 м – в IV горизонте, нефтенасыщенные толщины от 2 м до 24,6 м в IX.

Нефти легкие, высокопарафинистые (4,2-22,3 %), с температурой застывания +8+29°C), малосернистые (0,03-0,49 %), с низкой кислотностью. Нефть в среднеюрских отложениях более легкая (плотность 807,8 кг/м³ – VII горизонт), чем в верхней юре (плотность 866 кг/м³ – II горизонт). Количество фракций, выкипающих до 200°C, 8-19 %. По групповому УВ составу нефти нафтенново-метановые.

Начальные пластовые давления изменяются в пределах 25,3-29,7 МПа, температура 78-111°C. Газонасыщенность пластовой нефти с глубиной увеличивается от 107 м³/т в I горизонте, до 289,5 м³/т в VIII и IX горизонтах и 299,8 м³/т в горизонтах IV и V. Дебиты по горизонтам варьируют в пределах от 25,3 м³/сут до 153 м³/сут на 9 мм штуцере. Пластовые воды высокоминерализованные, хлоркальциевого типа, с пластовой температурой 104-110°C. Минерализация меняется от 132 г/л во II горизонте до 177 г/л в VII. Воды в промышленном отношении йодо-бромные, имеют бальнеологическое значение и относятся к хлоридно-натриевым лечебным рассолам Боенского типа. Газонасыщенность вод 862 см³/л, в составе газа значительны концентрации азота (от 30 до 57 %).

Самым перспективным объектом является келловейский комплекс верхней юры, который был опробован на **месторождении Комсомольское**, расположенном в центральной части Устья. Структура выявлена и подготовлена к поисковому бурению сейсморазведкой в 1977-1980 гг. Поисковое бурение начато в 1981 г. Месторождение открыто в 1984 г. скважиной 2. Максимальный приток на месторождении Комсомольское был получен в скважине 11 из интервала 2028-3036 м, дебит нефти и газа составил 202 м³/сут и 22000 м³/сут, соответственно (рис.4.2.1).



В западной части площади Болашак находится Каратурунская группа месторождений. В 1977 г. в скважине Каратурун 1 была получена нефть дебитом 4,3 м³/сут из интервала 1012-1022 м, представленного песчанистым известняком в кровле юры.

Газовые скопления присутствуют на месторождении **Восточный Каратурун**, где в скважине Каратурун 24 был получен газ с дебитом 180 тыс. м³ из песчаника верхней юры.

К аналогам месторождений в палеозое в пределах участка отнесены месторождения Толкын, Сазтобе и Тасым.

Нефтегазовое месторождение Толкын расположено в Бейнеуском районе Мангистауской области, в 90 км к югу-востоку от пос. Каратон, в 5-6 км северо-западнее месторождения Сазтобе. Структура выявлена и подготовлена сейсморазведочными работами и детализирована методом ОГТ в 1988-1989 гг. Месторождение открыто в 1992 г. скважиной 1. Поисковое бурение начато в 1991 г., разведочное – в 1992 г. Основная часть территории Толкын в структурно-тектоническом отношении приурочена к юго-западному погруженному окончанию Южно-Эмбинского мегавала, расположенному в тектонически активной в позднем палеозое шовной зоне сочленения Прикаспийской и Северо-Устьюртской впадины. По горизонту P_1 структура Толкын вытянута с юго-запада на северо-восток, осложнена локальными поднятиями различной конфигурации и простирания, оконтурена изогипсой минус 3800 м (рисунок 4.2.2). Общие размеры складки - 11х4 км, максимальная амплитуда - около 200 м. Поднятие Толкын также четко выделяется по горизонту $P_2(P_2)$ в виде крупной брахиантиклинальной складки, осложненной по длинной оси тектоническим нарушением. По изогипсе минус 3900 м размеры складки - 1,75х4,75 км, амплитуда – 120 м. Северо-восточная половина ее оконтуривается изогипсой минус 4000 м, за счет чего общая площадь основной складки увеличивается и включает в себя почти все локальные поднятия, выделенные по горизонту $P_1(P_1)$.

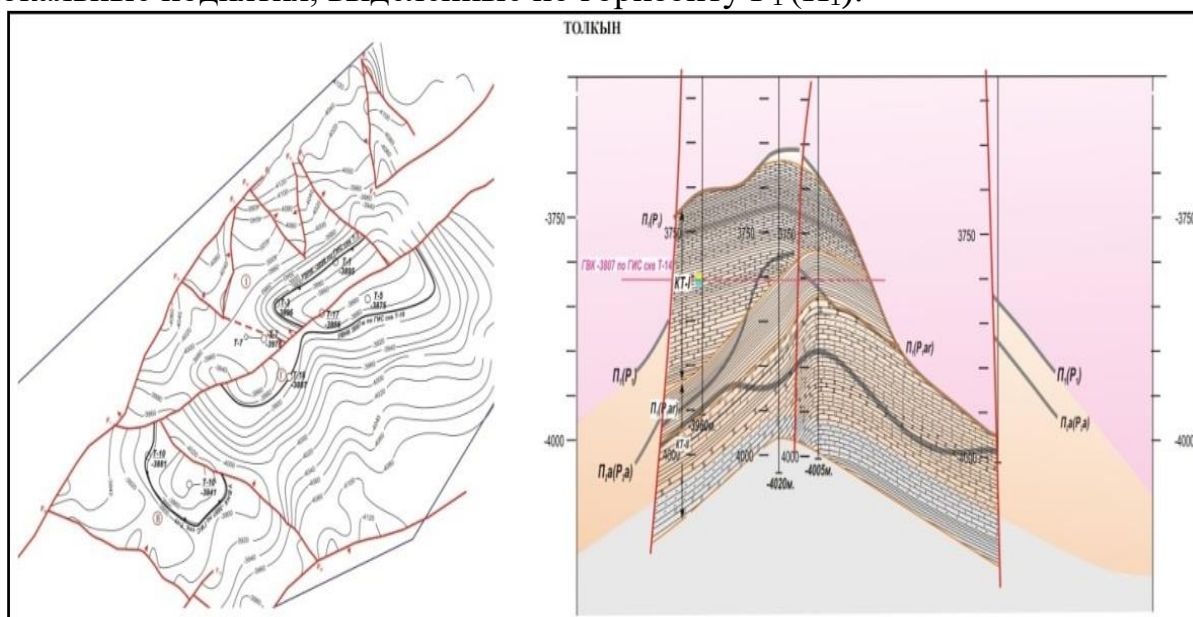


Рисунок 4.2.2 – Месторождение Толкын. Структурная карта и геологический разрез

На месторождении **Сазтобе** промышленная нефтегазоносность установлена в отложениях сакмарского яруса нижней перми. Месторождение приурочено к карбонатной постройке рифогенного типа, залежь находится на глубине 3754,5 м. Локальное поднятие в подсолевых отложениях представляет собой антиклиналь субширотного простирания, оконтуривающаяся изогипсой-4000. Размеры поднятия 15х3,5 км, амплитуда более 200 м. Коллектор поровый, карбонатный, с открытой пористостью 8-9 % и проницаемостью 13 Мд. покрывкой служат глины толщиной 15 м и более. Высота нефтяной залежи 59,8 м, эффективная нефтенасыщенная – 35,9 м, нефтенасыщенность 66 %. Залежь пластовая, сводовая, ВНК отбит на отметке минус 3833,5 м. Дебит нефти 24 м³/сут. Нефть легкая, плотность 0,828 г/см³.

Морское месторождение **Кашаган** - нефтегазовое месторождение Казахстана, расположенное на севере Каспийского моря. М-ние Кашаган приурочено к южной части Прикаспийской впадины древней докембрийской Восточно-Европейской платформы. Южную часть впадины занимает Забурунский прогиб. К системе карбонатных палеозойских массивов восточной периферии Забурунского прогиба приурочено Кашаганское поднятие, к которому принадлежит одноименное месторождение.

Кашаганское месторождение приурочено к Кашаганскому нефтегазовому району (НГР) Астраханно-Тенгизской нефтегазовой отрасли (НГО) Прикаспийской нефтегазовой провинции (НПП).

Мощность осадочных образований по сейсморазведочным данным составляет 11-12 км. Подсолевой палеозойский комплекс мощностью 7-8 км в верхней части, на глубинах - 4,0-6,5 км, представлен карбонатными, существенно рифогенными породами. Размеры массива Восточный Кашаган по замкнутой изогипсе - 5000 м - 10-25 х 40 км, площадь - 930 км², амплитуда - 1300 м; параметры массивы Западный Кашаган в контуре замыкающей изогипсы - 5000 м - 10 х 40 км, площадь - 490 км², амплитуда - 900 м. Продуктивная толща залегает на глубинах 3600-4600 м (рис.4.2.3, 4.2.4).

ВНК прогнозируется общим на обоих поднятиях на абсолютной отметке - 4800 м. При это высота массивного трещинно-кавернозного резервуара составляет 1100 м (Восточный Кашаган) и 700 м (Западный Кашаган), площадь нефтеносности - 650 км² и 340 км², средняя эффективная нефтенасыщенная толщина - 550 м и 350 м соответственно. Соленосная кунгурская толща и надсолевой комплекс осадочных образований суммарно достигают мощности 4,0-4,2 км, и несмотря на резкое сокращение мощности соли в межкупольных мульдах обеспечивают сохранности уникальной залежи (рис. 4.2.3.)

Нефть Кашагана легкая ($0,797 \text{ г/см}^3$), с высоким газовым фактором, значительным объемом H_2S (до 19%) и аномально высоким давлением в пласте (85 МПа).

Месторождение **Тенгиз** открыто в 1981 г., когда из скважины № 1 был получен фонтан нефти. Расположено в Жылыойском районе Атырауской области Республики Казахстан. Месторождение Тенгиз является частью огромного кольцеобразного комплекса карбонатных построек диаметром 500 км, в который входят месторождение Королевское и Кашаган, а также площади Каратон, Тажигали, Пустынная. Кровля коллектора находится на глубине 3850 метров. Наибольшая глубина, на которой была обнаружена нефть, составляет 5440 метров. Уникальность Тенгизского месторождения заключается в аномально высоком пластовом давлении нефти, а также её недонасыщенности, что делает возможным добычу более 20 % геологических запасов нефти в режиме первичного истощения выше давления насыщения.

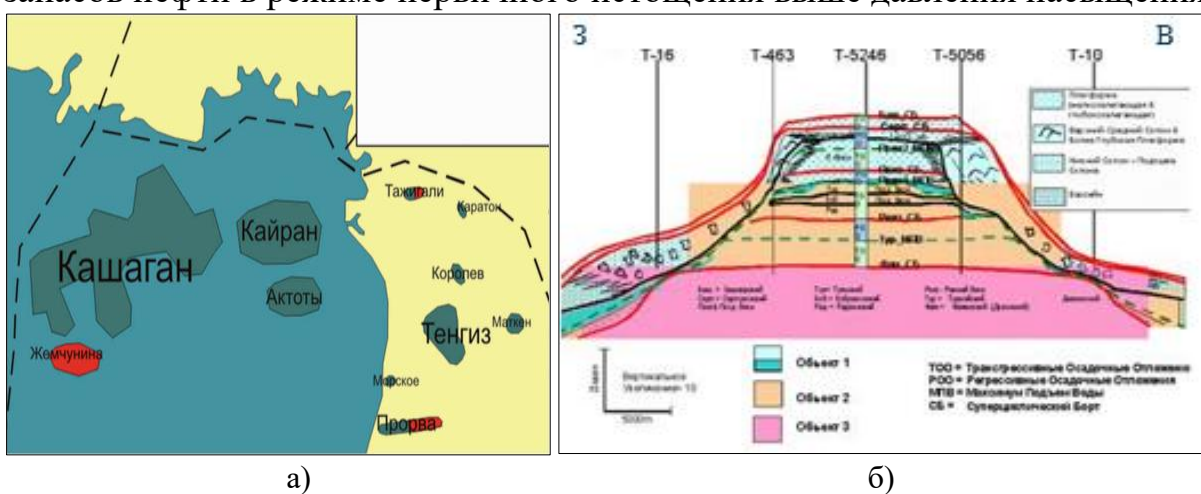


Рисунок 4.2.5 – а) Кашаган-Тенгизская нефтегазоносная область, б) Геологическая модель Тенгиза

Месторождение **Королевское** находится в Атырауской области Казахстана, в 150 км к юго-востоку от г. Атырау и в 20 км к северо-востоку от нефтяного гиганта – месторождения Тенгиз. Королевская структура приурочена к восточной части Тенгиз-Кашаганской карбонатной платформы и образует по верхнедевонско-ранневизейскому и окско-башкирскому комплексам отложений обособленную платформу, ориентированную с юга на север с амплитудой по кровле карбонатных пород башкирского яруса свыше 900 м. На юго-западе структура сочленяется с Тенгизским поднятием, а на севере отделяется узким прогибом от небольшого поднятия (рис. 4.2.6).

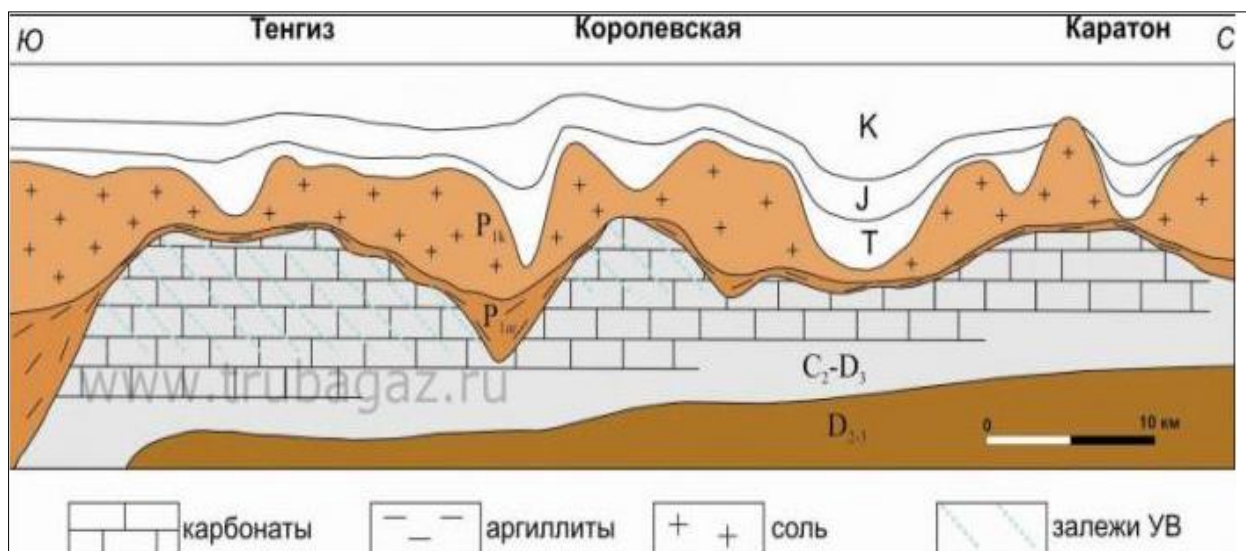


Рисунок 4.2.6 – Разрез осадочных отложений Кашаган-Тенгизской нефтегазоносной области

5. ГИДРОГЕОЛОГИЯ

Основной водной артерией региона является река Урал, которая стекает в Каспийское море на расстоянии порядка 2000 км к северу от участка Болашак. На участке исследований постоянная дренажная система отсутствует. Соры, (считающиеся аналогичными пустынным озерам) представляют собой низменные зоны пустыни, где поверхностные воды быстро собираются во время дождей или изменений уровня Каспийского моря. На рассматриваемой территории существует ряд водоемов. Самыми большими из этих соров в изучаемом районе являются Кайдак и Мертвый Колтык. Оба этих бассейна поверхностных вод представляли собой в прошлом большой внутренний залив Каспийского моря. В 1930-х годах, когда уровень вод Каспийского моря понижался, сор Кайдак оказался изолирован и отрезан от остальной части моря (рис.5.1).

Сор Мертвый Колтык

Сор Мертвый Колтык простирается от устья залива Комсомолец на восток на расстояние примерно 150 км в направлении восточной границы участка исследований. Хотя обычно этот сор является сухим, его западная и южная части могут заливаться при нагонах с Каспийского моря, вызванных ветрами. Возле устья залива Комсомолец есть несколько небольших каналов и широкие затапливаемые равнины, где содержание соли в почве обычно составляет 4,5-5,7 %. Более возвышенные и недоступные для морских вод части сора имеют влажные болотистые солончаки с уровнем содержания соли 10-11 %, а в покрытых коркой солончаках в центральной части сора уровень содержания соли достигает 48 % (Глушко, 1992 г.). Очевидно, что морские воды способствуют вымыванию соли из почвы. В этом районе имеются также грязевые вулканы с минерализованной водой (Сатпаева, 1966 г.).



Рисунок 5.1 – Фотосъемки из космоса участка Болашак (подчеркивающие земельные и водные особенности, а также разделение между Каспийским морем и Сором Кайдак)

Сор Кайдак

Сор Кайдак, из-за его конфигурации и значительного расстояния до ближайшей береговой линии залива Комсомолец, не подвержен воздействию штормовых нагонов с Каспийского моря. Этот большой сор является, в сущности, постоянным изолированным соленым озером с влажными солончаками вдоль бывшей береговой линии, а, также влажными, покрытыми коркой солончаками вдоль непосредственных границ существующей береговой линии (Глушко, 1992 г.).

В строении территории характерным является его многоярусность, преобладании в разрезе глинистых слабопроницаемых разностей пород, развитием большого количества соляных куполов, осложненных многочисленными тектоническими нарушениями. Эти факторы совместно с равнинным, слабо расчлененным рельефом поверхности, отсутствием постоянно действующих водотоков, с незначительным количеством атмосферных осадков и высокой величиной испарения приводит к повсеместному преобладанию в разрезе подземных вод с высокой минерализацией.

Водоносный горизонт современных соровых и озерных отложений. Водовмещающие породы весьма разнообразны: мелкозернистые, глинистые, илистые, засоленные пески, супеси и суглинки. Глубина залегания уровня измеряется от 0 до 1.4 м воды соровых отложений являются рассолами с минерализацией 1.86-310 г/л, в основном, хлоридного состава.

Водопроницаемые, но практически безводные современные аллювиально-делювиальные отложения (a-diQiv) представлены тонко зернистыми, глинистыми песками, супесями. Мощность отложений 1.0-2.5 м. в силу своей проницаемости и незначительной мощности данные отложения являются зоной фильтрации для атмосферных осадков.

Водоносный горизонт современных (новокаспийских) морских отложений (Qivnk).

Литологически отложения представлены мелкозернистыми песками, участками глинистыми, засоленными, содержащими битую ракушку, а также пылеватыми глинами, легкими суглинками, супесями. Мощность водоносных пород изменяется от 0.8 до 15 м при общей мощности новокаспийских отложений 1.5-25 м. Коэффициенты фильтрации пород 0.207.8 м/сут. Большая засоленность водовмещающих пород и наличие соляных куполов обуславливают высокую минерализацию подземных вод от 7-50 до 135-300 г/л, преимущественно хлоридно-натриевых с высоким содержанием сульфатов магния.

Водоносный горизонт хазарских отложений (Qiihz).

Подземные воды приурочены к прослоям мелкозернистым глинистым песков с редкими прослоями глин. Мощность водосодержащих пород колеблется от 0.4 до 6.5 м хазарские водовмещающие пески отличаются слабой водообильностью, режим – напорный. Дебит скважин 0.05-0.06 л/с при понижениях 1.3-1.5 м. Коэффициенты фильтрации составляют 0.4-0.6 м/сут.

Минерализация подземных вод 78-140 г/л; воды хлоридные, натриевые и натриево-магниевые.

Водоносный горизонт Бакинских отложений (Q, b).

Подземные воды приурочены к мелкозернистым пескам, залегающим среди толщи глин. Общая мощность Бакинских отложений достигает 20 м, мощность водовмещающих песков составляет 35 м. Глубина вскрытия кровли горизонта 32-34 м. Воды напорные. Водообильность Бакинских отложений не высокая. Дебиты скважин составляют 0.06-0.2 л/с при понижениях 3.4-10.7 м. Коэффициент фильтрации составляют 0.43 м/сут. Подземные воды относятся к рассолам (минерализация составляет 86-131 г/л). Воды хлоридные, натриево-магниевые.

Водоупорные отложения мелового возраста.

Представлены карбонатными слабопесчанистыми глинами с прослоями плотного мергеля, битуминозного сланца и кирпично-красных мергелей. Подземные воды приурочены к верхней наиболее трещиноватой части толщи рыхлого песчаного мела с прослоями мергелей. Подземные воды напорные. Воды хлоридные натриевые. Фильтрационные свойства низкие: коэффициент фильтрации не превышает десятых долей м/сут. Отмечено повышенное содержание микрокомпонентов: йода, бора, брома, стронция, рубидия, лития. По минерализации воды комплекса относятся к соленым и крепким рассолам (147.1-168 г/л). Водовмещающими являются мелко- и среднезернистые пески, переслаивающиеся с плотными глинами. Мощность песчаных пачек в среднем составляет 10-15 м. Воды напорные, высокоминерализованные. Минерализация изменяется от 139 до 214 г/л.

Водоносный комплекс верхнетриасовых отложений (Т3). Водовмещающими отложениями являются пески с галькой, приуроченные к подошве горизонта. Мощность песчано-галечникового горизонта составляет 23 м. Воды высоко парные. В интервале глубин 2187-2192 м минерализация составляет 232 г/л. Воды натриевые хлоридные.

Верхние горизонты четвертичного возраста гидравлически взаимосвязаны между собой и представляют единую водоносную систему.

Во всех перечисленных водоносных горизонтах и комплексах имеется повышенное содержание микроэлементов: йода, брома, бора.

Подземные воды всех водоносных комплексов не представляют интереса для народного хозяйства, за исключением к источникам промышленной добычи ряда микроэлементов.

6. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ

6.1 Обоснование критериев ликвидации скважин

Ликвидация нефтяных, газовых и нагнетательных скважин различного назначения с содержанием сероводорода в пластовом флюиде 3,5 % и более, с аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом аномальности 1,5 и более, на суше глубиной более пяти тысяч метров, а также скважин на море и (или) внутренних водоемах *осуществляется в соответствии с проектом консервации и ликвидации*, утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения предусмотренных Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз.

Ликвидация нефтяных, газовых и нагнетательных скважин различного назначения при разведке и добыче углеводородов, не относящиеся к скважинам с содержанием сероводорода в пластовом флюиде 3,5 % и более, с аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом аномальности 1,5 и более, на суше глубиной более пяти тысяч метров, на море и внутренних водоемах *осуществляется в соответствии с планом консервации и ликвидации*, утвержденного недропользователем (оператором по контракту на недропользование, доверительным управляющим) или лицом, право недропользования которого прекращено безусловным.

Решение о ликвидации скважины принимается приказом недропользователя.

Ответственность за качество и своевременность проведения работ по ликвидации скважины, сохранность скважины, проверку ее состояния несет недропользователь.

За основу расчетов по ликвидации принимаются проектные решения по пластовым давлениям, по конструкции скважины и испытанию продуктивных горизонтов.

В настоящем Проекте предусматривается ликвидация двух скважин:

- Salkyn-1 - не относящейся к скважинам с содержанием сероводорода в пластовом флюиде 3,5 % и более, с аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом аномальности 1,5 и более, на суше глубиной более пяти тысяч метров, на море и внутренних водоемах.

- Sarytau1-PZ - относящейся с содержанием сероводорода в пластовом флюиде 3,5 % и более, с аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом аномальности 1,5 и более, на суше глубиной более пяти тысяч метров, на море и внутренних водоемах

В связи с чем ликвидация:

- одной проектной скважины (Salkyn-1) будет осуществляться в соответствии с планом ликвидации, утвержденного недропользователем;

- одной проектной подсолевой поисковой скважины (Sarytau1-PZ) будет осуществляться в соответствии с проектом ликвидации, утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения,

предусмотренных Кодексом и иными законами Республики Казахстан, экспертиз.

6.2 Сроки проведения ликвидационных работ

Работы по ликвидации 1 (одной) скважины ТОО «Bolashak Operating», с учетом операции по установке изоляционных мостов, с ОЗЦ не менее 24 часов, спускоподъемных операций и работ по оборудованию устья скважины будут проводиться:

- 144 часа для скважины без спуска эксплуатационной колонны;
- 96 часов для скважины со спущенной эксплуатационной колонны.

6.3 Технологические и технические решения по ликвидации скважин

Настоящий Проект разработан с учетом требований правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана и распространяется при составлении проектов и(или) планов работ на ликвидацию нефтяных, газовых и нагнетательных скважин различного назначения.

Ликвидация скважины – это комплекс мероприятий, направленных на восстановление нарушенного скважиной естественного состояния горных пород с целью охраны недр.

Основными требованиями к технологии ликвидации скважин являются: обеспечение качественной изоляции нефтегазопродуктивных пластов, водоносных горизонтов, содержащих минерализованные и пресные воды, и герметичности обсадных колонн, удовлетворяющих условиям охраны недр и окружающей среды, что подтверждается геофизическими исследованиями и актом о фактическом выполнении работ

Скважины, не достигшие проектной глубины или не выполнившие геологического задания, по причине невозможности продолжать бурение из-за аварий или осложнений, отсутствия геологического обоснования дальнейшего бурения и т.д., могут быть ликвидированы.

Ликвидация скважины предусматривает проведение подготовительных и заключительных работ. К подготовительным работам относятся: контрольный замер глубины скважины по элементам бурильной колонны, подготовка скважины к геофизическим исследованиям, заключительные геофизические исследования. На заключительном этапе производятся: извлечение обсадных труб, ликвидационное тампонирующее, акта на ликвидацию, демонтаж и перевозка оборудования, и т.д.

При наличии межколонных давлений и межпластовых перетоков в скважине должны быть проведены ремонтно-восстановительные работы по отдельным планам до начала проведения изоляционно-ликвидационных работ.

Осложнения или аварии, возникшие в процессе изоляционно-ликвидационных работ в скважинах, устраняются по дополнительным планам, утвержденных недропользователем.

Все работы по ликвидации скважин должны осуществляться по проектам и(или) планам ликвидации, составленным в соответствии с данной

Проект ликвидации последствий разведки к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак

проектной документацией. В проектах и(или) планах должны быть предусмотрены все работы по установке цементных мостов, испытанию их на прочность, работы по оборудованию устья скважины и обследованию устья с указанием ответственных исполнителей, с указанием мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

6.4 Категории скважин, подлежащих ликвидации

Работы по ликвидации скважин на контрактной территории ТОО «Bolashak Operating» должны учитывать особенности геолого-литологической структуры территории месторасположения скважины.

Все ликвидируемые скважины в зависимости от причин ликвидации подразделяются на 4 категории:

- I - скважины, выполнившие свое назначение;
- II - скважины, ликвидируемые по геологическим причинам;
- III - скважины, ликвидируемые по техническим причинам;
- IV - скважины, ликвидируемые по технологическим, экологическим и другим причинам.

6.4.1 Категория I - скважины, выполнившие свое назначение

К ним относятся:

I-а) скважины, выполнившие задачи, предусмотренные проектом строительства;

I-б) скважины, достигшие нижнего предела дебитов, установленных проектом, обводнившиеся пластовой, закачиваемой водой, не имеющие объектов возврата или приобщения, в случае отсутствия необходимости их перевода в контрольный (наблюдательный, пьезометрический) фонд;

I-в) скважины, пробуренные для проведения опытных и опытно-промышленных работ по испытанию различных технологий, после выполнения установленных проектом задач;

I-г) скважины, пробуренные как добывающие, а после обводнения переведенные в контрольные, нагнетательные и другие, при отсутствии необходимости их дальнейшего использования.

I-д) скважины, выполнившие свое назначение на подземных хранилищах нефти и газа и месторождениях термальных и промышленных вод.

6.4.2 Категория II - скважины или часть их ствола, ликвидируемые по геологическим причинам

К ним относятся:

II-а) скважины, доведенные до проектной глубины, но оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях, то есть в зонах отсутствия коллекторов, законтурной области нефтяных и газовых месторождений, давшие непромышленные притоки нефти, газа, воды, скважины, где были проведены работы по интенсификации притока, которые не дали результатов;

II-б) скважины, прекращенные строительством из-за нецелесообразности дальнейшего ведения работ по результатам бурения

предыдущих скважин;

II-в) скважины, не вскрывшие проектный горизонт и не доведенные до проектной глубины из-за несоответствия фактического геологического разреза проекту, вскрытия в разрезе непреодолимых препятствий (катастрофические зоны поглощения, обвалы, высокопластичные породы);

II-г) скважины, законченные строительством на подземных хранилищах нефти, газа и месторождениях теплоэнергетических и промышленных вод и оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях («сухими», не давшие притока и т.п.);

II-д) скважины нагнетательные, наблюдательные, эксплуатационные, йодобромные, теплоэнергетические, бальнеологические, скважины, пробуренные для сброса промысловых вод и других промышленных отходов, для эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях, при отсутствии необходимости их использования в иных хозяйственных целях.

6.4.3 Категория III - скважины или часть их ствола, ликвидируемые по техническим причинам (аварийные)

К ним относятся скважины, где прекращены строительство, работы по капитальному ремонту или эксплуатация вследствие аварий, инцидентов и осложнений, устранить которые существующими методами невозможно или экономически нецелесообразно:

III-а) скважины, на которых возникли открытые фонтаны, пожары, следствием которых явилась потеря ствола скважины, аварии с бурильным инструментом, техническими или эксплуатационными колоннами, внутрискважинным и устьевым оборудованием, геофизическими приборами и кабелем, аварии из-за некачественного цементирования. В случаях, когда в исправной части ствола скважины (выше аварийной части) имеются продуктивные горизонты промышленного значения, подлежащие в соответствии с технологическими документами на разработку месторождений отработке этой скважиной, ликвидируется только аварийная часть ствола, а исправная передается добывающему предприятию;

III-б) скважины, где произошел приток пластовых вод при освоении, испытании или эксплуатации, изолировать которые не представляется возможным; III-в) скважины, на которых выявлена негерметичность эксплуатационной колонны в результате ее коррозионного износа вследствие длительной эксплуатации в агрессивной среде;

III-г) скважины с разрушенными в результате стихийных бедствий (землетрясения, оползни) устьями или возникновением реальной опасности оползневых явлений или затопления;

III-д) скважины при смятии, сломах обсадных колонн в интервалах залегания солей, глин;

III-е) скважины, пробуренные на морских месторождениях в случае аварийного ухода буровых установок, разрушения гидротехнических сооружений, технической невозможности и экономической

нецелесообразности их восстановления;

III-ж) скважины, пробуренные с недопустимыми отклонениями от проектной точки вскрытия пласта.

6.4.4 Категория IV - скважины, ликвидируемые по технологическим, экологическим и другим причинам

К ним относятся:

IV-а) скважины, законченные строительством и непригодные к эксплуатации из-за несоответствия прочностных и коррозионностойких характеристик эксплуатационной колонны фактическим условиям;

IV-б) скважины, непригодные к эксплуатации в условиях проведения тепловых и газовых методов воздействия на пласт;

IV-в) скважины, законсервированные в ожидании организации добычи, если срок консервации составляет 10 и более лет и в ближайшие 5 лет не предусмотрен их ввод в эксплуатацию, или по данным контроля за техническим состоянием колонны и цементного камня дальнейшая консервация нецелесообразна;

IV-г) скважины, расположенные в санитарно-защитных зонах населенных пунктов, водоохранных зонах рек, водоемов, запретных зонах, по обоснованным требованиям уполномоченных органов;

IV-д) нагнетательные скважины при прекращении их приемистости, скважины на подземных хранилищах и скважины, предназначенные для сброса промышленных вод и отходов производства при невозможности или экономической нецелесообразности восстановления их приемистости;

IV-е) скважины - специальные объекты, ликвидация которых по мере выполнения поставленных задач проводится в соответствии с требованиями законодательства;

IV-ж) скважины, расположенные в зонах, где изменилась геологическая обстановка, повлекшая за собой изменение экологических, санитарных требований и мер безопасности, и возникло несоответствие эксплуатации скважин статусу этих зон;

IV-з) скважины, не вскрывшие проектный горизонт и не доведенные до проектной глубины из-за возникновения форс-мажорных обстоятельств длительного действия, банкротства предприятия, отсутствия финансирования, прекращения деятельности предприятия, окончания срока действия лицензии на пользование недр.

6.5 Оборудование устьев и стволов нефтяных, газовых и других скважин при их ликвидации

Все работы по ликвидации скважин проводятся в соответствии с индивидуальным планом организации работ по каждой скважине, разработанным в соответствии с проектом ликвидации последствий разведки для данной площади или месторождения.

Осложнения и аварии, возникшие в процессе проведения изоляционно-ликвидационных работ или в процессе исследования технического состояния скважин, ликвидируются по дополнительным планам.

Ликвидация скважин с межколонным давлением, заколонными перетоками, грифонами допускается только после их устранения с оформлением акта на проведенные работы и результаты исследований по проверке надежности выполненных работ и вывода комиссии о непригодности скважины к ее дальнейшей безопасной эксплуатации.

6.5.1 Ликвидация скважин без спуска эксплуатационной колонны

1) Ликвидация скважины без спуска эксплуатационной колонны в зависимости от горно-геологических условий вскрытого разреза производится путем установки цементных мостов в интервалах залегания высоконапорных минерализованных вод ($K_a = 1,1$ и выше) и слабопродуктивных, не имеющих промышленного значения залежей углеводородов.

Высота цементного моста на 20 м ниже подошвы и настолько же выше кровли каждого такого горизонта.

Над кровлей верхнего пласта с минерализованной водой, на границе залегания пластов с пресными и минерализованными водами (если они не перекрыты технической колонной) устанавливается цементный мост высотой 50 м.

В башмаке последней технической колонны устанавливается цементный мост с перекрытием башмака колонны не менее чем на 50 м.

Наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием, не превышающим предельно допустимую удельную нагрузку на цементный камень. Установленный в башмаке последней технической колонны цементный мост, кроме того, испытывается методом гидравлической опрессовки.

Результаты испытания оформляются актом.

2) Извлечение верхней части технической колонны с не зацементированным затрубным пространством допускается при отсутствии в разрезе напорных и углеводородсодержащих горизонтов.

В этом случае в оставшейся части технической колонны устанавливается цементный мост высотой на 50 м выше и 20 м ниже места извлечения колонны.

Оставшаяся часть технической колонны заполняется нейтральной жидкостью, кондуктор - нейтральной незамерзающей жидкостью.

3) При ликвидации скважин в результате аварии с бурильным инструментом (категория III-а) в не обсаженной части ствола и невозможности его извлечения производится торпедирование или отворот не прихваченной части инструмента.

При нахождении верхней части оставшегося в скважине инструмента ниже башмака технической колонны дополнительно производится установка цементного моста под давлением с перекрытием головы оставшегося инструмента на 50 м. После затвердения цемента разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб определяется верхний уровень цементного моста. В башмаке технической колонны устанавливается цементный мост высотой 50 м и проверяется его наличие разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб и опрессовкой.

При аварии с бурильным инструментом, когда его верхняя часть осталась в интервале ствола, перекрытого технической колонной, производится его торпедирование или отворот на уровне башмака колонны и цементирование под давлением с установкой цементного моста на уровне не менее 100 м над башмаком технической колонны. Дальнейшее оборудование ствола производится аналогично указанным выше.

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

На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1х1х1 м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), недропользователь, дата ее ликвидации.

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

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

Выкопировка плана местности с указанием местоположения устья ликвидированной скважины передается землепользователю.

По скважинам, ликвидированным по III категории, скважинам всех категорий, пробуренным в пределах внешнего контура нефтегазоносности и максимального размера искусственной залежи газохранилища, цементные мосты устанавливаются в интервале и на 20м ниже и выше мощности всех продуктивных горизонтов, продуктивность которых установлена в процессе строительства скважин, разработки месторождения, эксплуатации хранилища.

6.5.2 Оборудование устьев и стволов при ликвидации скважин со спущенной эксплуатационной колонной

Оборудование стволов при ликвидации скважин со спущенной эксплуатационной колонной производится следующим образом:

1) При подъеме цемента за эксплуатационной колонной выше башмака предыдущей колонны (технической колонны или кондуктора) устанавливаются цементные мосты против всех интервалов перфорации, интервалов негерметичности, установки муфт ступенчатого цементирования, в местах стыковки при секционном спуске эксплуатационной и технической колонн, интервале башмака кондуктора (технической колонны). При отвороте не зацементированной части эксплуатационной колонны устанавливается цементный мост высотой не менее 50 м на «голове» оставшейся части колонны. Оставшаяся часть скважины заполняется незамерзающей нейтральной жидкостью.

2) При отсутствии цементного камня за эксплуатационной колонной ниже башмака кондуктора или технической колонны, если в этот промежуток

попадают пласты-коллекторы, содержащие минерализованную воду или углеводороды, производится перфорация колонны и цементирование под давлением с установкой цементного моста в колонне, перекрывающего указанный интервал, на 20 м ниже и выше с последующей опрессовкой, проведением исследований по определению высоты подъема цемента и качества схватывания.

3) При ликвидации скважин с нарушенной колонной из-за аварии или корроирования эксплуатационной колонны, вследствие длительных сроков эксплуатации, проводятся исследования по определению наличия и качества цемента за колонной, цементирование под давлением в интервалах его отсутствия и установка цементного моста в колонне с перекрытием всей прокорродировавшей части колонны и на 20 м выше и ниже этого интервала, с последующей опрессовкой оставшейся части колонны.

4) Ликвидация скважин со смятой эксплуатационной колонной производится путем установки цементных мостов в интервалах перфорации и смятия колонн и на 20 м ниже и на 100 м выше этих интервалов перфорации и смятия колонн.

5) Устья ликвидируемых скважин со спущенной эксплуатационной колонной оборудуются в порядке, аналогичном указанным в п. 5 подраздела 2.4.1.

6) По скважинам, вскрывшим малодебитные, низконапорные пласты ($K_a < 1,1$), допускается принимать консервационные цементные мосты в качестве ликвидационных при условии, что мост перекрывает верхние отверстия перфорации не менее чем на 50 м.

6.6 Порядок организации работ по ликвидации скважин

Основным решением по ликвидации скважины является установка цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза.

Предусматривается два варианта ликвидации скважин:

1 вариант - ликвидация скважины со спущенной эксплуатационной колонной;

2 вариант - ликвидация скважины без спуска эксплуатационной колонны.

Вариант 1. Скважина доведена до проектной глубины, спущена эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм в интервале 0-4500 м (Sarytau1-Pz) и 0-3500 м (Salkyn-1)), проведено испытание, получены промышленные притоки углеводородов - в этом случае скважина консервируется на период работ по обустройству, а после расконсервации переводится в категорию добывающих. После истощения промышленных запасов углеводородов скважина подлежит ликвидации, как достигшая нижнего предела дебитов, установленных проектом разработки или инструкцией по обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационной скважины, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

Вариант 2. Скважина доведена до проектной глубины, по результатам испытаний проектных нефтегазоносных горизонтов в открытом стволе оказалась в неблагоприятных геологических условиях (отсутствуют нефтегазонасыщенные коллекторы) в этом случае скважина подлежит ликвидации без спуска эксплуатационной колонны 168,3 мм по геологическим причинам.

Обязательным требованием к ликвидации и консервации скважин является установка ликвидационных цементных мостов при спущенной эксплуатационной колонне, а также без нее:

- против интервала залегания продуктивного горизонта, при этом высота цементного моста над верхней границей должна быть не менее 50 м;
- в интервале башмака последней промежуточной колонны должен устанавливаться цементный мост высотой не менее 70-100 м;
- в интервале установки муфт ступенчатого цементирования должен устанавливаться цементный мост высотой не менее 50 м.

Учитывая выше сказанное, предусматривается установка следующих ликвидационных цементных мостов:

Вариант 1 (рис.6.6.1) - спущена эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм в интервале 0-4500 м (Sarytau1-Pz), 0-3500 м (Salkyn-1)). Для скважины Sarytau1-Pz устанавливаются ликвидационные цементные мосты или мостовые пробки:

- мост № 1 - для перекрытия интервалов перфорации (по всей его мощности и на 20 метров ниже и выше интервала перфорации);
- мост № 2—3750—3850 м - устанавливается напротив башмака 168,3 мм колонны высотой 100 м;
- мост №3 1450-1550 м - устанавливается напротив башмака 324 мм колонны высотой 100 м.;
- мост №4 200-300 м - устанавливается напротив башмака 426 мм колонны высотой 100 м.

Для скважины Salkyn-1 устанавливаются ликвидационные цементные мосты или мостовые пробки:

- мост № 1 - для перекрытия интервалов перфорации (по всей его мощности и на 20 метров ниже и выше интервала перфорации);
- мост № 2—1950—2050 м - устанавливается напротив башмака 245 мм колонны высотой 100 м.;
- мост №3 750-850 м - устанавливается напротив башмака 324 мм колонны высотой 100 м.;
- мост №4 150-250 м - устанавливается напротив башмака 426 мм колонны высотой 100 м.

Вариант 2 (рис.6.6.2) - без спуска эксплуатационной колоны диаметром 168,3 мм устанавливаются цементные мосты:

- мост № 1—3 - в открытом стволе с целью перекрытия непродуктивных горизонтов, не имеющих промышленного значения нефтегазоносных пластов;

- мост № 4— устанавливается напротив башмака 245 мм колонны с высотой в колонне – 70 м.

- мост № 5—устанавливается напротив башмака 324 мм колонны высотой 70 м.

- мост № 6—устанавливается напротив башмака 426 мм колонны с высотой в колонне – 70 м.

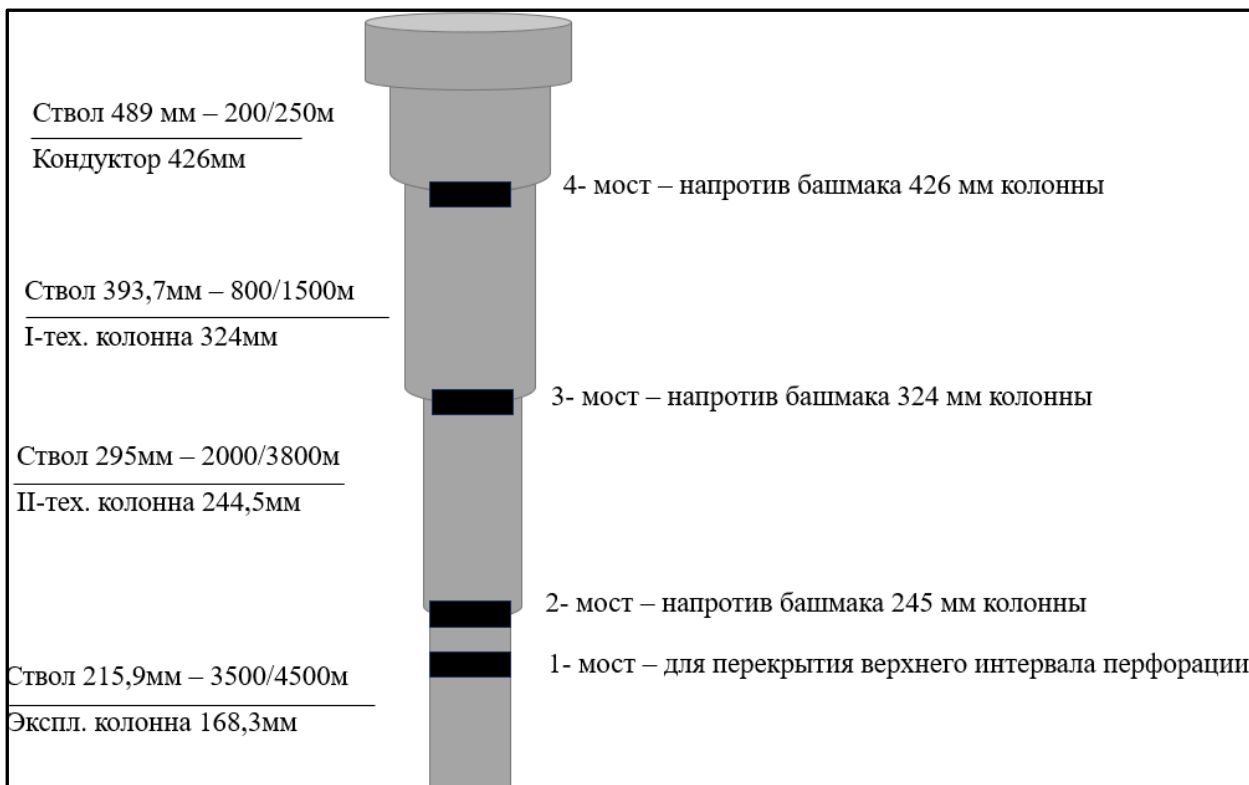
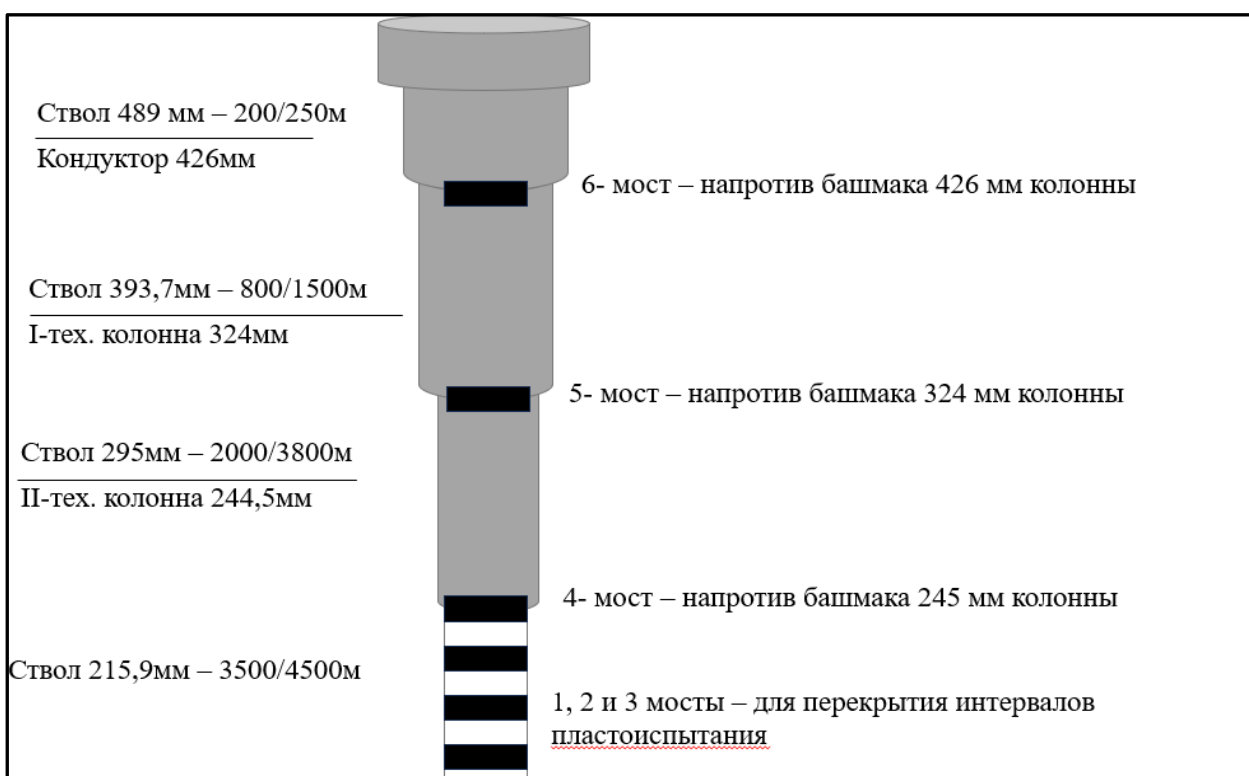


Рисунок 6.6.1 – Схема установки цементных мостов при ликвидации скважин со спущенной эксплуатационной колонной



Проект ликвидации последствий разведки к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак

Рисунок 6.6.2 – Схема установки цементных мостов при ликвидации скважин при открытом стволе

Глубины и высота установки цементных мостов могут изменяться в зависимости от фактических условий перфорации скважины и нахождения продуктивных горизонтов с учетом требований **Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана от 22 мая 2018 года. Приказ № 200.**

Более точные данные будут Технических проектах на строительство поисковых скважин на структурах Сарытау и Салкын.

Наличие цементных мостов и их прочность проверяется разгрузкой бурильной колонны или НКТ на 2–3 т. Величина нагрузки при испытании цементного моста на прочность не должна превышать предельно допустимую на цементный камень.

При ликвидации скважины без спуска эксплуатационной колонны, установленный в интервале башмака 245 мм промежуточной колонны ликвидационный цементный мост, кроме того, испытывается методом гидравлической опрессовки. Результаты работ оформляются соответствующими актами.

6.6.1 Расчет стоимости ликвидации скважин

При расчете стоимости ликвидации скважин (таблицы 6.6.1.1. – 6.6.1.4) учитывалось следующее:

- при расчетном количестве цемента для внутреннего диаметра эксплуатационной колонны и открытого ствола, с учетом высоты мостов, установка каждого цементного моста в среднем составляет 1500 тыс. тенге;
- стоимость станко-смены в среднем при ликвидационных работах составляет 3 500 тыс. тенге - Sarytau1-Pz, 2 000 тыс. тенге- Salkyn-1.

Таблица 6.6.1.1 – Стоимость ликвидационных работ по скважине Sarytau1-Pz глубиной 4500 м (при спуске эксплуатационной колонны)

п/п	Операция	Цена за единицу, тыс. тенге	Количество	Полная стоимость, тыс. тенге
1	Строительство цементных мостов*	1 500	4	6 000
2	Стоимость станко-смены при ликвидации	3 500	4	14 000
	ИТОГО			20 000

Таблица 6.6.1.2 – Стоимость ликвидационных работ по скважине Salkyn-1 глубиной 3500 м (при спуске эксплуатационной колонны)

п/п	Операция	Цена за единицу, тыс. тенге	Количество	Полная стоимость, тыс. тенге
1	Строительство цементных мостов*	1 500	4	6 000
2	Стоимость станко-смены при ликвидации	2 000	4	8 000
	ИТОГО			14 000

Таблица 6.6.1.3 – Стоимость ликвидационных работ по скважине Sarytau1-Pz глубиной 4500 м (при открытом стволе)

п/п	Операция	Цена за единицу, тыс. тенге	Количество	Полная стоимость, тыс. тенге
1	Строительство цементных мостов*	1 500	6	9 000
2	Стоимость станко-смены при ликвидации	3 500	6	21 000
	ИТОГО			30 000

Таблица 6.6.1.4 – Стоимость ликвидационных работ по скважине Salkyn-1 глубиной 3500 м (при открытом стволе)

п/п	Операция	Цена за единицу, тыс. тенге	Количество	Полная стоимость, тыс. тенге
1	Строительство цементных мостов*	1 500	6	9 000
2	Стоимость станко-смены при ликвидации	2 000	6	12 000
	ИТОГО			21 000

Таким образом, расчетная стоимость ликвидационных работ при спуске эксплуатационной колонны составляет: по скважинам Sarytau1-Pz – 20 000 тыс.т., Salkyn-1– 14 000 тыс.т. и при открытом стволе по скважине Sarytau1-Pz – 30 000 тыс.т., Salkyn-1– 21 000 тыс.т., на основе расчета суточной арендной ставки станка, расхода цемента и интервалов установки.

6.7 Консервация скважины

6.7.1 Технологические и технические решения по консервации скважины

Консервация скважин на период разведочных работ предусматривается после завершения строительства со спущенной эксплуатационной колонной при наличии промышленных залежей углеводородов.

После проведения комплекса работ по испытанию скважины, получения положительного результата по продуктивности, принятия решения о консервации, скважина «глушится» путем заполнения раствором и установкой мостовой пробки (взрыв-пакера) на кабеле на 10 м выше верхних отверстий перфорации.

Верхняя часть скважины в трубном НКТ и затрубном пространствах, заполняется дизельным топливом в качестве незамерзающей жидкости прямой и обратной циркуляцией в интервале 0-30 метров. Законсервированная скважина должна быть заполнена раствором.

Устье скважины оборудуется фонтанной арматурой. Штурвалы задвижек арматуры консервируемой скважины должны быть сняты, крайние фланцы задвижек оборудованы заглушками, манометры сняты и патрубки загерметизированы. Устье должно быть ограждено. На ограждении устанавливается металлическая табличка с указанием номера скважины, месторождения, пользователя недр и даты окончания бурения. Проводится рекультивация земельного отвода.

6.7.2 Порядок организации работ по консервации скважины и обеспечению промышленной безопасности

Все работы по консервации скважины проводятся по утвержденным недропользователем и планам, обеспечивающим выполнение проектных решений. План консервации скважины должен составляться с учетом горногеологических особенностей разреза, содержать подробную информацию по техническому и технологическому состоянию скважины, причинах консервации, планируемых работах по оборудованию устья и ствола с указанием ответственных исполнителей.

Последовательность работ по консервации скважины следующая:

- заглушить скважину;
- демонтировать фонтанную арматуру и через переходную катушку на крестовину смонтировать противовыбросовое оборудование, предусмотренное проектом;
- спустить НКТ до глубины ниже интервала перфорации на 10 м, промыть скважину с обработкой раствора и закачать в интервал перфорации специальную жидкость, обеспечивающую сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;
- поднять НКТ до нижней границы цементного моста;
- над интервалом перфорации установить консервационный цементный мост;
- демонтировать противовыбросовое оборудование и смонтировать фонтанную арматуру;
- заполнить верхнюю часть скважины незамерзающей жидкостью (дизтопливом) в интервале 0-30 м (прямой и обратной циркуляцией заполнив дизельное топливо в трубное и затрубное пространства);
- на фонтанной арматуре закрыть все задвижки, снять штурвалы, манометры, установить заглушки;
- демонтировать станок;
- провести рекультивацию и планировку площадки;
- оградить устье скважины и на ограждении укрепить табличку с указанием номера скважины, площадь (месторождение), предприятия - пользователя недр, дата (срок) консервации, произвести планировку прискважинной площадки.

На все проведенные работы по консервации скважины, составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей, акт заверяется печатью и подписью руководства предприятия. На основании этого акта составляется акт на консервацию скважины.

Раздел «Требования по ликвидации и консервации последствий деятельности недропользования» подготовлен согласно требованиям «Методического указания по составлению проектов разведочных работ углеводородов» и носит рекомендательный характер.

Более точные данные будут в Технических проектах на строительство поисковых скважин на структурах Сарытау и Салкын.

6.8 Порядок оформления документов на ликвидацию скважины

Для рассмотрения документов на ликвидацию скважины недропользователь создает комиссию с привлечением специалистов (геолог, экономист, главный бухгалтер и др.) для подготовки задания на проектирование и составление плана организации работ.

При отсутствии в проектах разведки, разработки месторождений, рабочих проектах на строительство скважин, других инвестиционных проектах разделов по ликвидации скважин, при отсутствии типовых проектов на ликвидацию скважин недропользователь организует разработку проектной документации.

В соответствии с проектными решениями по ликвидации скважин и на основании:

- справки, содержащей сведения об истории бурения (с указанием дат начала и прекращения бурения, испытания, работ по ликвидации аварии, для скважин IV категории консервации), эксплуатации, включая основные величины, характеризующие эксплуатацию скважины (дебиты, давления, накопленные отборы нефти, газа, воды), проводимых капитальных ремонтах, переводах и приобщениях, проектной, фактической конструкции, причинах отступления от проекта, причинах ликвидации скважин (с обоснованием);
- выкопировки из структурной карты с указанием проектного и фактического положения устья и забоя, а для эксплуатационных скважин - карты текущего состояния разработки месторождения;
- сведений о том, когда и кем составлен проект строительства этой скважины;
- диаграмм стандартного каротажа с разбивкой на горизонты и заключением по всем вскрытым продуктивным пластам, заключение по проверке качества цементирования;
- результатов опрессовки колонн и цементных мостов на основании актов;
- результатов проверки технического состояния обсадных колонн на основании актов;
- заключения научно-исследовательской организации, осуществляющей разработку проектной документации. По скважинам, ликвидируемым по категориям I-б, I-в, IV-б, IV-д, составляется план организации работ, включающий решения по промышленной безопасности, охране недр и окружающей среды.

Все материалы по ликвидированной скважине, включая утвержденный акт на ликвидацию, сброшюрованы, заверены печатью и подписями. Материалы хранятся у недропользователя.

Учет и ежегодный контроль состояния устьев ликвидированных скважин, и необходимые ремонтные работы при обнаружении неисправностей и нарушений требований охраны недр осуществляет недропользователь.

Восстановление ранее ликвидированных скважин производится по

соответствующим планам/проектам.

Повторная ликвидация восстановленных скважин (части ствола) и оформление материалов на ликвидацию производится в соответствии с задачами и интервалами, указанными в проекте или обосновании на восстановительные работы.

6.9 Рекультивация территории скважин

Рекультивация земель - это комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды в соответствии с интересами общества.

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

Рекультивация земель, использованных при проведении сейсморазведочных работ 3Д, проводится Подрядной организацией, проводившей сейсморазведочные исследования.

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

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

- демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
- разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
- очистить участок от металлолома и других материалов;
- уборка, складирование и вывоз строительного мусора и других отходов;
- снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы в объеме 150 м³ на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории).

Таблица 6.9 – Объемы и виды работ по технической рекультивации территории скважины

№ пп	Наименование и характеристика	Ед. изм	Объем работ
1	Планировка площадки	Га	2,0
2	Сбор, резка и вывоз металлолома	тонн	19,92
3	Установка бетонной тумбы на устье скважины с надписью	шт	1

7. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА

Воздействие физических факторов

Опасными вредными производственными факторами производственной среды при проведении работ на производственных объектах, воздействие которых необходимо будет свести к минимуму, являются такие физические факторы, как:

- шум;
- вибрация;
- электромагнитное излучение.

7.1 Шум

При проведении ликвидационных работ источниками сильного шумового воздействия на здоровье людей, непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а также – на флору и фауну, является ДВС техники и автотранспорт.

Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы.

Снижение уровня звука от источника при беспрепятственном распространении происходит примерно на 3дБ при каждом двукратном увеличении расстояния, снижение пиковых уровней звука происходит примерно на 6 дБ. Поэтому с увеличением расстояния от источника происходит постепенное снижение среднего уровня звука.

При удалении от источника шума на расстояние до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижения уровня звука происходит медленнее. Также следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характера и состояния прилегающей территории, рельефа территории.

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике применения, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

В соответствии с требованиями «Шум. Общие требования безопасности» уровни звука на рабочих местах не должны превышать 80дБ. Шумовые характеристики оборудования должны быть в их паспортах.

7.2 Вибрация

По своей физической природе вибрация тесно связана с шумом. Вибрация представляет собой колебания твердых тел или образующих их частиц. В отличие от звука вибрации воспринимаются различными органами и частями тела. При низкочастотных колебаниях вибрации воспринимаются отолитовым и вестибулярным аппаратом человека, нервными окончаниями кожного покрова, а вибрации высоких частот воспринимаются подобно ультразвуковым колебаниям, вызывая тепловое ощущение.

Вибрация, подобно шуму, приводит к снижению производительности

труда, нарушает деятельность центральной и нервной вегетативной системы, приводит к заболеваниям сердечнососудистой системы.

Вибрации возникают главным образом вследствие вращательного или поступательного движения неуравновешенных масс двигателя и механических систем машин.

Основными источниками вибрационного воздействия на окружающую среду при проведении работ будут являться ДВС технологического оборудования.

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения, а также применение конструктивных мероприятий на пути распространения колебаний.

При расположении противовибрационных экранов дальше 5-6 м от источника колебаний их эффективность резко падает.

Для снижения вибрации от технологического оборудования предусмотрено: установление гибких связей, упругих прокладок и пружин; тяжелое вибрирующее оборудование устанавливается на самостоятельные фундаменты, сокращение времени пребывания в условиях вибрации, применение средств индивидуальной защиты.

7.3 Электромагнитное излучение

Неконтролируемый постоянный рост числа источников электромагнитных излучений (ЭМИ), увеличение их мощности приводят к тому, что возникает электромагнитное загрязнение окружающей среды. Высоковольтные линии электропередач, трансформаторные станции, электрические двигатели, широко используемые в производстве – все это источники электромагнитных излучений. Беспокойство о здоровье, предупреждение жалоб должно стимулировать проведение мероприятий по электромагнитной безопасности. В этой связи определяются наиболее важные задачи по профилактике: заболеваний глаз, в том числе хронических; зрительного дискомфорта; изменения в опорно-двигательном аппарате; кожно-резорбтивных проявлений; стрессовых состояний; и т.д.

Вследствие влияния электромагнитных полей, как основного и главного фактора, провоцирующего заболевания, особенно у лиц с неустойчивым нервно- психологическим или гормональным статусом все мероприятия должны проводиться комплексно, в том числе:

- возможные системы защиты, в т.ч. временем и расстоянием;
- противопоказания для работы у конкретных лиц;
- соблюдение основ нормативной электромагнитной безопасности.

7.4 Радиационная безопасность

Главной целью радиационной безопасности является охрана здоровья населения, включая персонал, от вредного воздействия ионизирующего излучения путем соблюдения основных принципов и норм радиационной безопасности без необоснованных ограничений полезной деятельности при использовании излучения в различных областях хозяйства.

Радиационный контроль должен проводиться с помощью стационарных

приборов и (или) передвижной лаборатории, снабженной переносными приборами. При обнаружении радиоактивного заражения выше установленных норм контроль осуществляется постоянно.

Ионизирующая радиация при воздействии на организм человека может вызвать два вида эффектов, которые клинической медициной относятся к болезням: детерминированные пороговые эффекты (лучевая болезнь, лучевой дерматит, лучевая катаракта, лучевое бесплодие, аномалии в развитии плода и др.) и соматические (вероятные) беспороговые эффекты (злокачественные опухоли, лейкозы, наследственные болезни).

Поэтому основные требования радиационной безопасности на предприятии должны предусматривать:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижение дозы облучения до возможно низкого уровня.

Все природные органические соединения, в том числе конденсат и газ, являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов, их накопление в газе, в газовом конденсате, пластовых водах их коллекторах является естественным, геохимическим процессом. В этой связи конденсат и образующиеся со временем донные осадки необходимо рассматривать с позиции радиационной безопасности как минеральное сырье, содержащее радиоактивные вещества.

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением действующих «Норм радиационной безопасности» (НРБ-99), «Санитарных правил обращения с радиоактивными отходами» (СПОРО) и других республиканских и отраслевых нормативных документов.

Согласно НРБ-99, допустимое значение эффективной дозы, обусловленной суммарным воздействием природных источников излучения, для населения не устанавливается. Снижение облучения населения достигается установлением системы ограничений на облучение населения от отдельных природных источников излучения.

В производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы:

Эффективная доза облучения природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мкЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мкЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м³/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте -2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли – 238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда -40/f, кБк/кг, где f-

среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м³;

- удельная активность в производственной пыли – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда -27/f, кБк/кг.

Общеизвестно, что природные органические соединения, в том числе нефть и газ являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление в нефти, газоконденсате, пластовых водах является закономерным геохимическим процессом. Поэтому Проектом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

- Проведение замеров радиационного фона на территории месторождения/исследуемого участка (по плану мониторинга);
- Ежемесячный отбор проб пластового флюида, бурового раствора, шлама для определения концентрации в них радионуклидов;
- Проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружении пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности;
- Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места хранения нефти, ее транспортировки, бурильные трубы, места разливов нефти;
- В случае вскрытия пласта с повышенной радиоактивностью предусматривается отбор на исследование следующих компонентов: шлама или керны горных пород, бурового раствора на выходе из скважины, отходов бурения и самой нефти;
- В случае обнаружения пластов с повышенной радиоактивностью необходимо получить разрешение уполномоченных органов на дальнейшее углубление скважины; вокруг буровой обозначить санитарно-защитную зону;
- Проведение замеров удельной и эффективной удельной активности природных радионуклидов в производственных отходах;
- Определение мощности дозы гамма-излучения, содержащихся в производственных отходах природных радионуклидов на расстоянии 0,1 метра от поверхности отходов на рабочих местах (профессиональных маршрутах);
- В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мБер/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с «Санитарно-гигиеническими требованиями по обеспечению радиационной безопасности» № 5.01.030.03 от 31.01.2003г.;
- «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к обеспечению радиационной безопасности объектов нефтегазового комплекса № 101 от 09.03.2005г.;
- С обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства работ с радиоактивными веществами соответствующего класса.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В Проекте приведена физико-географическая и геологическая информация о контрактной территории участка Болашак ТОО «Bolashak Operating». Указаны категории скважин, подлежащих ликвидации. Приведена технология ликвидации скважин, оборудования устьев скважин после проведения операции по ликвидации, в том числе и скважин с высоким содержанием сероводорода. Даны рекомендации и приведены примеры составления Планов организации работ при ликвидации скважин, последовательность проведения операции и указано предполагаемое количество необходимой для проведения данных работ техники, материалов и финансовых средств. Приведены общие мероприятия по охране труда при проведении работ по ликвидации скважин.

Настоящий Проект служит основанием для составления индивидуальных планов/проектов организации работ по ликвидации скважин с обеспечением требований охраны недр и окружающей среды.

**СПИСОК НОРМАТИВНО-ПРАВОВЫХ И ТЕХНИЧЕСКИХ
ДОКУМЕНТОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ
РЕШЕНИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН**

1. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» № 125-VI от 27.12.2017г.;
2. Кодекс РК от 02.01.2021 г. № 400-VI «Экологический кодекс РК»;
3. Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана (приказ Министра энергетики РК от 22.05.18г № 200);
4. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых»;
5. Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан.

КОНТРАКТ

Государственный Регистрационный номер № 5441-УЭС
от « 4 » апреля 2025 года

**КОНТРАКТ
НА РАЗВЕДКУ И ДОБЫЧУ УГЛЕВОДОРОДОВ
ПО СЛОЖНОМУ ПРОЕКТУ
НА УЧАСТКЕ НЕДР «БОЛАШАК»,
РАСПОЛОЖЕННОМ В МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ
(ЧАСТИЧНО РАСПОЛАГАЕТСЯ В КАЗАХСТАНСКОМ СЕКТОРЕ
КАСПИЙСКОГО МОРЯ) РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

между

**Министерством энергетики Республики Казахстан
(Компетентный орган)**

и

**Акционерным обществом
«Национальная компания «КазМунайГаз»
(Недропользователь)**

г. Астана, 2025 год

Государственный Регистрационный номер № 5458-УВС

от «14» апреля 2025 года

ДОПОЛНЕНИЕ №1

к Контракту № 5444-УВС от 7 марта 2025 года
на разведку и добычу углеводородов по сложному проекту
на участке недр «Болашак», расположенном в Мангистауской области (частично
располагается в казахстанском секторе Каспийского моря)
Республики Казахстан

между

Министерством энергетики Республики Казахстан
(Компетентный орган)

Акционерным обществом «Национальная компания «КазМунайГаз»
(Недропользователь)

и

Товариществом с ограниченной ответственностью «Bolashak Operating»

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Рабочая программа к Контракту

Приложение № 1
к Контракту на разведку и
добычу углеводородов
по сложным проектам
от «___» _____ 2025 года

Минимальные объемы и виды работ по Контракту в период разведки

Год (сроки выполнения)		Объем работ (описание)	Кол-во/ед.изм	Сумма, тыс.тенге, 1\$=530 тенге	**Сумма, тыс.долл США
Общий срок разведки – 9 лет	в течение 2 лет	Разработка и согласование Проекта разведочных работ на участке Болашак	1 отчет	68 900	130
		Разработка технического проекта на бурение разведочной скважины на структуре Салкын, включая ОВОС, экспертизу и согласование	1 отчет	46 110	87
		Разработка технического проекта на бурение разведочной скважины структуры Сарытау, включая ОВОС, экспертизу и согласование	1 отчет	68 900	130
		Бурение и испытание первой поисковой скважины на структуре Салкын	1 скважина 3500 метров	8 111 120	15 304
	в течение 4 лет	*Разработка технического проекта на проведение 3Д сейсморазведочных работ на структуре Салкын с ОВОС, экспертиза и согласование	1 отчет	22 790	43
		*Проведение поисковых 3Д сейсморазведочных работ на структуре Салкын	200 квадратных км	3 358 080	6 336
		*Обработка и интерпретация результатов сейсморазведочных работ на структуре Салкын	200 квадратных км	324 890	613
		Оперативный подсчет запасов (структура Салкын)	1 отчет	46 110	87
	в течение 6 лет	Бурение и испытание первой поисковой скважины на структуре Сарытау	1 скважина 4500 метров	29 400 160	55 472
		*Разработка технического проекта на проведение 3Д сейсморазведочных работ на структуре Сарытау с ОВОС, экспертиза и согласование	1 отчет	22 790	43
	в течение 9 лет	*Проведение полевых 3Д сейсморазведочных работ на структуре Сарытау	232 квадратных км	3 770 420	7 114

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Геологический отвод



Приложение № _____
к Контракту № _____
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
на разведку и добычу
(вид недропользования)
от 26 февраля 2025 год
рег. № 714-Р УВС

**РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ
МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ И СТРОИТЕЛЬСТВА
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД

Предоставлен Акционерному обществу «Национальная компания «КазМунайГаз» для осуществления операций по недропользованию на участке недр «Болашак» на основании решения Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол от 31.01.2025 г.).

Геологический отвод расположен в Мангистауской области.

Границы геологического отвода показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с №1 по №56.

№ точки	Географические координаты												
	Северная широта			Восточная долгота			№ точки	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.		гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	37	0	53	1	0	29	45	15	0	53	26	0
2	45	35	0	53	1	0	30	45	14	0	53	26	0
3	45	35	0	53	3	0	31	45	14	0	53	25	0
4	45	33	0	53	3	0	32	45	13	0	53	25	0
5	45	33	0	53	6	0	33	45	13	0	53	21	0
6	45	30	0	53	6	0	34	45	12	0	53	21	0
7	45	30	0	54	30	0	35	45	12	0	53	1	0
8	45	24	0	54	30	0	36	45	10	0	53	1	0
9	45	24	0	54	37	0	37	45	10	0	53	0	0
10	45	23	0	54	37	0	38	45	9	0	53	0	0
11	45	23	0	54	40	0	39	45	9	0	52	58	0
12	45	14	0	54	40	0	40	45	13	0	52	58	0
13	45	14	0	53	52	0	41	45	13	0	52	56	0
14	45	15	0	53	52	0	42	45	15	0	52	56	0
15	45	15	0	53	48	0	43	45	15	0	52	50	0
16	45	18	0	53	48	0	44	45	17	0	52	50	0
17	45	18	0	53	39	0	45	45	17	0	52	45	0
18	45	16	0	53	39	0	46	45	19	0	52	45	0
19	45	16	0	53	35	0	47	45	19	0	52	39	0
20	45	15	0	53	35	0	48	45	21	0	52	39	0
21	45	15	0	53	34	0	49	45	21	0	52	33	0
22	45	14	0	53	34	0	50	45	22	0	52	33	0
23	45	14	0	53	33	0	51	45	22	0	52	29	0
24	45	13	0	53	33	0	52	45	28	0	52	29	0
25	45	13	0	53	32	0	53	45	28	0	52	19	0
26	45	16	0	53	32	0	54	45	22	0	52	19	0
27	45	16	0	53	28	0	55	45	22	0	52	15	0
28	45	15	0	53	28	0	56	45	37	0	52	15	0

Общая площадь геологического отвода – **5584, 45** (пять тысяч пять сот восемьдесят четыре целых сорок пять сотых) кв. км.

Глубина – до кристаллического фундамента, по абсолютной отметке – 10 км.

Заместитель председателя



М. Байбатыров

г. Астана
февраль, 2025 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

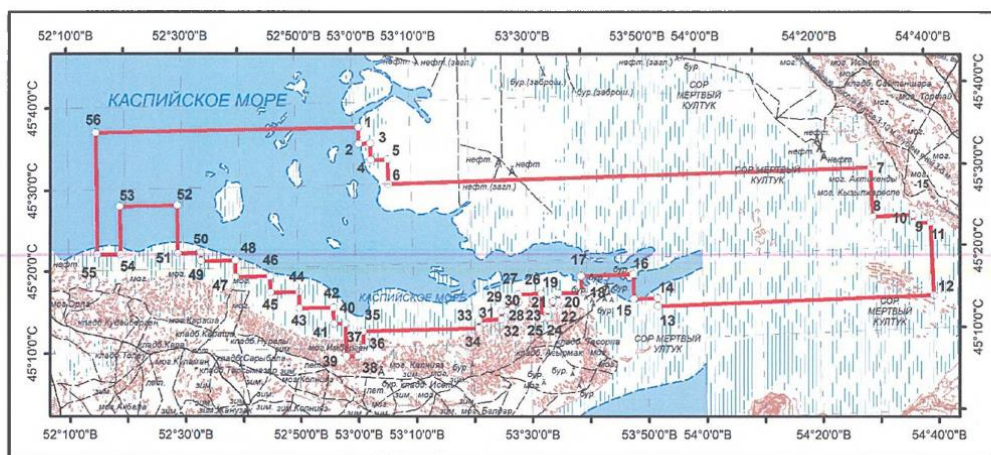
Картограмма

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

от « _____ » 2025 г. Рег. № _____ Р-УВ

Картограмма расположения участка недр Болашак

Масштаб 1:1 150 000



Условные обозначения

- контур участка недр для разведки
- грунтовые проселочные дороги
- полевые дороги
- реки, ручьи (пересыхающие)
- горизонтали основные
- населенные пункты
- солончаки проходимые
- море

г. Астана
февраль, 2025 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5**Пример плана организации работ**

«Утверждаю»

Директор

ТОО «_____»

«__» _____ 20__ г.**ПЛАН ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ
ПРИ ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ**

(служит основанием для составления индивидуальных планов организации работ с
обеспечением требований охраны недр и окружающей среды)

Сведения по скважине

1.1. Поставленные задачи

Ликвидация поисковой скважины № _____

1.2. Геологическая информация по скважине

Поисковая скважина № _____ на площади _____ пробурена на _____ структуры с целью поисков залежей нефти и газа в отложениях _____ изучения геологического строения разреза крыла и физических свойств пород-коллекторов с следующими географическими координатами:

СШ _____

ВД _____

1.3. Стратиграфический разрез по результатам ГИС в процессе бурения

неоген – _____ м.

верхний мел – _____ м.

альбский ярус – _____ м.

аптский ярус – _____ м.

готеривский ярус – _____ м.

верхняя юра – _____ м.

средняя юра – _____ м.

нижняя юра – _____ м.

триас - _____ м

пермотриас - _____ м

кунгурский ярус - _____ м

артинский ярус нижнего палеозоя _____ м

1.4. Данные по скважине

Проектная глубина – _____ м. Фактическая глубина – _____ м.

Проектный горизонт – _____ Фактический горизонт – _____

Дата начала бурения: _____. Дата окончания бурения: _____

Дата ликвидации: _____

1.5. Конструкция скважины

Обсадная колонна	Диаметр, Мм	Глубина спуска, м		Высота подъема цемента
		Проектная	Фактическая	
Направление				
Кондуктор)				
Тех колонна				
Эксплуатационная колонна				
Искусственный забой				
Пробуренный забой				

1.6. Краткая информация о проведенных ранее работах (если имеются)

Поисковая скважина № _____ на структуре _____ пробурена на _____ структуры на сейсмическом профиле _____ пикет ____ с целью поисков нефти и газа в отложениях _____, изучения геологического строения разреза крыла и физических свойств пород-коллекторов.

Проектная глубина скважины _____ м., фактическая - _____ м. Скважина вскрыла проектный горизонт _____.

Проект ликвидации последствий разведки к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак

В процессе бурения нефтегазопрооявления не наблюдалось. Признаки нефти в керновых материалах не встречен. В скважине произведён полный комплекс промыслово – геофизических исследований, по результатам интерпретации которых нефтеносные горизонты не выявлены.

Скважина решила поставленные геологические задачи.

Скважину № _____ площади _____ ликвидировать по I категории пункта «а» согласно «Требованиям промышленной безопасности при ликвидации и консервации нефтяных, газовых и других скважин».

1.7. Проведёнными изоляционно-ликвидационными работами условия охраны недр соблюдены.

- 1) Установлены цементные мост в интервалах _____ м.
- 2) Ствол скважины заполнен глинистым раствором удельного веса _____ г/см³.
- 3) В скважину на глубину 2 м. спущена деревянная пробка на сплюснутой сверху 3" трубе и залита до устья цементным раствором.
- 4) Установлена бетонная тумба размером 1×1×1 м., репер с указанием номера скважины, наименование площади и организации, пробурившей ее, дата окончания строительства.

1.8. Перечень работ по приведению в надлежащее состояние территории ранее пробуренной скважины № _____.

№ п/п	Виды работ	Ответственность
1	Перед началом работ провести инструктажи: по охране труда, техники безопасности, охране окружающей среды при ведении работ по ликвидации скважины.	
2	Сбор и вывоз с территории скважины № ____ металлического лома, обломков бетонных изделий, ветоши и других предметов.	
3	Зачистка устья скважины. Очистить «голову» кондуктора колонны Ø ____ мм от бетона.	
4	Мобилизация подъемной установки (тип установки), в комплекте с оборудованием для глушения скважины.	
5	Монтаж подъемной установки. Обвязка агрегата ЦА-320 (или аналог), оборудования, емкости для сбора нефти.	
6	Завоз технической воды плотностью 1,01 г/см ³ для приготовления цементного раствора.	
7	Приготовление для глушения скважины рассол плотностью _____ г/см ³ (в зависимости от текущего состояния скважины) в объеме _____ м ³ .	
8	Проверка готовности подъемной установки, циркуляционной системы для проведения работ по ликвидации скважины	
9	Спуск НКТ ø ____ мм с пером до искусственного забоя. Промывка и замещение скважины технической водой плотностью 1,10-1,14 г/см ³ .	
10	Приготовление цементного раствора в объёме _____ м ³ плотностью 1,80- 1,82г/см ³ (в зависимости от текущего состояния скважины)	
11	Установка цементный мост в интервале _____ м. ОЗЦ – 24 ч.	
12	После ОЗЦ нащупать кровлю цементного моста (кровля 150м). В присутствии специалиста ВПФО «Ак Берен» «ЦШ ПВАСС» КГК ЧС и ПБ МЧС РК провести опрессовку на 15 атм. Составить Акт.	
13	Установка (замена разрушенных) устьевой бетонной тумбы размером 1×1×1 м. с репером высотой 0,5 м. и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, наименование месторождения (структуры), название компании-владельца, дата начала и окончания бурения, дата ликвидации скважины, дата повторной ликвидации.	

14	По окончании работ по ликвидации скважины и после проведения технической рекультивации скважину сдать «Заказчику» по акту.	
----	--	--

1.9. Список техники:

- 1) Станок КРС минимальной грузоподъемностью 80 тонн.
- 2) Экскаватор.
- 3) Самосвал.
- 4) Авто/кран.
- 5) САГ (передвижной сварочный агрегат)
- 6) Цементировочный агрегат

Представитель недропользователя

Ф.И.О.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Министерство _____
 Нефтегазодобывающее предприятие _____
 ГХК, (ГАК) _____
 Буровое предприятие _____

АКТ
 обследования скважины № _____ площади месторождения _____
 намеченной к ликвидации

Составлен комиссией, назначенной на основании Приказа № _____ от «__» _____ 199__ г.
 в составе _____

Назначение скважины _____

Проектная глубина _____ м, фактическая глубина _____ м

Глубина залегания продуктивных горизонтов _____

Конструкция скважины, проект. _____ факт. _____

Дата начала бурения _____ дата окончания _____

Дата начала эксплуатации _____

Дата окончания эксплуатации _____

Дата прекращения работ _____

Состояние скважины _____

Сметная стоимость скважины _____

Остаточная стоимость (для эксплуатац. фонда) _____

После осмотра скважины и ознакомления с материалами установлено _____

Выводы и предложения комиссии _____

«__» _____ 199__ г.

Подписи:

Примечание: в графе «состояние скважины» указывается:

- качество разобщения пластов, состояние заколонного пространства;
- оборудование устья и т.д.

Приложение 2

ПЕРЕЧЕНЬ
 ликвидированных скважин за _____ г.

№ п/п	Министерство, предприятие, площадь, месторождение	№ скважины, назначение в соответствии с проектом	Забой проектный/ фактический , метры	Дата начала и прекращени я бурения, испытания, ликвидации аварии, консервации (для IV кат.)	Стоимость ликвидируемо й скважины, тенге, кем утверждена проектно- сметная документация	Категория и причина ликвидаци и скважины	Дата фактического выполнения изоляционно- ликвидационны х работ
1	2	3	4	5	6	7	8

Лицензия

1 - 1



ЛИЦЕНЗИЯ

Выдана TOO Geoscience Consulting
 РНН: 620200348539
 (полное наименование, местонахождение, реквизиты юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество физического лица)

на занятие Проектирование горных производств
 (наименование вида деятельности (действия) в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

Особые условия действия лицензии
 (в соответствии со статьей 9 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

Орган, выдавший лицензию Министерство нефти и газа Республики Казахстан. Комитет промышленности
 (полное наименование государственного органа лицензирования)

Руководитель (уполномоченное лицо)
 (фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) органа, выдавшего лицензию)

Дата выдачи лицензии 13.01.2010

Номер лицензии 0003328

Город г.Астана

Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.



ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 0003328

Дата выдачи лицензии 13.01.2010

Перечень лицензируемых видов работ и услуг, входящих в состав лицензируемого вида деятельности

проектирование добычи твердых полезных ископаемых, нефти, газа, нефтегазоконденсата, составление проектов и технологических регламентов на разработку месторождений твердых полезных ископаемых, нефтегазовых месторождений, составление технико-экономического обоснования проектов разработки месторождений твердых полезных ископаемых, нефтегазовых месторождений;

Филиалы,
представительства

(полное наименование, местонахождение, реквизиты)

Производственная база

(место нахождения)

Орган, выдавший
приложение к лицензии

Министерство нефти и газа Республики Казахстан,
Комитет промышленности

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) органа,
выдавшего лицензию)

Дата выдачи приложения к
лицензии

Номер приложения к
лицензии

0003328

Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

ПРОТОКОЛ

Геолого-технического совещания ТОО «Geoscience Consulting» по рассмотрению «Проекта ликвидации последствий разведки к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак, расположенного в Мангистауской области РК»

г. Астана

«__» _____ 20__г.

Присутствовали:

От ТОО «Geoscience Consulting»:

1. Ебрашева А. Е. – директор, председатель НТС;
2. Касымова К.М. – руководитель проекта, главный геофизик;
3. Исмуханова Г.Дж. - ведущий инженер-геолог;
4. Омирбекова А.Н. – ведущий инженер;
5. Кадыров Т. – главный инженер проектов;
6. Ангикова А.А. – старший инженер, секретарь ГТС.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение «Проекта ликвидации последствий разведки к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак, расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан»

Слушали: Касымову К.М., которая доложила о результатах работ по Проекту. Недропользователем проекта Болашак является ТОО «Bolashak Operating», которое владеет Контрактом на разведку УВС № 5444 от «07» марта 2025 г.

Контрактная территория приурочена к северной части Казахстанского сектора Каспийского моря, в административном отношении относится к Мангистауской области Республики Казахстан.

Общая площадь геологического составляет 5584, 45 (пять тысяч пятьсот восемьдесят четыре целых сорок пять сотых) км².

Северо-западная часть территории участка расположена в акватории Каспия, где глубина воды составляет 1,0-2,5 м.

Проект составлен согласно техническому заданию с целью по подготовке проектной документации на проведение ликвидации последствий разведки к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак на контрактной территории.

Для составления настоящего Проекта использованы базовый проектный документ «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак, расположенного в Мангыстауской области РК».

Проект составлен согласно законодательству Республики Казахстан в области недропользования, промышленной безопасности, охраны

Проект ликвидации последствий разведки к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак

окружающей среды. В проекте освещены вопросы по подготовке и непосредственной ликвидации двух независимых (Sarytau1-Pz и Salkyn-1) поисковых скважин, предусмотренных базовым проектным документом.

Настоящим Проектом определены планы работ по ликвидации объектов недропользования в части проектных скважин, а также рекомендованы направления разработки природоохранных мероприятий по минимизации степени антропогенного воздействия при проведении ликвидационных работ.

Разработка проектных технологических и технических решений по ликвидации скважин на контрактной территории ТОО «Bolashak Operating» направлена на обеспечение промышленной безопасности, охраны недр и окружающей природной среды, безопасности жизни и здоровья людей.

После обмена мнениями принято решение;

1. Разработанный Проект одобрить и направить на рассмотрение и согласование Заказчику.

**Директор
ТОО «Geoscience Consulting»**



Ебрашева А. Е.

ПРОТОКОЛ
совместного заседания геолого-технического совещания
АО НК «КазМунайГаз», ТОО «Bolashak Operating»
и ТОО «Geoscience Consulting»

г. Алматы

« ____ » _____ 2025 г.

Присутствовали:

От АО НК «КазМунайГаз»

1. Ахметкалиев Н.Д. – начальник управления геологии и геофизики;
2. Жанбирова М.Б. – ведущий специалист управления разведочными проектами.

От ТОО «Bolashak Operating»:

1. Құлмағанбет Қ. – генеральный директор.

От ТОО «Geoscience Consulting»:

1. Ебрашева А. Е. – директор;
2. Касымова К.М. – руководитель проекта, главный геофизик;
3. Исмуханова Г.Ж. - ведущий инженер-геолог;
4. Омирбекова А.Н. – ведущий инженер;
5. Кадыров Т.А. – главный инженер проектов;
6. Ангикова А.А. – старший инженер.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение проекта «Проект ликвидации последствий разведки к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак, расположенного в Мангистауской области Республики Казахстан»

Слушали: Касымова К.М. доложила о результатах работ по Проекту.

Недропользователем участка Болашак является ТОО «Bolashak Operating», которое владеет Контрактом на разведку УВС № 5444 от «07» марта 2025 г.

Контрактная территория приурочена к северной части Казахстанского сектора Каспийского моря, в административном отношении относится к Мангистауской области Республики Казахстан.

Общая площадь геологического составляет 5584, 45 (пять тысяч пятьсот восемьдесят четыре целых сорок пять сотых) км².

Северо-западная часть территории участка расположена в акватории

Каспия, где глубина воды составляет 1,0-2,5 м.

Проект составлен согласно техническому заданию с целью по подготовке проектной документации на проведение ликвидации последствий разведки к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак на контрактной территории.

Для составления настоящего Проекта использованы базовый проектный документ «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Болашак, расположенного в Мангыстауской области РК».

Проект составлен согласно законодательству Республики Казахстан в области недропользования, промышленной безопасности, охраны окружающей среды. В проекте освещены вопросы по подготовке и непосредственной ликвидации двух независимых (Sarytaul-Pz и Salkyn-1) поисковых скважин, предусмотренных базовым проектным документом.

Настоящим Проектом определены планы работ по ликвидации объектов недропользования в части проектных скважин, а также рекомендованы направления разработки природоохранных мероприятий по минимизации степени антропогенного воздействия при проведении ликвидационных работ.

Разработка проектных технологических и технических решений по ликвидации скважин на контрактной территории ТОО «Bolashak Operating» направлена на обеспечение промышленной безопасности, охраны недр и окружающей природной среды, безопасности жизни и здоровья людей.

После обмена мнениями принято решение;

1. Разработанный Проект одобрить и направить на рассмотрение и согласование в государственные и контролирующие органы.

Подписи:

От АО НК «КазМунайГаз»

Н. Ахметкалиев

От ТОО «Bolashak Operating»

К. Кулмаганбет

От ТОО «Geoscience Consulting»

А. Ебрашева

