



SMART
Engineering

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«СМАРТ ИНЖИНИРИНГ»
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«КМК МУНАЙ»**

УТВЕРЖДАЮ:

Президент

АО «КМК МУНАЙ»

Ван Цзиньбао



2023г.

**ПРОЕКТ
ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ МОРТУК ПОДСОЛЕВОЕ**

Директор

ТОО «СМАРТ Инжиниринг»



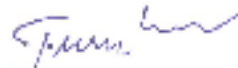
Р.М.Майлыбаев

Алматы, 2023 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

Государственная лицензия ГЛ №0000280 от 28 июля 2011 года

Ответственный исполнитель		Умбатов Б.К.
Инженер геолог		Туреханов Н.Т.
Инженер геолог		Ерболат А.Б.
Начальник отдела экологии		Тлеутожина М.С.
Ведущий эколог		Калманова Г.Г.
Нормоконтролер		Адекова Н.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Введение.....	11
2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	15
3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ.....	18
3.1. Литолого-стратиграфическая характеристика	18
4. Тектоника.....	23
5. Нефтегазоносность	32
6. Анализ структуры фонда скважин и перечень объектов ликвидации	44
7. Технические и технологические решения по ликвидации скважин	49
7.1. Технические решения по ликвидации скважины.....	49
7.2. Выбор цемента. Требования к свойствам тампонажного раствора и цементного моста при ликвидации скважины.	50
7.3. Технология и типовые расчеты установки цементного моста.	51
7.4. Выбор мобильной установки (подъемного агрегата) для изоляционных работ.....	58
7.5. Продолжительность изоляционно-ликвидационных работ.	59
7.6. Подготовка к работам по ликвидации скважин.	60
7.6.1. Разработка плана изоляционных работ скважин.	60
7.6.2. Подготовка к работам по ликвидации скважины.....	61
7.6.3. Порядок оформления документов на ликвидации скважин.	61
7.6.4. Оборудование устьев скважин при их ликвидации	63
7.6.5. Требования к проведению работ по ликвидации последствий недропользования при проведении разведки и добычи углеводородов на месторождении	64
8. Сводный сметный расчет стоимости ликвидации.....	65
8.1. Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации одной скважины	65
8.2. Мероприятия по рекультивации	66
8.2.1. Объемы и виды работ по технической рекультивации земель.....	70
8.2.2. Технические средства, используемые для выполнения работ по технической рекультивации земель	70
8.3. Общая стоимость рекультивации земель	71
8.4. Общая стоимость ликвидации скважин	72
8.5. Расчет отчислений в ликвидационный фонд.....	73
9. Мероприятия по обеспечению безопасности населения и персонала, зданий и сооружений.....	74
9.1. Мероприятия по охране недр	81
9.2. Мероприятия по охране окружающей среды	82
9.3. Мероприятия по предотвращению загрязнения подземных вод.....	82
9.4. Обеспечение радиационной безопасности населения	83
9.5. Оценка воздействия ликвидации объектов недропользования на окружающую среду	84
9.6. Меры, исключающие на период консервации не санкционированное использование и доступ к законсервированным объектам	88
9.7. Меры по рекультивации нарушенных земель	88
9.7.1. Фактическое и прогнозируемое состояние нарушенных земель	88
9.7.2. Производство изысканий	91
9.8. Меры по приведению комплексных мероприятий в случае экстренного решения о прекращении добычи	96
10. Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов.....	101

11. Приложение.....	102
Приложение 1. Протокол ГТС.....	102
Приложение 2. Лицензии на право проектирования ТОО «Смарт Инжиниринг»	103
ПРИЛОЖЕНИЕ №3 АКТ ликвидации последствий недропользования	106
ПРИЛОЖЕНИЕ №4 ПЛАН на ликвидацию скважины №_____ на площади / месторождении.....	108
ПРИЛОЖЕНИЕ №5 АКТ о приемке ликвидированных технологических объектов или скважин	110
ПРИЛОЖЕНИЕ №6 Перечень участков недр, на котором завершены работы по ликвидации последствий недропользования.....	112
Приложение 7. Сметный расчет стоимости ликвидации скважины	113
Приложение 8. Сметный расчет стоимости рекультивация земель	127
Приложение 9. Графическое приложение.....	133

Умбетов Е.К. «Проект ликвидации последствий деятельности недропользования месторождения Мортук подсолевое»

Книга и папка с графическими приложениями

Книга – текст 142 страниц, 11 таблицы, 4 рисунков, 9 текстовых приложений. 10 графических приложений.

ТОО «СМАРТ Инжиниринг», Лицензия ГЛ №0000280 от 28 июля 2011 года на проектирование горных производств. г. Алматы, ул. Чайкиной1/1.

АО «КМК Мунай», г. Актобе. Территория проведенных работ располагается в Актыбинской области Республики Казахстан, в пределах блоков XXII-22-B (частично), С (частично) на территории Актыбинской области Республики Казахстан, за период с 01.08.2001г. по 07.08.2021г. на контрактной территории. Контракт №731 от 01.08.2001г.

Реферат. По результатам анализа геофизических материалов и информации, полученной при бурении и опробовании, полученных АО «КМК Мунай», обобщены результаты геологоразведочных работ на контрактной территории в пределах геологического отвода. Приведены характеристики основных направлений геологоразведочных работ и всех изученных бурением перспективных объектов.

В связи с завершением этапа геологоразведочных работ Недропользователь возвращает государству 73,23 км². Глубина отвода – минус 5000м изученной контрактной территории.

Настоящий отчет составлен в соответствии с Правилам консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана (№200 от 22.05.2018 г) с внесенными изменениями приказом министра энергетики РК от 19.01.2019 г).

Ключевые слова: *Контрактная территория, структура, сейсморазведка МОГТ ЗД, тектоника, отражающий горизонт, перспективы нефтегазоносности, углеводороды, поисково-разведочное бурение, месторождение, запасы нефти, возврат территории.*

УТВЕРЖДАЮ:



Техническое задание

на предоставление услуги по разработке проектной документации по теме:
«Проект ликвидации последствий деятельности недропользования месторождения Мортук подсолевое» и Проект ОВОС к нему».

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	Место выполнения работ	Республика Казахстан, Актюбинская область Контрактная территория АО «КМК Мунай».
2	Основание выдачи технического задания:	-Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 24.05.2018г.): - Министра энергетики РК от 22.05.2018 года №200 Правила ликвидации и консервации при проведении разведки и добычи углеводородов: -Проект пробной эксплуатации месторождения Мортук подсолевое.
3	Требования по согласованию	Согласовать проект с Заказчиком, согласовать в соответствующих контролирующих органах в соответствии с нормами и законодательством РК; обеспечить техническое сопровождение разработанного проекта при рассмотрении его контролирующими органами.
4	Основные требования к инженерному оборудованию и технологии	1.Оборудование и технологии, применяемые в проекте, должны отвечать требованиям норм и Законов. 2.Объемы выполняемых работ должны предусматривать необходимый комплекс мероприятий, обеспечивающих: - физическую ликвидацию/консервацию скважин; - демонтаж наземного и подземного оборудования и коммуникации с вывозом за пределы месторождения, на площадки реализации и утилизации; техническую и биологическую

		рекультивацию земли;
5	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 утверждении подобного вида проектов. 4. Наличие специалистов в штате Исполнителя: - Геолог - инженер-технолог - инженер - буровик
6	Требование к содержанию проекта	В соответствии с Правилами ликвидации и консервации недропользования указанной в п.2.
7	Гарантия на выполняемые работы	Исполнитель гарантирует качество и достоверность выполненных Работ, их соответствия ГОСТам и нормативам применимого законодательством Республики Казахстан.
8	Сроки (периоды) выполнения работ	С даты заключения договора до 31 декабря 2023 года. С даты подписания Договора Подрядчик обязан в течение 5 дней согласовать с Заказчиком порядок выполнения работ.
9	Предоставление материалов	Утвержденный проект представить Заказчику в 3-х экземплярах в бумажном носителе и 1 экземпляр на электронном носителе.

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование	Стр.
1	2	3
1	Протокол № 10/2020 заседания научно-технического совета ТОО «СМАРТ Инжиниринг»	
2	Протокол № Заседания геолого-технического совета АО «КМК Мунай»	
3	Акт ликвидации последствий недропользования	108
4	План на ликвидацию скважины № ____ на площади / месторож- дении	110
5	Акт о приемке ликвидированных технологических объектов или скважин	112
6	Перечень участков недр, на котором завершены работы по лик- видации последствий недропользования	114

СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
	1.1.1	Географические координаты угловых точек геологического отвода	14
	1.1.1	Географические координаты угловых точек исключаемой террито- рии	14
	1.1.3	Сведения о районе работ	15
	3.1.1	Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	22
	3.3.5	Физико-химические свойства пластовой нефти	43

СПИСОК РИСУНКОВ В ТЕКСТЕ

№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
	1.2.	Картограмма расположения геологического отвода месторождения Мортук на блоках XXII-22-И (частично), С (частично)	15
	2.1.	Обзорная карта района работ	17
	4.1	Карта тектоно-седиментационного районирования подсолевого комплекса востока Прикаспийской впадины (по О.С.Туркову, 2003г.)	24
	4.2	Структурная карта по отражающему горизонту Д (скважины, нанесенные на карту, не вскрыли данный горизонт).	26
	4.3	Структурная карта по отражающему горизонту С1 (скважины, нанесенные на карту, не вскрыли данный горизонт).	27
	4.4	Структурная карта по отражающему горизонту КТ-II	27
	4.5	Структурная карта по кровле КТ-I каменноугольной системы	28
	4.6	Интерпретированный сейсмический разрез по линии х2084 через скв. Г-1 Мортук Восточный.	28
	4.7	Временной сейсмический разрез по линии Crossline 665, через скважину МТ-6 Мортук	29
	4.8	Структурная карта по отражающему горизонту КТ-II	30
	4.9	Структурная карта по отражающему горизонту П1	30
	5.1	Схема нефтеносности Кокжиде-Жагабулакской группы месторождений	32
	5.2	Корреляционная схема по скважинам Г-72 Кокжиде подсолевое и МТ-1, МТ-2, МТ-3	34
	5.3	Схема обоснования ВНК по скважинам Г-74 - МТ-1, МТ-2, МТ-3 Кокжиде подсолевое	35
	5.4	Подсчетный план горизонта КТ-II башкирский ярус (месторождение Кокжиде)	36
	5.5	Подсчетный план продуктивного горизонта КТ-II-1	37
	5.6	Подсчетный план продуктивного горизонта КТ-II-2	38

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Наименование приложений	№№ прило- жения	Кол-во листов	Масштаб	Степень секрет- ности
1	2	3	4	5	6
1	Схема сейсмической изученности	1	1		
2	Средне-нормальный разрез	2	1	1:5000	н/с
3	Структурная карта по кровле КТ-II	3	1	1:25000	н/с
4	а) Временной сейсмический разрез по линии Crossline 665 б) Временной сейсмический разрез по линии Inline 1029	4	1	г.1:25000 в.1см-500м	н/с
5	Геологический профиль по линии I-I	5	1	г.1:10000 в.1:5000	н/с
6	Геологический профиль по линии II - II	6		г.1:10000 в.1:5000	н/с
7	Корреляционная схема по скважинам №7 (Восточный Мортук) и №МТ-6	7	1	1:500	н/с
8	Схема обоснования ВНК по скважинам №Г-1, 7 Восточный Мортук и МТ-6 Мортук подсолевой	8	1	1:1000	н/с
9	Горизонт КТ-II-1 каширский ярус а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	9	1	1:25000	н/с
10	Горизонт КТ-II-2 верейский ярус а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	10	1	1:25000	н/с

1. Введение

Контрактная территория АО «КМК Мунай» расположена на восточной окраине Прикаспийской впадины и включает три лицензионных блока: Кокжиде, Кумсай и Мортук. На этих блоках еще в советский период были открыты одноименные надсолевые месторождения нефти, правом на разработку которых с 2010 года владеет АО «КМК Мунай», имеющий Контракт №731 от 01.08.2001 г на совмещенную разведку и добычу нефти. В последующем Контракт был дополнен Дополнениями №1-14. Последним Дополнением №14 от 05.08.2019г. период разведки для оценки подсолевых отложений на месторождения Мортук подсолевое составляет 3 (три) года в связи с продлением периода разведки для оценки и истекает 7 августа 2021 года.

В начале 80-х годов прошлого века на подсолевом поднятии Мортук была пробурена скважина Г-1 глубиной 4086 м. Из карбонатных отложений среднего карбона и терригенных пород нижней перми были получены небольшие притоки легкой нефти. Вследствие этого скважина была ликвидирована и работы на площади с 1987 г. прекращены.

Для оценки структуры Мортук в 2010 году ТОО «Мегаполис-Инвест» составил «Проект разведки залежей нефти и газа в подсолевых отложениях на площади Мортук в Актюбинской области РК». (Протокол №64/2010 от 13.04.2010 г). Согласно проекту разведки предусматривалось восстановление при экономической целесообразности, ранее пробуренной и впоследствии ликвидированной скважины № Г-2, бурение одной разведочной независимой скважины МТ-1 глубиной 4500м, по результатам скважины МТ-1 бурение 3 зависимых скважин. Составлены и согласованы «Групповой технический проект на строительство вертикальных скважин глубиной 4500м месторождения Мортук». Согласно проекту, пробурены две разведочные скважины № МТ-1 и № МТ-2, которые оказались в контуре Кокжидинской подсолевой залежи. При испытании горизонта КТ-II башкирского яруса в скважине МТ-1 были получены притоки нефти дебитом 5,7-21 м³/сут, а в скважине МТ-2 при испытании получены притоки воды. В 2016 г. при подсчете запасов по месторождению Кокжиде подсолевое скважины МТ-1 и МТ-2 были включены в отчет. В районе скважины МТ-1 были подсчитаны запасы по категории С₂ и поставлены на баланс ГКЗ РК в количестве (геол./извл): 165 тыс.т / 46 тыс.т.

В 2010 году были проведены сейсмические работы 3Д в юго-восточной части контрактной территории с частичным охватом прилегающей площади с разрешения соседних недропользователей. Общий объем сейсморазведочных работ 3Д составил 365 кв. км, полнократных 255 кв. км. Работы проводились сейсмической партией СП №9911В ТОО «БИДЖИПИ Геофизические услуги (Казахстан)».

В 2012 г компанией ТОО «Timal Consulting Group» составлен отчет «Результаты сейсмических работ, выполненных в 2010 г. в пределах контрактных площадей Кокжиде-Мортук-Кумсай (Протокол №91/2012 от 23 августа 2012 г. Применяя различные технологии для детальной интерпретации структуры, проведена интерпретация 10-ти стандартных горизонтов по сейсмическим

данным 3Д, площадью 365 км², охваченной СДР (подошва мела, подошва юры, подошва триаса, кровля и подошва кунгурского яруса нижней перми, кровля КТ-I карбона, кровля МКТ карбона, кровля КТ-II карбона, кровля визейского яруса нижнего карбона и подошва верхнего девона).

После уточнения недропользователем строения данного блока исследованиями 3Д сейсморазведки (2010 г) АО «КМК Мунай» продолжило разведочные работы на данном участке. На следующем этапе геологоразведочных работ недропользователь приступил к оценке залежей.

С целью определения их промышленной значимости в 2013 году был подготовлен и согласован Проект оценочных работ, составленный ТОО «СМАРТ Инжиниринг». (Протокол №52/9 от 17.10.2014 г.). Проектом предусматривалось бурение и испытание 2-х оценочных скважин, одной независимой и одной зависимой.

В 2015 году была закончена бурением независимая скважина МТ-3 фактической глубиной 4500 м со вскрытием каменноугольных отложений.

В этом же году срок разведки был продлен на три года (с 07.08.15 до 07.08.2018 гг.) (письмо МЭ РК от 25.12.15 г.).

По результатам бурения скважин на структурах Кокжиде-Мортук-Кумсай специалистами ТОО «КМК Мунай» совместно с компанией ТОО «БИДЖИПИ Геофизические услуги» была проведена переинтерпретация структурных карт по кровле КТ-II.

В 2016 г. компанией ТОО «СМАРТ Инжиниринг» составлено «Дополнение к проекту оценочных работ», где предусмотрено испытание скважины МТ-3 и бурение одной независимой скважины проектной глубиной 4600 м (протокол №76/16 от 22.09.16 г.). Согласно проекту, начато бурение скважины МТ-6.

В 2019 г. компанией ТОО «СМАРТ Инжиниринг» был выполнен и утвержден в ЦКРР РК «Проект разведочных работ по оценке УВ на месторождении Мортук подсолевое», с целью внесения изменений в Рабочую программу по срокам исполнения контрактных обязательств. В проекте было предусмотрено испытание в скважине МТ-6, проведение комплекса геолого-геофизических и промысловых исследований, включающих ГИС, отбор керна, шлама, пластовых флюидов, опробование. При испытании скважины МТ-6 из интервалов 4074-4091 м и 4099-4110 м получен приток нефти дебитом 2,03 м³/сут.

Данные по пробуренным скважинам совместно с результатами сейсмики 3Д позволили определить границы развития нефтеносной части подсолевых резервуаров, провести стратиграфическое расчленение вскрытого разреза, изучить свойства и состав пород коллекторов и насыщающих их флюидов.

В 2020 году по результатам бурения скважин был выполнен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Мортук подсолевое Актыбинской области Республики Казахстан по состоянию на 02.01.2020 г.» (Протокол ГКЗ №2226-20-П от 18.11.2020 г.) [7].

Запасы нефти и растворенного газа (геологические / извлекаемые) составили: по категории С₁ – 426 / 85 тыс.т нефти и 257 / 51 млн.м³ растворенного газа; по категории С₂ – 348 / 70 тыс.т нефти, и 210 / 42 млн.м³ растворенного газа.

На основе геолого-технического задания, выданного недропользователем АО «КМК Мунай» и на основе утвержденных запасов ГКЗ РК (Протокол ГКЗ №2226-20-П от 18.11.2020 г) был составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Мортук подсолевое», в соответствии с требованиями «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых Республики Казахстан» и «Методических указаний по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)»

Целью проекта пробной эксплуатации являлись: переинтерпретация материалов ранее проведенной 3Д сейсморазведки, уточнение геологического строения месторождения, уточнение имеющейся и получение дополнительной информации о геолого-физической характеристике залежей, уточнение добычных возможностей и отработка оптимальных режимов работы скважин, изучение состава и физико-химических свойств флюидов в поверхностных и пластовых условиях, коллекторских свойств, эксплуатационной характеристики пласта, проведение дополнительных исследований необходимых, для выбора технологии разработки, подсчета запасов нефти и газа, а также составления в дальнейшем Проекта разработки. Но Контракт не был продлен и всю контрактную территорию, недропользователь возвращает Государству (рис.1.1, 1.2).

Недропользователь возвращает государству площадь геологического отвода в размере 73,23 кв.км полностью.

Географические координаты угловых точек **Блока В**

Угловые точки	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
А	49	34	08	57	17	59
4	48	35	00	57	19	08
5	48	35	44	57	38	14
6	48	36	00	57	22	40
7	48	36	09	57	26	40
8	48	39	41	57	26	43
9	48	32	25	57	25	25
10	48	31	41	57	26	12
11	48	31	00	57	24	00
12	48	32	00	57	16	00
3	48	32	57	57	18	11

Из географического отвода выделяется месторождение Мортун

Географические координаты угловых точек ископаемого месторождения Мортун													
Угловые точки	Координаты угловых точек						Угловые точки	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота				Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.		гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	48	32	22	57	29	49	8	48	36	31	57	23	44
2	48	32	42	57	19	28	9	48	36	32	57	23	06
3	48	33	10	57	18	29	10	48	33	54	57	23	59
4	48	34	15	57	18	39	11	48	34	38	57	23	49
5	48	34	40	57	19	45	12	48	33	31	57	23	44
6	48	35	08	57	21	15	13	48	32	54	57	23	56
7	48	36	11	57	23	04	14	48	32	33	57	21	53

Глубина исследования геобологической отчасти 96 м, геодизайн 34 км.

Площадь географического отвода блока А – 4,67 (четыре целых сорок семь сотых) кв. км.

Глубина отвода блока А – по границе нижней неровности.

Площадь географического отвода блока В – 102,96 (сто две целых сорок шесть сотых) кв. км.

Глубина отвода блока В – минус 5000 м.

Общая площадь географического отвода блоков А и В, за вычетом исключительного горного отвода месторождения Мортун – 23,23 (двадцать три целых двадцать три сотых) кв. км.

Заместитель Председателя



2015 г.

Н. Курбанов

Рис.1. Геологический отвод

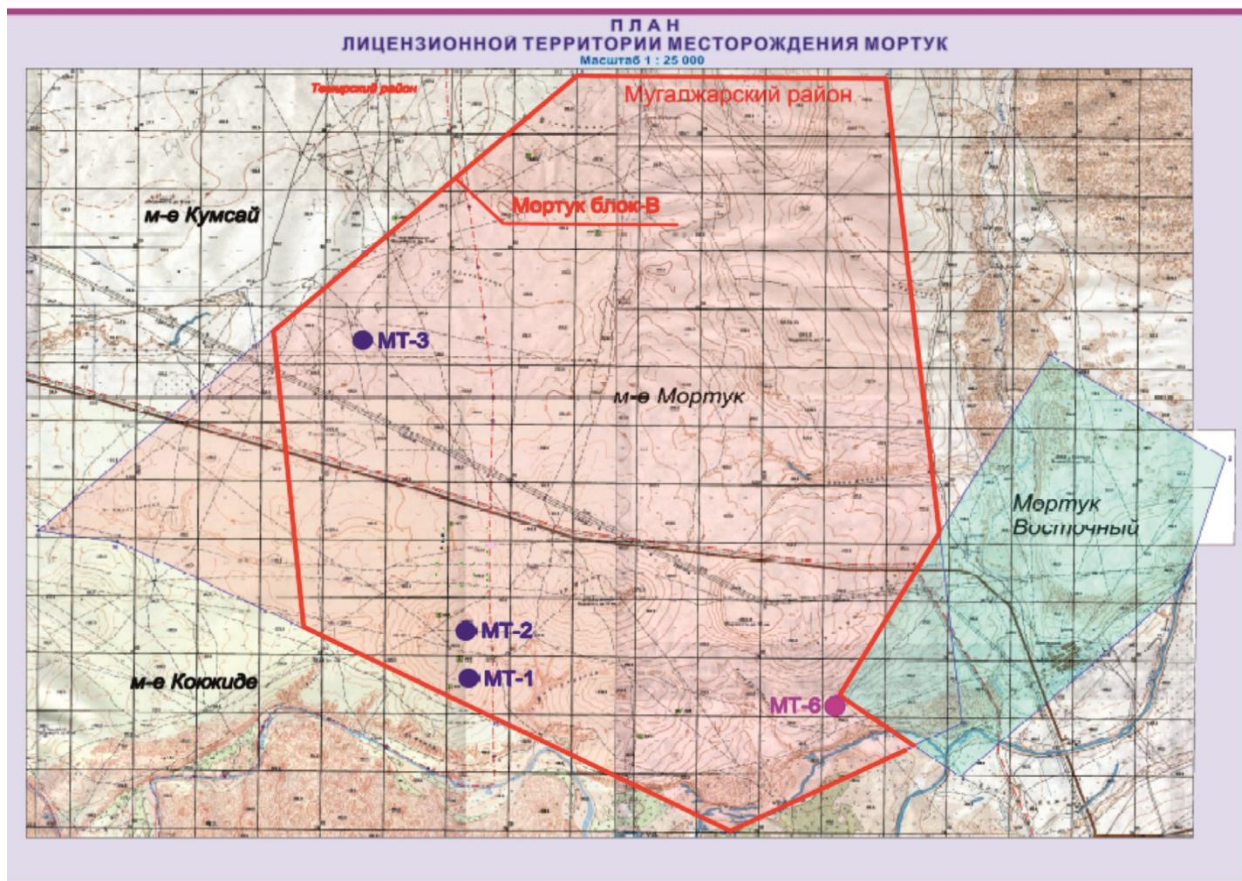


Рис.1.2. Картограмма

2.ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В административном отношении месторождение Мортук расположено в пределах Мугалжарского и Темирского района Актюбинской области Республики Казахстан в 220 км к югу от города Актобе и 70 км к юго-западу от железнодорожной станции Эмба (рис. 2.1).

В орографическом отношении месторождения находится в пределах Предуральского плато и представляет собой слабовсхолмленную равнину, расчлененную балками и оврагами. Толщина почвенного слоя 15см. Абсолютные отметки рельефа меняются в пределах 180-220 м. Минимальные отметки приурочены к долине реки Темир.

Гидрографическая сеть района работ представлена р. Темир, являющейся правым притоком р. Эмба – основной водной артерии района. Река Темир имеет хорошо выработанную долину, меандрирующее русло. Вода пресная, пригодная для питьевых нужд и технических целей. Во время весеннего паводка пойма реки на значительном пространстве заливается талыми водами, сохраняющимися до конца мая.

Район работ характеризуется резко континентальным климатом: жаркое, сухое лето и холодная зима, наибольшая летняя температуры воздуха +35 -

+40°C, наименьшая зимняя температура –33 - -45°C, среднегодовая 5,5. Продолжительность зимнего периода 159 суток. Толщина снежного покрова 25 см. Основное количество осадков выпадает зимой, среднегодовое количество осадков редко превышает 200 мм. Сильные ветры восточного и северо-восточного направления летом часто вызывают суховей, ураганные бури, а зимой снежные бураны, нередко перемешанные с песком. Средняя скорость ветров составляет 5 – 6,7 м/сек.

Растительный покров района бедный. Заросли кустарника и джиды встречаются в долине р. Темир и в глубоких балках. Травяной покров, представленный ковылью, полынью и различными злаками обилен весной, к лету он выроет.

На западе данного района находится месторождение Кенкияк, на юге-востоке - месторождение Жанажол. Газопровод «Бухара-Урал» проходит через данный район в широтном направлении.

В районе существует меридиональная грунтовая дорога, соединяющаяся с основной асфальтированной дорогой к городу Актобе, расстояние района работ от железной дороги Москва - Средняя Азия составляет 100км.

Областной центр г. Актобе находится в 240 км северо-восточнее от контрактной территории. Населенный пункт поселок Шубарши расположен в 10 км к западу от площади сейсмических работ.

Ближайшая железнодорожная станция РГП «Казахстан темир жолы» - Шубаркудук находится в 160 км к северо-западу, город Темир расположен в 60 км к северу.



Рис. 2.1 Обзорная карта района работ.

3.ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

3.1.Литолого-стратиграфическая характеристика

Литолого-стратиграфическое строение разреза месторождения Мортук подсолевое составлено на основании данных геолого-геофизических исследований, описания и анализов пород, отобранных при бурении скважин (МТ-1, МТ-2, МТ-3, МТ-6), а также палеонтологический и физико-химический анализ кернового материала из скважины МТ-6.

Палеозойская группа Рз

Палеозойские отложения представлены отложениями каменноугольного и пермского возрастов.

Каменноугольная система С

Среднекаменноугольные отложения вскрыты всеми пробуренными скважинами. В составе среднего отдела выделяют башкирский и московский ярусы.

Башкирский ярус - С_{2b}

Отложения башкирского яруса представлены известняками серыми, не чистыми, криптокристаллическая структура, плотные, ломкие, нет видимой нефтяной пропитки.

Известковые аргиллиты тёмно-серые, известковые вещества неравномерные, не чистые, водопоглощаемость и пластичность хуже средняя.

Вскрытая толщина отложений башкирского горизонта изменяется от 112 м (скв. МТ-3) до 203 м (скв. МТ-2).

Московский ярус - С_{2m}

Московский ярус разделен на три свиты верейский, каширский и мячковский.

Нижне - московский ярус С_{2 m1 vr}+С_{2 m1 ks}

Верейский и каширский горизонты вскрыты скважиной МТ-6 месторождения Мортук в интервале глубин 4037-4500 м и представлены известняками буровато-серыми, серыми, светло-серыми, в нижней части разреза темно-серыми, мелко – средне кристаллическими, в верхней части разреза прослоями доломитизированными, часто трещиноватыми. Трещины выполнены глинистым материалом, реже с выпотами нефти.

По результатам палинологического анализа керна из скважины МТ-6 встречены следующие споры *Schubertella cf. obscura* Lee et Chen var *mosquensis* Raus, *Neotuberitina maljavkini* (Mikhailov), *Eostaffella aff. acuta* Grozd. et Leb, *Tuberitina collosa* Reith, *Neostaffella aff. gorskyi* (Dutk.), *Climacammina* sp., *Ozawainella* sp., *Ozawainella vozhgatica* Saf., иглокожие.

В отложениях верейского и каширского свиты по данным ГИС и результатам опробования выделенные продуктивные горизонты КТ-II-1 (каширский), КТ-II-2 (верейский).

Общая толщина горизонтов составляет 463м.

Верхне-московский ярус (мячковский С₂ m₂ mс)

Мячковский горизонт вскрыт скважиной МТ-6 в интервале 3788-4037 м и представлен: известняками серыми, темно-серыми, глинистыми, органо-генно-детритовыми, с мелкозернистой структурой, с неслоистой текстурой, часто окремненными, с микритовым, реже спаритовым цементом базального, базально-порового типа.

Аргиллиты темно-серые, карбонатные, алевроитистые, массивные, пиритизированные, с углефицированными растительными остатками.

По результатам палинологического анализа керн из скважины МТ-6 встречены следующие споры *Tuberitina bulbacea* Galloway et Harlton *Tolypammia* ? sp. *Ammodiscus* cf. *compactus* Brazh. et *Potievskaja* *Ammodiscus* aff. *compactus* Brazh. et *Potievskaja* forma *minima* *Globiulvulina parva* N. Tchernysheva.

В верхне -московском ярусе выделен горизонт КТ-I (мячковский).

Вскрытый горизонт толщиной 249 м, по данным ГИС и опробования оказался не продуктивным.

Пермская система- Р

Нижний отдел - Р₁

С большим стратиграфическим несогласием на карбонатах залегают нижнепермские терригенные и соленосные отложения, которыми начинается седиментационный этап заполнения некомпенсированной осадконакоплением депрессии. В разрезах ранней перми присутствуют осадки ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского возраста.

Сакмарский-ассельский ярусы (Р_{1a-s})

Отложения представлены преимущественно терригенной толщей, сложенной аргиллитами, алевролитами, песчаниками, с редкими прослоями известняков. Аргиллиты серые, темно-серые, алевроитистые и известковистые, плотные, слоистые, плитчатые, с обуглившимися растительными остатками. Алевролиты серые, светло-серые, мелкозернистые, хорошо отсортированные, известковистые. Песчаники серые, темно-серые, полимиктовые, мелкозернистые, на глинистом цементе. Известняки серые, светло-серые, скрыто-мелкокристаллические, глинистые.

Толщина пород составляет 650-963 метров.

Кунгурский ярус – Р_{1к}

В разрезе кунгурского яруса выделяются три литологически разнородные толщи: нижняя – сульфатно-терригенная, средняя – галогенная и верхняя – сульфатно-терригенная.

Толщина нижней пачки, сложенной ангидритами с прослоями доломитов и песчано-глинистых пород, изменяется от 340 до 1037 метров. нескольких десятков метров (в мульдах) до нескольких километров (в центре соляных ядер).

Самая верхняя толща сложена ангидритами, доломитами и терригенными породами, среди которых преобладают аргиллиты. На вершинах соляных ядер к этой толще относится и так называемый кепрок, сформированный в процессе

растворения соляной толщи и пассивного переотложения содержащихся в ней сульфатно-терригенных включений.

В скважине МТ-6 вскрытая толща составляет 1038 м.

Верхний отдел - Р₂

Отложения верхней перми выполняют межкупольные прогибы и пройдены на полную толщину рядом скважин. Наиболее полный разрез (более 2500 метров) пройден скважинами П-2 и 10-Кумсай, 89-П Кенкияк, Г-70 Кокжиде подсолевое (2242м.).

Толщина отложений колеблется в пределах от 1173 м (скв. МТ-6) до 2125 (скв. МТ-1).

Мезозойская группа

На востоке Прикаспийской впадины присутствуют отложения всех трех систем мезозойской группы.

Триасовая система – Т

Отложения представлены пестроцветной терригенной толщей, сложенной глинами, песчаниками, алевролитами и в основании конгломератами. Глины зеленые и кирпично-красные, аргиллитоподобные, известковистые, слабослюдистые, оскольчатые, комковатые, плотные. Пески и песчаники буровато-красные, реже голубовато-серые, зеленовато-серые, полимиктовые, слюдистые, разномзернистые, крепкие, с глинисто– карбонатным цементом. Алевролиты серо-коричневые, мелкозернистые, слабо кальцинированные, рыхлые. Конгломераты пестрые, грубые.

Толщина отложений колеблется в пределах от 299 м (скв. МТ-2) до 486 (скв. МТ-6).

Юрская система - J

Разрез представлен переслаиванием глин, песков и песчаников. Глины серые, зеленовато-серые, серовато-бурые, песчанистые, слюдистые, с включением обуглившихся растительных остатков, с линзами и прослоями бурого угля. Пески и песчаники серые, Толщина юрских отложений изменяется от 56 м (скв. МТ-6) до 83,5 м (скв. МТ-3).

Меловая система (К)

Меловые отложения на исследуемой площади имеют широкое распространение и со стратиграфическим несогласием (отсутствуют породы *валанджинского* яруса) залегают на породах юрского возраста. Ими сложены как сводовые части соляных куполов, так и межкупольные зоны, где они участками перекрываются палеогеновыми образованиями. В меловом разрезе выделяются отложения нижнего и верхнего отделов.

Нижний отдел (К₁)

В разрезах нижнемелового отдела выделяются *отложения готеривского, барремского, аптского и альбского* возраста. Литологически нижнемеловые отложения сложены, в основном, терригенными морскими толщами и только в образованиях барремского яруса выделяется пачка континентальных осадков. Толщина нижнемеловых пород меняется от 215 до 319 метров.

Верхний отдел (K₂)

Верхнемеловые отложения представлены полными разрезами, включающими осадки *сеномана, турона, коньяка, сантона, кампана и маастрихта*. Литологически разрез сложен внизу песками и песчаниками сеноманского возраста, которые перекрываются чисто карбонатными породами (известняки, мергели, писчий мел и доломиты) позднего мела.

Толщина верхнемеловых отложений увеличивается с северо-востока на юго-запад и колеблется от 0 до 100 метров.

Скважиной МТ-6 с поверхности вскрываются нижнемеловые отложения суммарной толщиной 170 м.

Неоген - четвертичные отложения (N₂-Q)

В пределах восточной части Прикаспийской впадины данные образования имеют небольшие толщины, не превышающие первые десятки метров. Породы представлены континентальными отложениями – глинами, песками с прослоями и линзами гравия и галечниками. Особый вид отложений представляют барханные пески, слагающие ряд крупных массивов (Кокжиде, Аккум и др.), а также аллювий в долинах рек Эмбы и Темира.

Геолого-геофизическая характеристика разреза по стратиграфическим комплексам с геофизической характеристикой приведена на сводном средненормальном разрезе (граф. приложение 2).

Толщины стратиграфических комплексов по скважинам, пробуренным на месторождениях Мортук и Кокжиде (скв. №№ МТ-1, МТ-2, МТ-3, МТ-6) приведены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1

Отбивки стратиграфических границ (подошва)

Система	Отдел	Ярус	Свита	Индекс	№№скважин	МТ-1	МТ-2	МТ-3	МТ-6
					Альтитуда (ротора), м	250,05	261,33	218,5	203,8
					Забой, м	4570	4655	4700	4500
					Отметки по каротажу, м	63	61	71	68
Неоген+четвертичная				N+Q	Абсолютные отметки, м	187,05	200,33	147,5	135,8
					Толщина, м	63	61	71	68
					Отметки по каротажу, м	116	117	158	170
					Абсолютные отметки, м	134,05	144,33	60,5	33,8
Меловая К	верхний			K ₂	Толщина, м	116	117	87	170
					Отметки по каротажу, м	385	386	477,5	385
					Абсолютные отметки, м	-135,0	-124,67	-259	-181,2
	нижний			K ₁	Толщина, м	269	269	319,5	215
					Отметки по каротажу, м	447	451	561	441
					Абсолютные отметки, м	-197,0	-189,67	-342,5	-237,2
Юрская J				J	Толщина, м	62	65	83,5	56
					Отметки по каротажу, м	895	750	989	927
					Абсолютные отметки, м	-645,0	-488,67	-770,5	-723,2
Триасовая Т				T	Толщина, м	448	299	428	486
					Отметки по каротажу, м	3020	2785	3015	2100
					Абсолютные отметки, м	-2770,0	-2523,7	-2796,5	-1896,2
Пермская система Р	верхний			P ₂	Толщина, м	2125	2035	2026	1173
					Отметки по каротажу, м	3465	3489	3660	3138
					Абсолютные отметки, м	-3215,0	-3227,7	-3441,5	-2934,2
	нижний P ₁	Кунгур-ас-сельский		P ₁ k	Толщина, м	445	704	645	1038
					Отметки по каротажу, м	4395	4452	4588	3788
					Абсолютные отметки, м	-4145,0	-4190,7	-4369,5	-3584,2
		сакмаро-сельский		P ₁ ar-s-a	Толщина, м	930	963	928	650
					Отметки по каротажу, м	-	-	-	4037
					Абсолютные отметки, м	-	-	-	-3833,2
Каменноугольная система С	средний С ₂	московский	мячков-	С ₂ m ₂ ms	Толщина, м	-	-	-	249
					Отметки по каротажу, м	-	-	-	4296
					Абсолютные отметки, м	-	-	-	-4092,2
			каширский	С ₂ m ₁ ks	Толщина, м	-	-	-	259
					Отметки по каротажу, м	-	-	-	4500
					Абсолютные отметки, м	-	-	-	-4296,2
		верейский		С ₂ m ₁ vt	Толщина, м	-	-	-	204
					Отметки по каротажу, м	4570	4655	4700	-
					Абсолютные отметки, м	-4320	-4393,7	-4481,5	-
			С ₂ b		Толщина, м	175	203	112	-
					Отметки по каротажу, м	-	-	-	-
					Абсолютные отметки, м	-	-	-	-

4.Тектоника

Восточная окраина Прикаспийской впадины характеризуется сложным геологическим строением, что обусловлено ее расположением вблизи с зоной коллизии Восточно-Европейской и Казахстанской плит. На формирование локальных структур в палеозойской части осадочного чехла этого региона существенное влияние оказывали также седиментационные процессы, по-разному протекавшие в зонах карбонатного шельфа, переходной зоны и внутренней зоны бассейна осадконакопления. Вследствие этого многие практические вопросы нефтепоисковых работ долгие годы решались неоднозначно. Лишь в результате проведения в больших объемах геофизических работ и бурения удалось расшифровать глубинное строение этой территории.

Установлено, что в рельефе фундамента, имеющем ярко выраженное блоковое строение, на участке исследований прослеживаются фрагменты крупной Актюбинско-Астраханской системы поднятий, гигантским полукольцом огибающей Центральную часть Прикаспийской впадины с юга, юго-востока и востока. В системе этой структурной зоны выделяют ряд прогибов и выступов одного порядка. В восточной части Актюбинско-Астраханской структурной зоны четко выделяются два субмеридионально простирающихся выступа фундамента: Жаркамысский и Темирский. В их пределах обособляются более мелкие блоки, разделенные между собой дизъюктивными нарушениями. Глубина залегания поверхности фундамента на вершинах указанных выступов составляет 7,0 – 7,5 км.

Жаркамысский и Темирский выступы фундамента сопрягаются на востоке с узким и протяженным Примугоджарским (Остансукским) прогибом, вытянутым в северном направлении. Глубина погружения фундамента здесь достигает 10,0 – 10,5 км. С востока прогиб ограничен Сакмаро-Кокпектинским разломом, за которым располагается палеозойская складчатая система Южного Урала и Мугоджар.

На западе Жаркамысский и Темирский выступы фундамента граничат с Ащикольским и Караулкельдинским выступами, на вершинах которых поверхность фундамента прослеживается на глубинах 8,0 км.

Кристаллический фундамент повсеместно перекрыт осадочным чехлом толщиной 7,0 – 10,0 км, в составе которого можно выделить три основные литолого-стратиграфические и структурно-формационные комплексы отложений: подсолевой, соленосный и надсолевой.

Строение нижней части осадочной толщи характеризует сейсмический отражающий горизонт P_3 , который стратифицируется как кровля карбонатов девонского возраста. В зоне Жаркамысского и Темирского выступов фундамента он прослеживается на глубине 6,0–6,5 км, моноклинально погружаясь к западу до 7,0–7,5 км. Еще более резкое погружение его отмечено в восточном направлении, в сторону Предмугоджарского прогиба.

По более молодым подсолевым комплексам осадков в пределах контрактного участка выделяются два крупных района (Рис. 4.1).

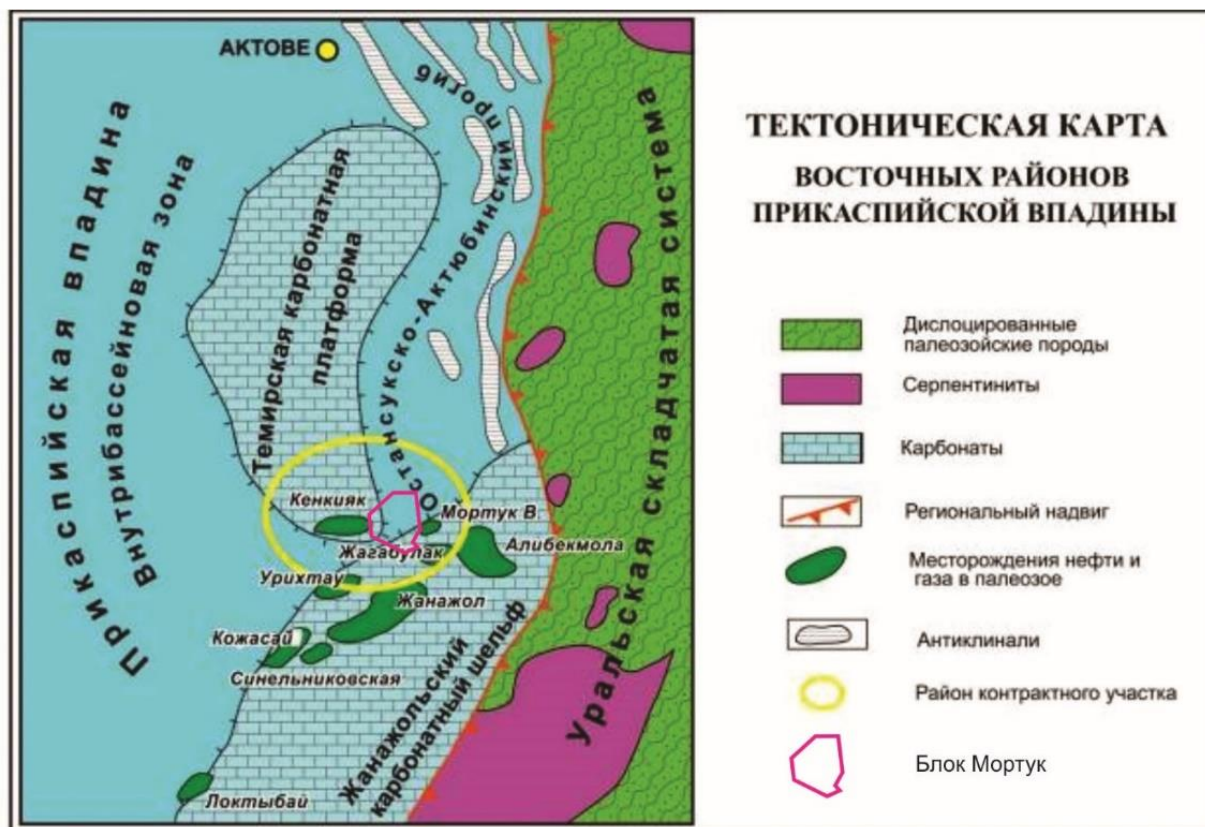


Рис. 4.1 Карта тектоно-седиментационного районирования подсолевого комплекса востока Прикаспийской впадины (по О.С.Туркову, 2003г.).

На юго-востоке прослеживается окраина Жанажолского карбонатного шельфа. Для него характерно развитие двух карбонатных толщ (КТ-I и КТ-II), разделенных межкарбонатным комплексом (МКТ).

Нижняя карбонатная толща имеет поздневизейско-раннемосковский возраст и является основным нефтегазоносным резервуаром района. Толщина нижней карбонатной толщи на Алибекмоле превышает 1000 м. В рельефе поверхности этой толщи прослеживаются краевые уступы, на отдельных участках которых намечаются бортовые рифообразные тела.

Перекрывается нижняя карбонатная толща песчано-глинистыми породами с отдельными прослоями известняков (МКТ). В целом структура данного межкарбонатного комплекса сходна со структурой толщи КТ-II. Средняя толщина межкарбонатных отложений составляет 300-400 м.

Верхнюю карбонатную толщу составляют отложения верхнемосковского и верхнекаменноугольного возраста, средняя толщина которых составляет 400 м. Кровля верхней карбонатной толщи картируется отражающим горизонтом Π_2^C .

Общая толщина верхневизейско-верхнекаменноугольного комплекса уменьшается с востока на запад от 1,5 км до значительного выклинивания на краю шельфа. При этом отмечается сначала резкое сокращение толщин верхней, а затем нижней карбонатных толщ с образованием прямых клиноформ. Поверхности этих клиноформ образуют карбонатные уступы.

В пределах карбонатного шельфа установлена целая группа антиклинальных поднятий (Жанажол, Синельниковское и др.), зачастую осложненных

разломами (Алибекмола, Кожасай). На отдельных площадях, расположенных на кромке карбонатного шельфа, строение локальных поднятий осложняется развитием рифогенных тел (Урихтау).

Карбонатные отложения толщи КТ-I повсеместно (за редким исключением) перекрыты терригенным комплексом отложений верхнекаменноугольно-нижнепермского возраста, к поверхности которого приурочен отражающий горизонт Π_1 . По этому отражающему горизонту, чаще всего именуемому как «подсолевой», на рассматриваемом участке картируется моноклиналь, погружающаяся с востока на запад от 3,0 до 5,4–5,6 км.

Основная по площади часть рассматриваемого контрактного участка расположена в более погруженной зоне бассейна палеозойской седиментации. Центральное место в этой зоне занимает обширная Темирская внутрибассейновая карбонатная платформа. В отличие от карбонатного шельфа в подсолевом разрезе Темирской карбонатной платформы отсутствуют верхняя карбонатная и межкарбонатная толщи. Продуктивность здесь приурочена к нижней карбонатной толще КТ-II и терригенному комплексу ранней перми.

В пределах Темирской внутрибассейновой карбонатной платформы выделяются локальные тектоно-седиментационные ловушки. Они установлены как в центральной части платформы, так и на ее западной и восточной окраинах. Краевые ловушки имеют сложное строение и по своему генезису относятся к типу тектоно-седиментационных структур.

В результате проведенных в 2010 году новых исследований 3Д сейсморазведки удалось существенным образом уточнить глубинное строение пограничной зоны между Жанажолским карбонатным шельфом и Темирской внутрибассейновой карбонатной платформой, где располагается площадь Мортук.

В разрезе осадочного чехла этой зоны по данным 3Д сейсморазведки были выделены и прослежены по площади более десяти отражающих горизонтов, шесть из которых характеризуют строение подсолевого комплекса. Стратификация четырех верхних горизонтов (Π_1 , КТ-I, МКТ и КТ-II) проведена по данным бурения скважин на изучаемом участке, а более глубоких горизонтов (C_1 и Д) выполнена по аналогии с соседними площадями.

По горизонту Д, предположительно приуроченному к подошве верхнедевонских карбонатов (рис. 4.2), на юго-восточном краю Темирской карбонатной платформы, на площади Мортук закартирована депрессионная зона с глубинами залегания горизонта «Д» свыше 7700 м. В целом по этой поверхности отмечен целый ряд разломов, разделяющих нижележащие отложения на отдельные блоки. В их пределах закартированы отдельные брахиантиклинальные поднятия с размерами 5,5 x 2 км и амплитудой свыше 175 м. В своде такого поднятия подошва девонских карбонатов прослеживается на отметке минус 6325 м. Это достаточно привлекательные объекты для глубокого поискового бурения на высоко перспективный карбонатный комплекс верхнего девона.

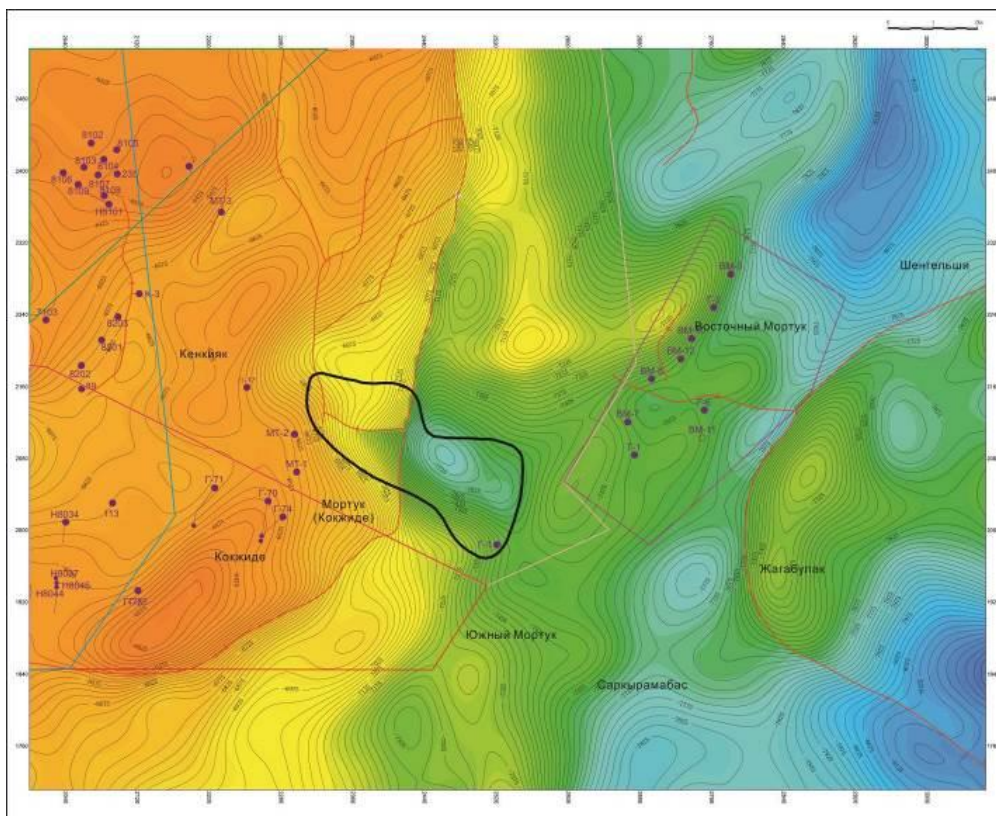


Рис. 4.2 Структурная карта по отражающему горизонту Д (скважины, нанесенные на карту, не вскрыли данный горизонт).

По гипсометрически более высокому отражающему горизонту C_1 , приуроченному к кровле визейского яруса (рис. 4.3), на площади Мортук также прослеживается прогнутая зона с глубинами залегания подошвы толщи КТ-II 5300-5500 м. Подстилающий терригенный комплекс разбит разломами на ряд блоков.

По кровле толщи КТ-II на рассматриваемой площади Мортук выделяется сложной морфологии поднятие (рис. 4.4), состоящее из трех блоков. Из них самым приподнятым является восточный блок, где пробурена скважина МТ-6. Этот блок расположен на самом краю Жанажолской карбонатной платформы. В его пределах происходит выклинивание толщ КТ-I и МКТ (рис. 3.2.5), это видно на сейсмопрофиле через скважину Г-1 Восточный Мортук (рис. 3.2.6), в западном и северном направлении к площади Мортук данные толщи не распространяются.

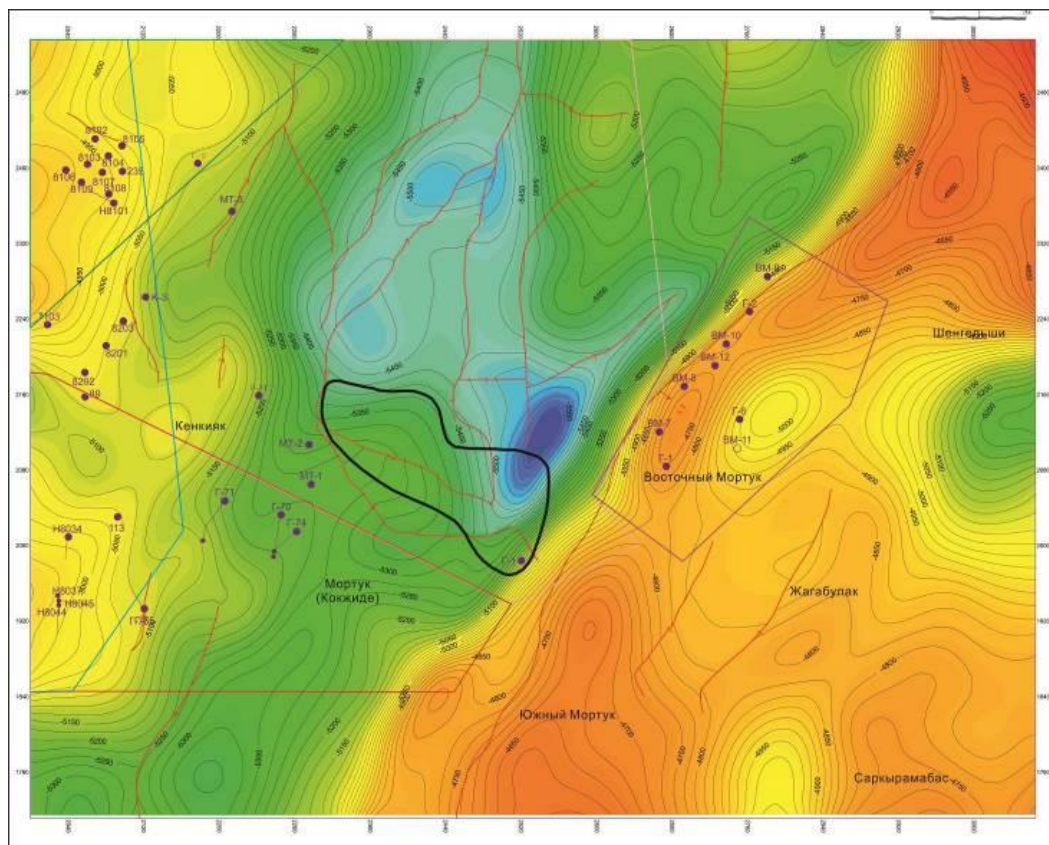


Рис. 4.3 Структурная карта по отражающему горизонту С₁ (скважины, нанесенные на карту, не вскрыли данный горизонт).

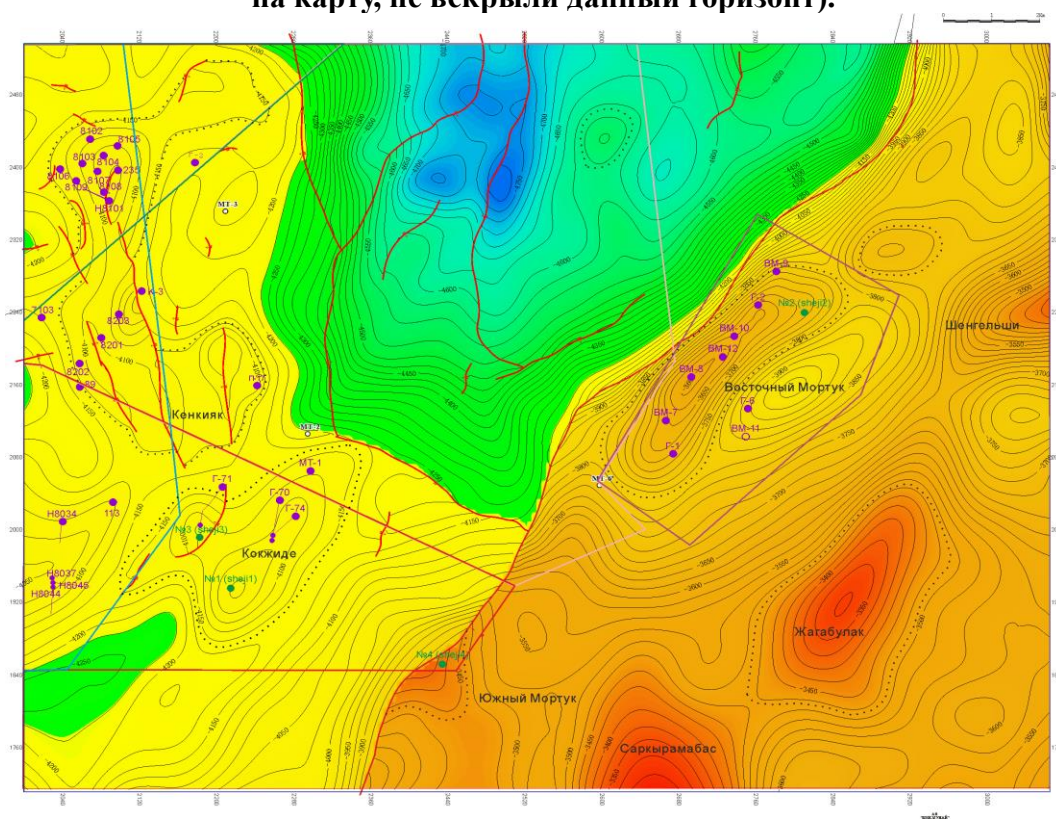


Рис. 4.4 Структурная карта по кровле КТ-II каменноугольной системы

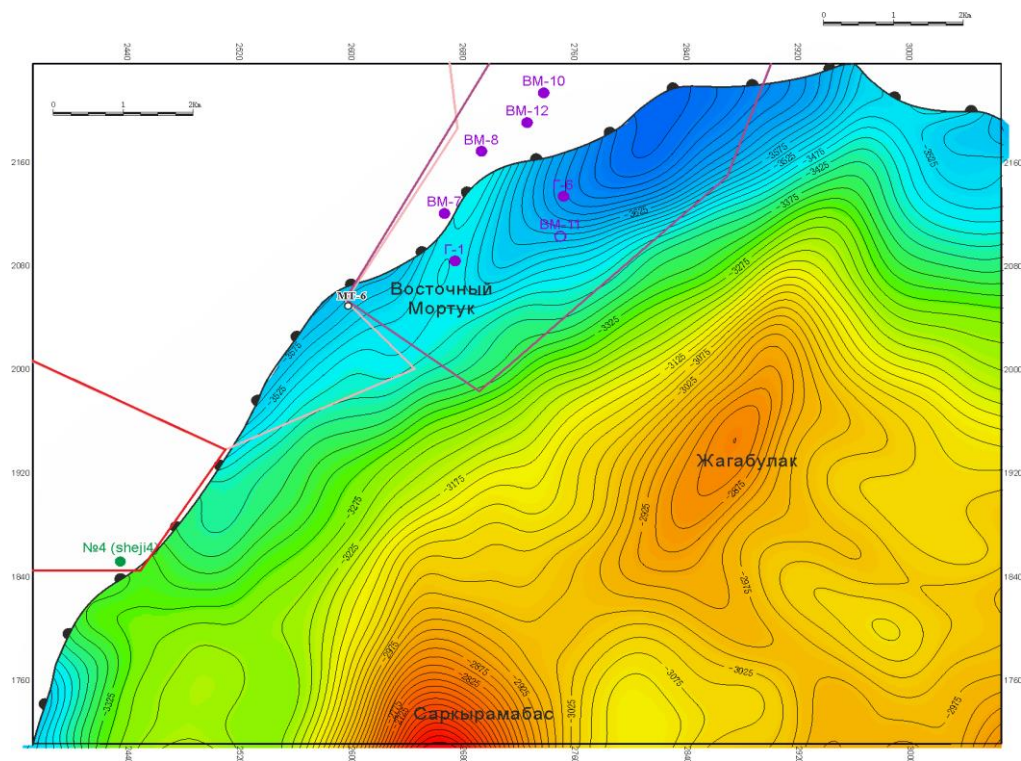


Рис. 4.5 Структурная карта по кровле КТ-I каменноугольной системы

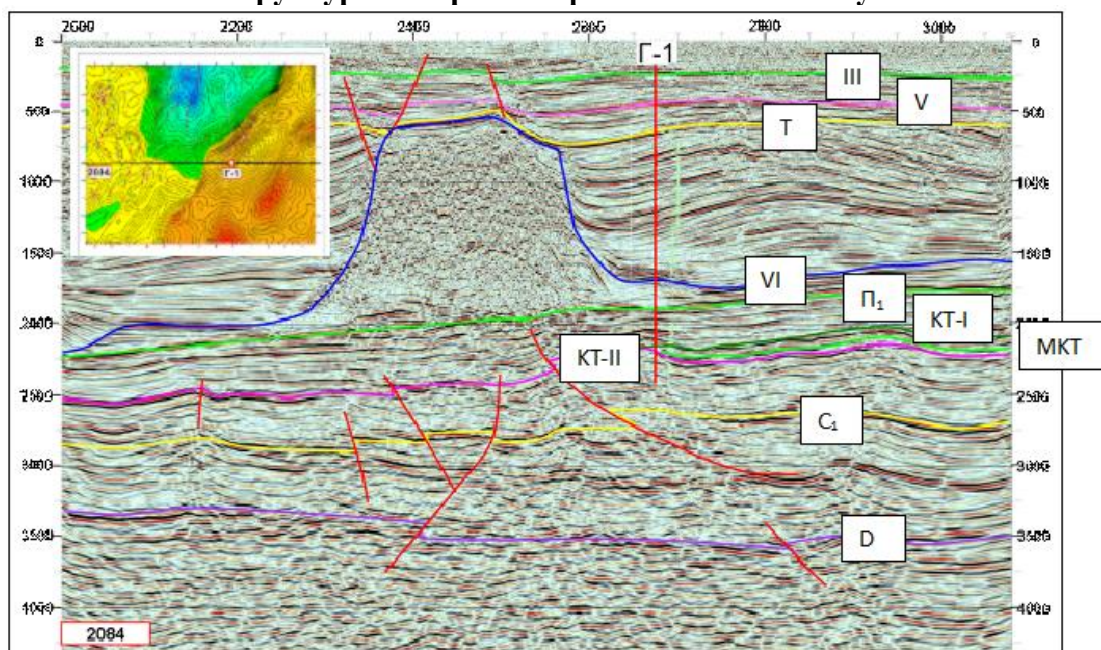


Рис. 4.6 Интерпретированный сейсмический разрез по линии x2084 через скв. Г-1 Мортук Восточный.

По отношению к западной части поднятия восточный блок имеет взбросово-надвиговую природу. В его пределах по данным бурения скважины МТ-6 была вскрыта толща КТ-I (рис. 4.7.).

По результатам бурения скважин на структурах Кокжиде-Мортук-Кумсай специалистами ТОО «КМК Мунай» совместно с компанией ТОО «БИДЖИПИ Геофизические услуги» была проведена переинтерпретация структурной карты по кровле КТ-II (рис. 4.8, граф.), на которой видно, что по кровле КТ-II в районе скважины МТ-6 вырисовывается антиклинальная ловушка, ограниченная с северо-запада и юга тектоническим нарушением F_1 и f_1 , Ловушка оконтурена изогипсой минус 3600 м, размеры ловушки 1875 м x 1125 м.

При построении подсчетных планов для горизонтов КТ-II-1, КТ-II-2 за основу была принята структурная карта по КТ-II, переинтерпретированная ТОО «БИДЖИПИ»

По кровле подсолевых отложений (рис. 4.9) на площади Мортук закартирована моноклинал, полого погружающаяся в западном направлении от Жагабулака к Кенкияку. Горизонт Π_1 прослеживается на этом участке на отметках минус 3200-3400 м. В районе скважины Г-1 отмечается структурный нос, отходящий от крупного поднятия Мортук Южный, расположенного за пределами контрактной территории. Характерно, что по этой структурной поверхности не прослеживаются разломы, столь характерные для нижележащих комплексов.

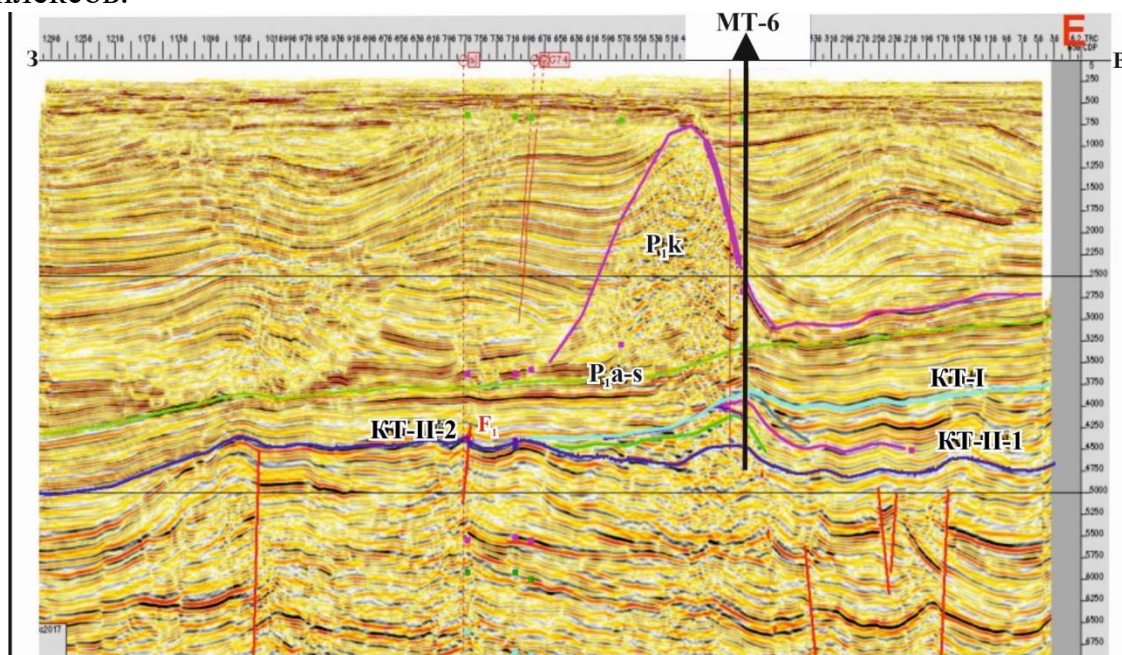


Рис. 4.7 Временной сейсмический разрез по линии Crossline 665, через скважину МТ-6 Мортук

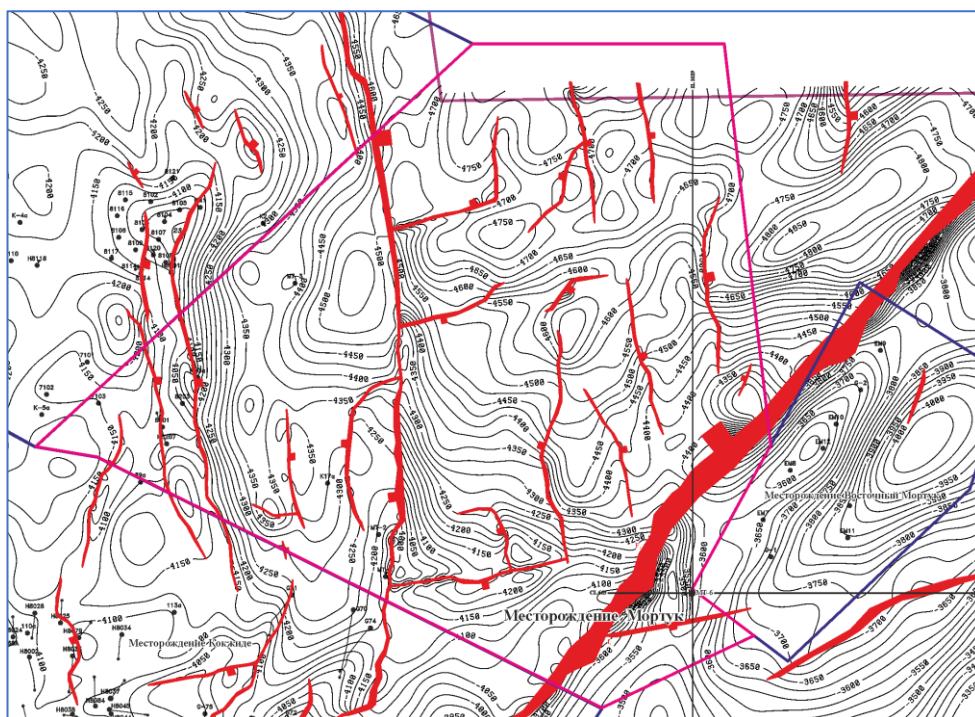


Рис. 4.8 Структурная карта по отражающему горизонту КТ-II по результатам интерпретации ТОО «БИДЖИПИ».

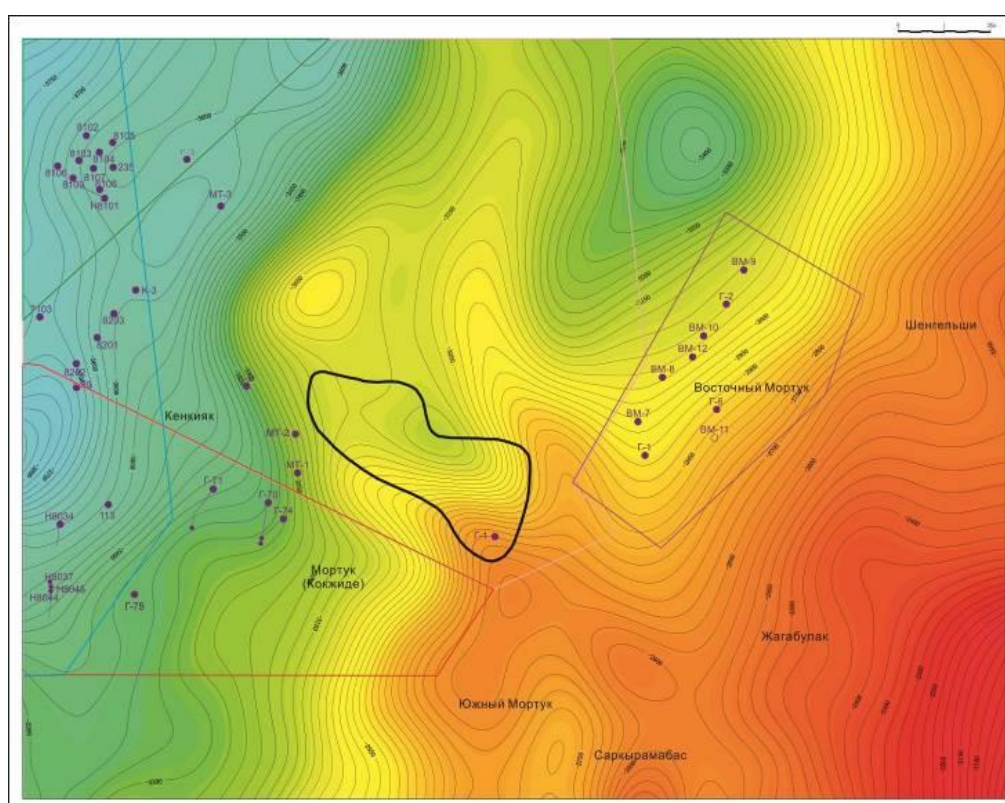


Рис. 4.9 Структурная карта по отражающему горизонту П

Таблица 4.1 – Геолого-физическая характеристика горизонтов

Параметры	Горизонты	
	КТ-II-1	КТ-II-2
1	2	3
Средняя глубина залегания, м	4037-4296	4296-4500
ВНК, м	-3906,5	-4186,8
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	1677	1856
Средняя общая толщина коллектора, м	25,50	8,80
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	8,1	5,8
Пористость, доли ед.	0,12	0,11
Средняя газонасыщенность, доли ед.	-	-
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,66	0,74
Проницаемость по керну, *10 ⁻³ мкм ²	1,08	-
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,098	0,043
Коэффициент расчлененности, доли ед.	9	4
Пластовая температура, °С	77	-
Пластовое давление, МПа	55,143	-
Вязкость нефти в пласт. условиях, мПа*с	0,21	-
Плотность нефти в пласт. условиях, г/см ³	0,593	-
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,851	0,851
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	2,139	-
Содержание в нефти серы, %	1,97	-
Содержание в нефти парафина, %	1,7	-
Давление насыщения нефти газом, МПа	33,437	-
Газосодержание нефти, м ³ /т	492,67	-
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	-	-
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,069	-
Средний коэффициент продуктивности, м ³ /сут×МПа	-	-

5. Нефтегазоносность

Как указывалось, выше, первые сведения о нефтегазоносности площади Мортук были опубликованы еще в начале прошлого века. До середины 70-ых годов перспективы нефтегазоносности всего района связывались лишь с мезозойским комплексом осадков, в котором на ряде площадей были выявлены триасовые, юрские и меловые нефтяные залежи.

После открытия подсолевых нефтегазовых горизонтов на месторождении Кенкияк поиски палеозойских залежей углеводородов стали в районе основным направлением геологоразведочных работ. Вокруг структуры Мортук в каменноугольных и нижнепермских отложениях была выявлена целая группа нефтегазовых месторождений (Кенкияк, Бозоба, Мортук Восточный, Жагабулак, Алибекмола, Жанажол и другие). В общем плане на этих месторождениях продуктивные горизонты установлены в карбонатных каменноугольных толщах КТ-I и КТ-II и в терригенном комплексе нижней перми.

Исходя из общей геологической ситуации и особенностей геологического строения площади Мортук, основные перспективы открытия здесь в подсолевом разрезе продуктивных горизонтов связываются с карбонатной толщей КТ-II и терригенными коллекторами нижней перми.

Эта общая предпосылка перспектив нефтегазоносности площади подтвердилась в результате бурения на площади Мортук первой поисковой скважины Г-1 (Рис. 5.1).

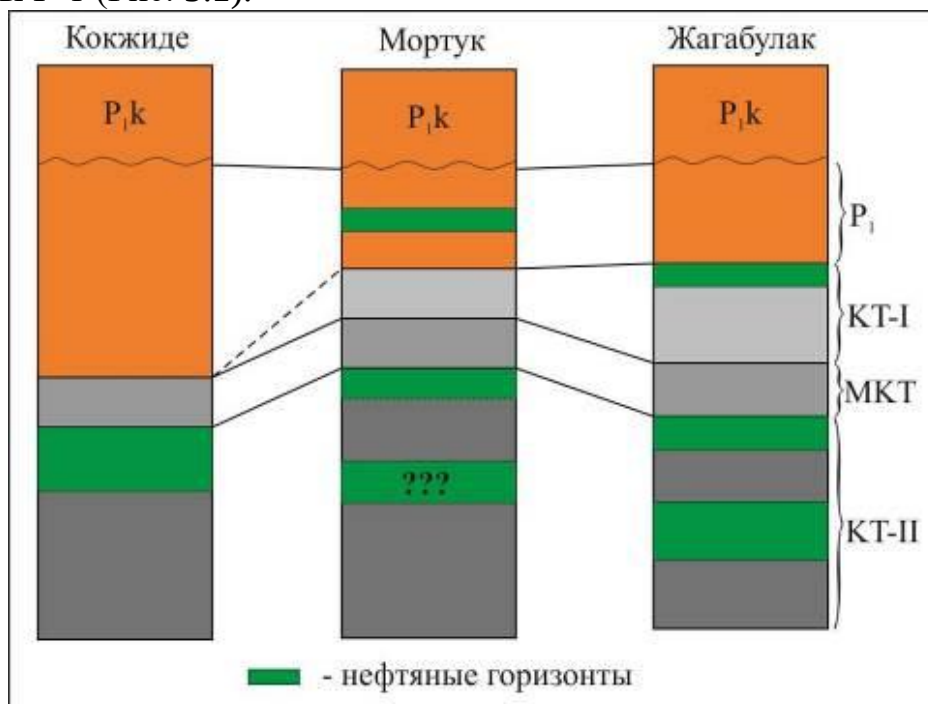


Рис. 5.1 Схема нефтегазоносности Кокжиде-Жагабулакской группы месторождений.

При опробовании в 1984 году призабойной части ствола из интервала 4024 -4086 м были получены притоки легкой нефти с дебитами не более 3,3 м³/сут нефти и 200 м³ газа. Недропользователь не располагает всей документацией по проведению опробования. На основании имеющихся данных можно

сделать вывод, что скважина остановлена забоем в верхней части продуктивного комплекса. ВНК не вскрыт, а высота продуктивности может быть сопоставимой с месторождением Жагабулак.

В 2010 г. пробуренная скважина МТ-1 вскрыла горизонт КТ-II. В результате испытания был получен приток нефти дебитом 5,7-21 м³/сут. По стратиграфическому расчленению, при сравнении поверхностных проб нефти, глубине залегания и местоположению, скважина МТ-1 относится к месторождению Кокжиде подсолевое. Так же пробуренные скважины МТ-2 и МТ-3 (2013-2014 г), вскрывшие водонасыщенные пласты в горизонте КТ-II, отнесены к структуре Кокжиде подсолевое.

При составлении Подсчета запасов месторождения Кокжиде подсолевое по состоянию на 01.03.16г. скважина МТ-1 была включена в отчет, подсчитаны запасы нефти в районе этой скважины и поставлены на баланс ГКЗ РК по категории С₂ (геол. / извл.) 165 тыс.т. / 46 тыс.т. В связи с этим запасы по району скважины МТ-1 не подсчитывались и не учтены по месторождению Мортук подсолевое.

На рисунках 52, 5.3, 5.4 представлены корреляционная схема, схема ВНК и структурная карта по скважинам МТ-1, МТ-2, МТ-3, которые по геологическому строению оказались в пределах месторождения Кокжиде подсолевое. При этом залежь выявлена в скважине МТ-1, скважины МТ-2 и МТ-3 расположены за пределами структуры.

В 2018 г в южной части контрактной территории Мортук подсолевое была пробурена скважина МТ-6. При испытании скважины из интервала 4074-4091, 4099-4110 м получен приток нефти дебитом 2,03 м³/сут. По результатам корреляции с соседним месторождением Мортук Восточный и обработки геофизического материала выделены горизонты:

- КТ-I (мячковский) водоносный;
- КТ-II-1 (каширский) нефтяной;
- КТ-II-2 (верейский) нефтяной.

Продуктивные горизонты представлены преимущественно чистыми неглинистыми известняками, в разной степени доломитизированными и окремненными. Породами-коллекторами в карбонатах являются разнотипные известняки, пустотное пространство которых представлено различными видами пористости: межзерновыми порами, межкристаллическими пустотами и трещинами.

Тип порового пространств определен как трещинно-поровый.

Ниже приводится детальное описание установленных залежей по разрезу «сверху-вниз».

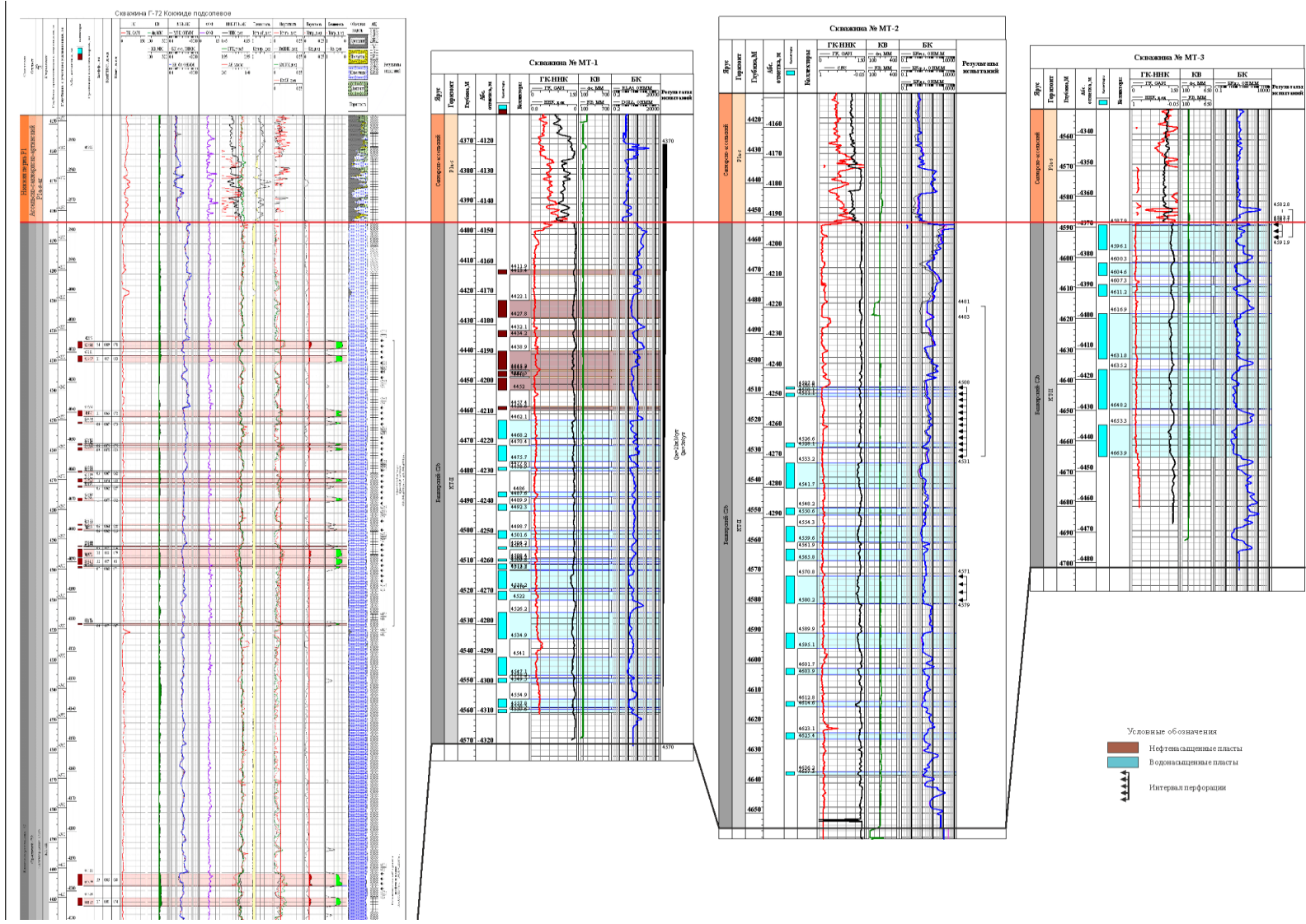


Рис. 5.2 Корреляционная схема по скважинам Г-72 Кокжиде подсолевое и MT-1, MT-2, MT-3

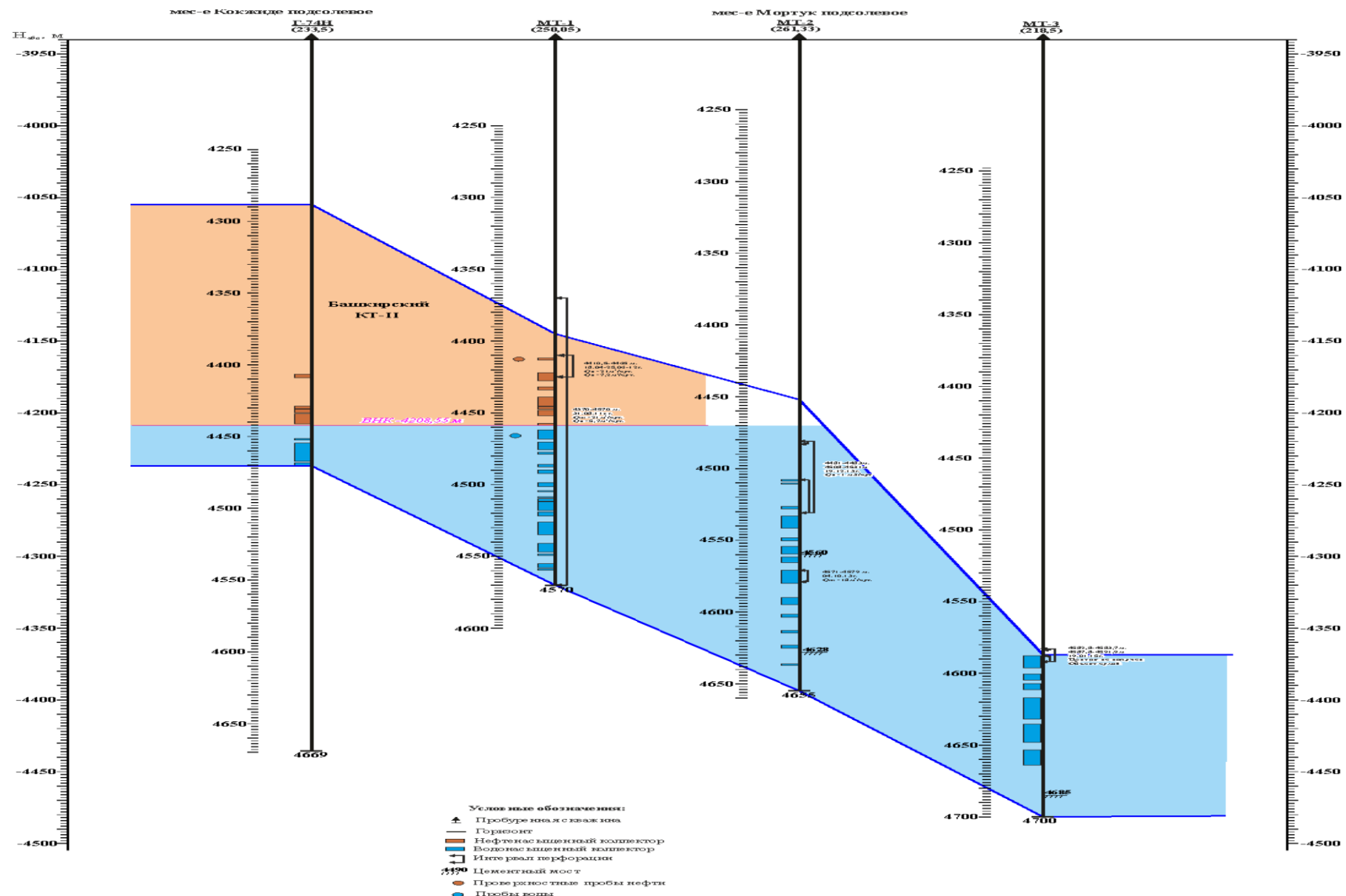


Рис. 5.3 Схема обоснования ВНК по скважинам Г-74 - МТ-1, МТ-2, МТ-3 Кокжиде подсолевого

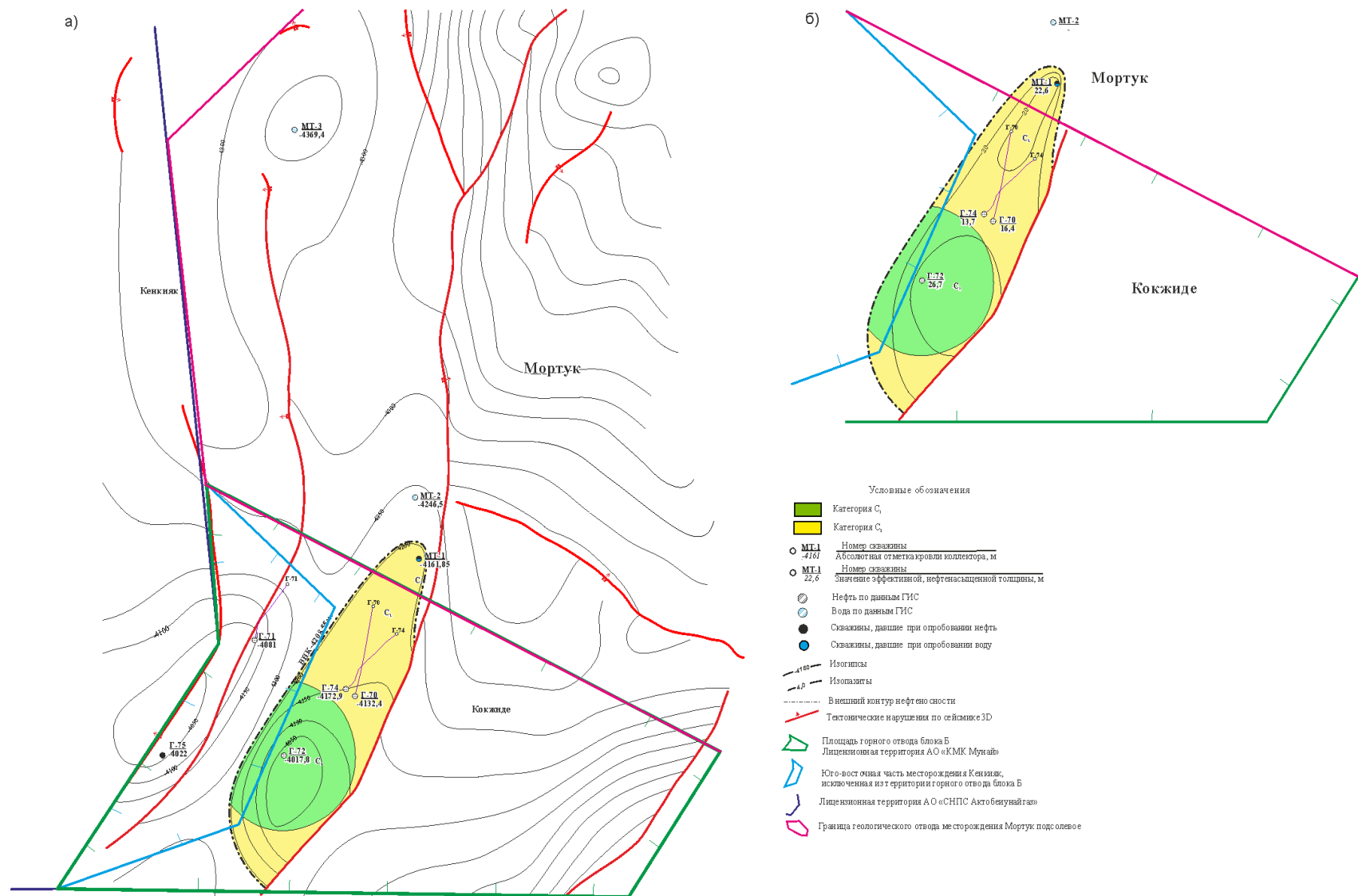


Рис. 5.4 Подсчетный план горизонта КТ-II башкирский ярус (месторождение Кокжиде): а) структурная карта по кровле коллектора, б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин. (из ПЗ Кокжиде подсолевое по состоянию на 01.03.2016г)

Нефтяной горизонт КТ-II-1 (каширский)

Коллектора горизонта по данным ГИС нефтеводонасыщенны. Залежь водоплавающая.

Нефтяная залежь, приурочена к антиклинали, ограниченной с севера нарушением F1 с юга нарушением f1. Размеры залежи 2 км х 0,75 км.

Продуктивность пласта доказана опробованием при испытании интервала 4074-4091, 4099-4110 м получен приток нефти дебитом 2,03 м³/сут.

Минимальная отметка кровли коллектора в своде минус – 3870,4 м, максимальная на контуре нефтеносности минус -3906,5 м, высота залежи 36,1 м.

Прямой контакт нефть-вода по данным ГИС не установлен. Нижняя отметка нефтеносного пласта минус -3906,5 м, верхняя отметка воды минус -3907,1м.

ВНК принят на отметке **минус -3906,5 м**, что соответствует нижней отметке нефтенасыщенного пласта по данным ГИС.

Общая толщина горизонта 259 м, нефтенасыщенная толщина 19,4 м. Коэффициент песчанистости 0,098 д.ед., расчлененности - 9.

Площадь залежи составляет 1677 тыс. м².

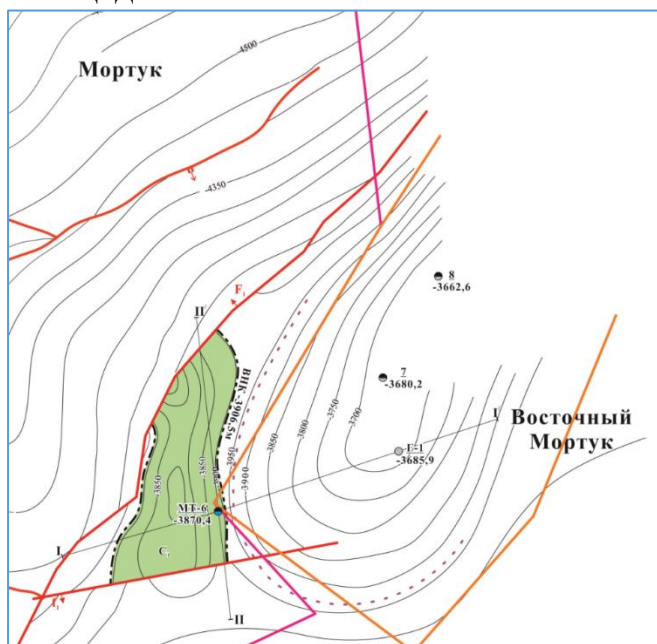


Рис.5.5. Подсчетный план продуктивного горизонта КТ-II-1

Нефтяной горизонт КТ-II-2 (верейский).

Коллектора горизонта по данным ГИС нефтенасыщенны.

Нефтяная залежь, приурочена к антиклинали, ограниченной с севера нарушением F1 с юга нарушением f1. Размеры залежи 2 км х 0,8755 км.

Продуктивность пласта опробованием не доказана.

Минимальная отметка кровли коллектора в своде минус – 4156,5 м, максимальная на контуре нефтеносности минус -4186,8 м, высота залежи 30,3 м.

Прямой контакт нефть-вода по данным ГИС не установлен. Нижняя отметка нефтеносного пласта минус -4186,8 м.

УВНК принят на отметке **минус -4186,8 м**, что соответствует нижней отметке нефтенасыщенного пласта по данным ГИС.

Площадь залежи составляет 1856 тыс. м².



Для определения площади нефтеносности были построены структурные карты кровли коллектора по каждому из горизонтов.

С применением положения ВНК и нефтенасыщенных толщин определялся общий объем продуктивного горизонта. В построении карт принимали участие все скважины, вскрывшие продуктивный разрез. Границами площадей нефтеносности по горизонтам являлись тектонические нарушения, зоны отсутствия коллекторов и принятые положения ВНК.

Характеристика толщин пластов приведена в таблице 5.1

Коэффициенты песчанистости и расчлененности горизонтов приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.1

Характеристика толщин горизонтов

Толщина, м	Наименование	КТ-II-1	КТ-II-2
Общая	Средняя, м	259	204,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-
	Интервал изменения, м	-	-
Эффективная	Средняя, м	25,50	8,80
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-
	Интервал изменения, м	-	-
Нефтенасы- щенная	Средняя, м	8,1	5,8
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-
	Интервал изменения, м	-	-
Водонасыщен- ная	Средняя, м	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-
	Интервал изменения, м	-	-

Таблица 5.2

Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта

Горизонт	Кол-во скв.	Коэффициент песчанисто-сти, д.ед.			Коэффициент расчлененности				
		среднее зна-чение	интервал изменения		коэффици-ент varia-ции	среднее зна-чение	интервал изменения		коэффици-ент varia-ции
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
КТ-II-1	1	0,098	-		-	9,0	-		-
КТ-II-2	1	0,043	-		-	4	-		-

Таблица 5.3

Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горизонта

Метод определения	Наименование	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Коэффициент откры- той пористости доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Газонасыщенность, доли ед.
1	2	3	4	5	6
Каширский ярус КТ-II-1					
Лабораторные исследо- вания керна	Количество скважин, шт.	1	1	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	1,08	0,107	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-
	Интервал изменения	0,14-2,36	0,055-0,175	-	-
Геофизические исследо- вания скважин	Количество скважин, шт.	-	1	1	-
	Кол-во определений, шт.	-	9	9	-
	Среднее значение	-	0,13	0,58	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	0,09-0,17	0,23- 0,63	-
Гидродинамические ис- следования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Башкирский ярус КТ-II-2					
Лабораторные исследо- вания керна	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Геофизические исследо- вания скважин	Количество скважин, шт.	-	1	1	-
	Кол-во определений, шт.	-	4	4	-
	Среднее значение	-	0,105	0,80	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	0,10-0,12	0,62- 0,92	-
Гидродинамические ис- следования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-

Строение продуктивных горизонтов в плане, отметки нефтяных контуров приведены на структурных картах, построенных по кровле, коллектора (графические приложения 9,10).

Распределение эффективных нефтенасыщенных толщин по площади залежей показано на картах толщин.

Распределение пластов-коллекторов по разрезу продуктивных горизонтов приведено на геологических профилях.

Строение структуры по глубине залегания на сейсмических и геологических профилях. Пространственное положение ВНК по горизонтам показано на схеме обоснования.

Физико-химические свойства нефти, газа и воды

Исследования физико-химических характеристик поверхностных проб нефти проводились в физико-химических лабораториях ТОО «Ойлсерт Интернейшнл» (г. Алматы) и ИЛ НИИ АО «СНПС-Актобемунайгаз» (г.Актобе).

Поверхностные пробы нефти отбирались с устья обсаженной скважины в герметичные емкости. Отобраны 2 пробы нефти из скважины МТ-6.

Исследования нефти проводились в соответствии с существующими ГОСТами.

Пробы отбирались на устье скважин. По поверхностным пробам определены:

- физические свойства нефти
- плотность в стандартных условиях;
- кинематическая вязкость;
- температура вспышки и застывания, начала кипения;
- групповой углеводородный состав-содержание смол силикагелевых, асфальтенов, парафина, серы;
- фракционный состав.

Изучение физико-химических свойств нефти в поверхностных условиях проводилось по стандартам: плотность ГОСТ 3900-85, молекулярная масса (криоскопический метод), фракционный состав ГОСТ 2177-99, хлористых солей ГОСТ 21571-76, серы ГОСТ 1437-75, механических примесей ГОСТ 6370-83, силикагелевых смол ГОСТ 11858-66, асфальтенов ГОСТ 11858-66, парафинов ГОСТ 11851-85, вязкость ГОСТ 33-82, температура вспышки ГОСТ 6356-75, температура застывания ГОСТ 20287-91.

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях

В скважине МТ-6 были отобраны 2 пробы нефти из каширского горизонта КТ-II-1 с интервала 4074-4125 м.

Плотность нефти в среднем составляет 0,851 г/см³ и нефть относится к средним. По групповому составу нефти относятся: по содержанию серы к высокосернистым (1,966% масс), парафина - парафинистым (1,7% масс). Температура застывания нефти минус 18оС, вспышки - минус 20оС.

Кинематическая вязкость нефти при 20°С - 6,05 мм²/с, относится к **высоковязким**. Нефть **малосмолистая**, с содержанием смол силикагелевых 3,1% масс, асфальтенов - 0,1% масс. Выход бензиновых фракций составляет 47%, керосиновых – 70%. Кинематическая вязкость при 20°С составляет 11,24 мм²/с.

По близлежащему месторождению Мортук Восточный были изучены физико-химические свойства дегазированной нефти по 17 пробам, отобранным из каширского горизонта (КТ-II) в пяти скважинах.

Дегазированная нефть месторождения Мортук Восточный по средним параметрам характеризуется, как особо легкая, плотность составляет 0,816 г/см³, маловязкая кинематическая вязкость при температуре 20°С - 5,05 мм²/с, парафинистая - содержание парафинов в нефти составляет 2,3 %, малосмолистая (5,9%), сернистая содержание серы в среднем составляет 0,681 %.

Так же по скважине МТ-1 пробуренной в пределах структуры Кокжиде под-солевое были отобраны поверхностные пробы нефти из башкирского горизонта КТ-II. Поверхностная нефть по скважине МТ-1 характеризуется как легкая ($0,847\text{г/см}^3$), вязкая ($6,31\text{мм}^2/\text{с}$), сернистая.

Результаты исследования физико-химических характеристик поверхностных проб нефти по скважине МТ-6 и по соседним месторождениям представлены в таблице 3.3.4.

Как видно из таблицы по плотности, содержанию серы и парафина нефти по месторождениям отличаются между собой.

Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях

Состав и свойства нефти в пластовых условиях по месторождению Мортук подсолевой не изучены. В данной главе представлены описание пластовой нефти по соседнему месторождению Мортук Восточный.

Характеристика пластового флюида горизонта КТ-II месторождения Мортук Восточный представлена результатами исследования глубинных (скв. Г-2, 7, 8, 9, 10) и рекомбинированных (скв. Г-2, 9, 7) проб нефти. Результаты исследования проб нефти, полученные компанией ТОО «М-Техсервис», признаны непредставительными.

В таблице 3.3.5 представлены усредненные по шести представительным пробам (скважины Г-2, 8, 9, 7) параметры пластовой нефти горизонта КТ-II-1.

Таблица 3.3.4

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях

Наименование		Количество исследованных		Диапазон измерения	Среднее значение
		скважин	проб		
1	2	3	4	5	6
Каширский ярус КТ-II-1 Мортук подсолевой					
Плотность, г/см^3		1	2	0,835-0,866	0,851
Вязкость, $\text{мм}^2/\text{с}$	20 °С	1	1		6,2
	40 °С	1	2	1,8-3,8	2,8
	50 °С	1	2	1,5-3,2	2,3
	60 °С	1	2	1,3-2,6	2
Температура застывания, °С		1	2	-18-50	-18
Температура насыщения парафином, °С					
Массовое содержание, %	серы	1	1		1,97
	смола силикагелевых	1	1		3
	асфальтенов	1	1		0
	парафинов	1	1		1,7
Объемный выход фракций, %	Н.К.	1	1		93
	до 100 °С				
	до 150 °С				
	до 200 °С	1	1		47
	до 300 °С	1	1		70
Каширский ярус КТ-II-1 (Мортук Восточный)					
Плотность, г/см^3		5	15	0,772-0,84	0,816
Вязкость, $\text{мм}^2/\text{с}$	20 °С	5	9	1,28-10,1	5,1
	40 °С				
	50 °С	1	1		2,8
Температура застывания, °С		5	6	0 - -36	-19
Температура насыщения парафином, °С					

Массовое содержание, %	серы	5	13	0,4-0,9	0,68
	смола силикагелевых	5	6	3,3-8,4	5,9
	асфальтенов	5	6	3,3-8,4	5,9
	парафинов	5	7	0-3	2
Объемный выход фракций, %	Н.К.	5	12	42-92	60
	до 100 °С	5	15		
	до 150 °С				
	до 200 °С	5	15	21-70	41
	до 300 °С	5	15	50-88	63
Башкирский ярус КТ-II (Кокжиде подсолевое)					
Плотность, г/см ³		1	4	0,82-0,857	0,847
6,31 Вязкость, мм ² /с	20 °С	1	2	4,24	-8,34
	40 °С	1	2	4,2-6,37	5,5
	50 °С				
Температура застывания, °С					
Температура насыщения парафином, °С					
Массовое содержание, %	серы	1	4	0,6-1,53	1,06
	смола силикагелевых				
	асфальтенов				
	парафинов				
Объемный выход фракций, %	Н.К.	1	2	75-86	81
	до 100 °С				
	до 150 °С				
	до 200 °С	1	4	27-40	36
	до 300 °С	1	4	51-62	58

Таблица 3.3.5

Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях

Наименование		Муртук Восточный			
		Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скважин	проб		
КТ-II-1 каширский					
Пластовая температура,оС		4	6	74-81	77
Давление насыщения, МПа		4	7	26-39,9	33,437
Газосодержание, м³/т		4	7	359-559,5	492,67
Объемный коэффициент, д.ед.		4	7	1,863-2,374	2,139
Усадка нефти, %		4	7	46,32-58,51	53,02
Плотность, г/см³	в пластовых условиях	4	7	0,5355-0,6508	0,593
	дегазированной, при 20 °С				
Вязкость, мПа·с	в пластовых условиях	4	6	0,13-0,29	0,21
	в дегазированном состоянии при 50°С				
Коэффициент сжимаемости,*1/104, 1/МПа		3	4	26,28-38,45	33,34
Коэффициент растворимости, м³/м³*МПа		4	7	10,89-21,68	15,23

6. Анализ структуры фонда скважин и перечень объектов ликвидации

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

Таким образом, в разряд работ по ликвидации последствий недропользования подпадают все действия по:

- ликвидации 4 скважин с установкой тумб-репера, находящихся на период составления отчета в консервации МТ-1, МТ-2, МТ-3, МТ-6.:
- очистке территории от мусора, металлолома и загрязненного грунта

Вывоз поднятого со скважин подземного и устьевого оборудования, также демонтированных технологических объектов осуществляется на производственную базу или специальное место, указанное Заказчиком.

На дату составления отчета на контрактной территории согласно геологического отвода какие-либо наземные объекты и сооружения отсутствуют.

Сведения о конструкции скважин приведены в табл.6.1. Ниже приводятся сведения по делам скважин.

Скважина МТ -1 .

Разведочная скважина МТ-1 начата бурением 28 июля 2010 года, закончена бурением 07 апреля 2011 года, с фактической глубиной 4570м вскрыла горизонт КТ-II. При испытании горизонта КТ-II башкирского яруса в скважине МТ-1 были получены притоки нефти дебитом 5,7-21 м³/сут. По стратиграфическому расчленению, при сравнении поверхностных проб нефти, глубине залегания и местоположению, скважина МТ-1 относится к месторождению Кокжиде подсолевое.

В скважине МТ-1 были отобраны поверхностные пробы нефти из башкирского горизонта КТ-II. Поверхностная нефть по скважине МТ-1 характеризуется как легкая (0,847г/см³), вязкая (6,31мм²/с), сернистая.

В скважине МТ-1 ГИС проводились компанией «ГИС»: ГК,НГК,КС зонды, кавернограмма, АКЦ, КВ, инклинометрия, двойной, МБК, МКЗ, БК, КНК,ГТК-ЛП, ГК-с, зонды БКЗ, термометрия.

Отбор керна. Скважина МТ-1

№ керна	кровля (м)	подошва (м)
1	4417	4426
2	4426	4435
3	4437	4438,5
4	4453	4462
5	4462	4471
6	4471	4480,8
7	4489	4497,5

Общая проходка с отбором керна составила 46,8 м, вынос-44,78 м или 95,7% от проходки.

Конструкция скважины :

Направление (фактическая) Наружный диаметр: 508 мм на глубину 65,6м., ВПЦ до устья

Кондуктор (фактическая) Наружный диаметр: 339,7мм на глубину 895,87м., ВПЦ до устья

Техническая колонна (фактическая) Наружный диаметр: 244,5мм на глубину 2373,8м, ВПЦ до устья

Эксплуатационная колонна (фактическая) Наружный диаметр: 177,8мм на глубину 4369,9 м, ВПЦ до устья.

Скважина находится в консервации.

Скважина МТ -2

Оценочная скважина начата бурением 14 марта 2013 года, закончена бурением 11 сентября 2013 года, с фактической глубиной 4655 м вскрыла горизонт КТ-II. В скважине МТ-2 при испытании получены притоки воды.

В скважине МТ-2 ГИС проводились компанией «CNLC»:БК, НК, ГК, термометрия, кавернометрия- промилеметрия, АК, НГК, КС зонды, кавернограмма, АКЦ, КВ, инклинометрия, МБК, ПС.

Конструкция скважины :

Направление (фактическая) Наружный диаметр: 508 мм на глубину 58,27м., ВПЦ до устья

Кондуктор (фактическая) Наружный диаметр: 339,7мм на глубину 1197,5м., ВПЦ до устья

Техническая колонна (фактическая) Наружный диаметр: 244,5мм на глубину 3519,17м, ВПЦ до устья

Эксплуатационная колонна (фактическая) Наружный диаметр: 177,8мм на глубину 4655 м, ВПЦ до устья.

Скважина в консервации.

Скважина МТ -3 .

Оценочная скважина начата бурением 24 августа 2014 года, закончена бурением 19 января 2015 года, с фактической глубиной 4700 м вскрыла горизонт КТ-II. В скважине МТ-2 при испытании получены притоки воды. Скважина находится в консервации.

В скважине МТ-3 ГИС проводились компанией «CNLC»:БК, НК, ГК, термометрия, кавернометрия, АК, НГК, АКЦ, КВ, КНК , инклинометрия, МБК, ПС, объемная плотность.

Конструкция скважины :

Направление (фактическая) Наружный диаметр: 508 мм на глубину 56 м., ВПЦ до устья

Кондуктор (фактическая) Наружный диаметр: 339,7мм на глубину 1199,21м, ВПЦ до устья

Техническая колонна (фактическая) Наружный диаметр: 244,5мм на глубину 3659,91м, ВПЦ до устья

Эксплуатационная колонна (фактическая) Наружный диаметр: 177,8мм на глубину 4700 м, ВПЦ до устья.

Скважина МТ -6 .

Разведочная скважина начата бурением 17 июля 2018 года, закончена бурением 28 апреля 2019 года, с фактической глубиной 4500 м вскрыла горизонт КТ-II.

Конструкция скважины :

Направление (фактическая) Наружный диаметр: 508 мм на глубину 66 м., ВПЦ до устья

Кондуктор (фактическая) Наружный диаметр: 339,7мм на глубину 1200 м , ВПЦ до устья

Техническая колонна (фактическая) Наружный диаметр: 244,5мм на глубину 3480,26м, ВПЦ до устья

Эксплуатационная колонна (фактическая) Наружный диаметр: 177,8мм на глубину 4500 м, ВПЦ до устья.

Вид исследования	масштаб	Интервал исследования , м
Двойной боковой , компенсированный нейтронный каротаж ,ГК, КВ, ПС, инклинометрия, АК, МБК	1:200 / 1:500 ч/з 20 м	25-120;1200-3480; 3482-4500 66,5-1196; 66,5-4497,6
АКЦ	1:200 / 1:500	0-1167; 485-3445,5 ;95-4471,2

При испытании скважины из интервала 4074-4091, 4099-4110 м получен приток нефти дебитом 2,03 м³/сут.

В скважине МТ-6 опробовано 6 объектов, 2 объекта по горизонту КТ-I (мячковской свиты), 4 объекта по горизонту КТ-II-I .Из всех объектов в одном объекте получен приток нефти, в остальных 5-ти объектах приток не получен.

В скважине МТ-6 были отобраны 2 пробы нефти из каширского горизонт КТ-II-1 с интервала 4074-4125 м.

Плотность нефти в среднем составляет 0,851 г/см³ и нефть относится к *средним*. По групповому составу нефти относятся: по содержанию серы к *высокосернистым* (1,966% масс), парафина - *парафинистым* (1,7% масс). Температура застывания нефти минус 18°С, вспышки - минус 20°С.

Кинематическая вязкость нефти при 20°С - 6,05 мм²/с, относится к *высоковязким*. Нефть *малосмолистая*, с содержанием смол силикагелевых 3,1% масс, асфальтенов - 0,1% масс. Выход бензиновых фракций составляет 47%, керосиновых – 70%. Кинематическая вязкость при 20°С составляет 11,24 мм²/с.

Из скважины МТ-6 отобраны 7 проб пластовой воды при опробовании каменноугольных отложений каширского горизонта.

Керн из скважины МТ-6 отобран в отложениях среднего карбона в мячковском (толща КТ-I) и каширском (толща КТ-II) горизонтах.

Отбор керна. Скважина МТ-6

№ керна	кровля (м)	подошва (м)
1	3733,5	3739
2	3795	3804
3	3804	3813
4	3861	3864
5	3864	3873
6	4015	4023,2
7	4105	4112,8

Общая проходка с отбором керна составила 51,0м, вынос-50,8м или 99,6% от проходки. Всего проанализировано 176 образцов керна, из них 98 кондиционных.

Скважина находится в консервации.

Таблица 6.1 – Информация о техническом состоянии скважин, пробуренных в пределах геологического

№ п/п	№ скв.	Альтитуда ротора, м	Категория	Сроки бурения		Глубина скважины, м		Горизонт		Конструкция скважины		Высота подъема цемента, м	Состояние скважины
				начало	конец	проект.	фактич.	проект.	фактич.	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	МТ-1	250.1	разведочная	28.07.2010г .	07.04.2011г .	4500	4570	С2	С2	508	65.6	до устья	в консервации
										339.7	895.87	до устья	
										244.5	3673.8	до устья	
										177.8	4369.9	до устья	
2	МТ-2	261.3	оценочная	14.03.2013г .	11.09.2013г .	4550	4655	С2	С2	508	58.27	до устья	в консервации
										339.7	1197.5	до устья	
										244.5	3519.17	до устья	
										177.8	4655	до устья	
3	МТ-3	218.5	оценочная	24.08.2014г .	19.01.2015г	4500	4700	С2	С2	508	56	до устья	в консервации
										339.7	1199.21	до устья	
										244.5	3659.91	до устья	
										177.8	4700	до устья	
4	МТ-6	203.8	разведочная	17.07.2018г .	28.04.2019г .	4500	4500	С2	С2	508	66	до устья	в консервации
										339.7	1200	до устья	
										244.5	3480.26	до устья	
										177.8	4500.67	до устья	

7. Технические и технологические решения по ликвидации скважин

7.1. Технические решения по ликвидации скважины.

Проектные технологические и технические решения по ликвидации и консервации скважин на контрактной территории предусматривают обеспечение промышленной безопасности, сохранение скважины на весь период разведки, обеспечение безопасности жизни и здоровья людей, охрану окружающей природной среды.

Скважина может быть, законсервирована или ликвидирована по завершению строительства по инициативе пользователя недр. Ответственность за качество и своевременность проведения работ по консервации и ликвидации скважины, сохранность скважины, проверку ее состояния несет пользователь недр.

Предприятие – пользователь недр вправе, на договорной или иной правовой основе, делегировать право подготовки документации и проведения работ по консервации, ликвидации скважины предприятиям, привлекаемым им для выполнения подрядных работ, при наличии у предприятий лицензии на соответствующий вид деятельности. Во всех случаях право контроля и ответственность за охрану недр и рациональное использование природных ресурсов остаётся за пользователем недр.

За основу расчетов по ликвидации скважин должна быть принята проектные решения по пластовым давлениям, по конструкции скважины и испытанию продуктивных горизонтов. Ликвидация и консервация скважины должны производиться с учетом фактических условий строительства скважин.

По результатам геофизических исследований, анализу кернового материала, опробованию интервалов залегания продуктивных горизонтов пластоиспытателем на буровых трубах в открытом стволе определяется целесообразность спуска эксплуатационной колонны. По этим же критериям определяется целесообразность ликвидации или консервации скважины.

Работы по консервации и ликвидации скважины с учетом результатов проверки её технического состояния проводятся по планам изоляционно-ликвидационных работ, обеспечивающим выполнение проектных решений, а также мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей среды, согласованным с территориальным Департаментом по промышленной безопасности.

Основным решением по ликвидации скважины является установка цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза. Высота цементных мостов и места их установки в скважине определены в соответствии с требованиями «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Министра энергетики Республики Казахстан» №200 от 22.05.18г

Скважина доведена до проектной глубины, спущена эксплуатационная колонна диаметром 177,8 мм, произведено испытание, получены промышленные притоки углеводородов. После истощения промышленных запасов углеводородов скважина подлежит ликвидации, как достигшая нижнего предела дебитов, установленных технологической схемой разработки или инструкцией по обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационных скважин, а также ликвидация

по геологическим причинам, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

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

Утвержденный Заказчиком план является основанием для проведения работ по ликвидации скважины, в т.ч. и на установку отсекающих изоляционно-ликвидационных мостов при переходе испытания к вышележащим объектам.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. При необходимости буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода.

При завершении подъема заливочной колонны необходимо заполнить верхнюю часть скважины (50м) дизельным топливом (нефтью)

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

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

После завершения всех работ по ликвидации скважины составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей.

7.2. Выбор цемента. Требования к свойствам тампонажного раствора и цементного моста при ликвидации скважины.

Для установки цементных мостов в открытом стволе и обсадной колонне используются тампонажные портландцемента тип ПЩТ I по ГОСТ 1581-2019. Транспортирование цемента осуществляется по СТ РК ИСО 10426-1-2011 (ISO 10426-1:2009).

Качество (пригодность) цемента для установки цементного моста определяется по соответствию физико-механических свойств тампонажного раствора, приготовленного из испытываемого цемента, требованиям ГОСТ 1581-2019.

Применение цемента без проведения лабораторного анализа в условиях, соответствующих для интервала установки цементного моста, запрещается.

Цементные мосты должны быть прочными. Если при испытании на прочность мост не разрушается при создании на него удельной осевой нагрузки 3-6 МПа, то

его прочностные свойства удовлетворяют условиям нагружения от массы колонны труб.

Герметичность моста зависит от высоты и состояния поверхности контактов (тампонажный раствор – стенка скважины, тампонажный раствор - внутренняя поверхность колонны) в период размещения тампонажного раствора в интервале глубин. Для повышения герметичности и несущей способности мостов рыхлая часть глинистой корки в открытом стволе и прилипшие слои (остатки) глинистого раствора на внутренней стенке обсадной колонны должны быть удалены. С этой целью используют буферную жидкость, размещенную между вытесняемым глинистым раствором и вытесняющим тампонажным раствором.

При определении высоты цементного моста исходят из требования перекрытия проницаемого пласта (перфорированного интервала) мостом плюс на 20 м выше кровли и на 20 м ниже подошвы пласта. Таким образом, минимальная высота моста превышает 40 м.

При отказе от применения буферной жидкости высота моста должна быть существенно больше.

7.3. Технология и типовые расчеты установки цементного моста.

Доставка в интервал установки моста тампонажного раствора необходимого качества и объема – одно из решающих условий благоприятного исхода работ.

Производственный опыт, подтвержденный научными исследованиями, свидетельствует о потерях цементного раствора за счет адгезии (налипания) на стенки труб и смешения с буровым раствором и, кроме того, об ошибках в определении объема прокачанной продавочной жидкости.

Для предупреждения продавливания в интервал установки цементного моста смеси тампонажного раствора с продавочной жидкостью или собственно продавочной жидкости при определении ее объема V_{Π} следует исходить из уравнений

$$V_{\Pi} = V_T(1 - \Delta V)$$

$$\Delta V = \frac{H_M S_T}{V_T} + C_0 + C_1 + C_3 \quad \text{где } V_T - \text{внутренний объем колонны заливочных}$$

труб, м^3 ; ΔV - относительное превышение над внутренним объемом заливочной колонны объема продавочной жидкости; H_M - протяженность цементного моста, м; S_T - площадь внутреннего сечения колонны в интервале установки цементного моста, м^2 ; C_0 - коэффициент, учитывающий неточность продавливания цементного раствора при контроле по объему продавочной жидкости; C_1 - коэффициент потерь вследствие адгезии цементного раствора на стенках труб; C_3 - коэффициент потерь цементного раствора при смешении со второй порцией буферной жидкости.

Коэффициенты приведены в табл. 5.1.

По результатам исследований установлено, что одно из основных условий доставки в интервал установки моста необходимого объема тампонажного раствора может быть записано как

$$V_{\Pi} = H S c + V_T (C_1 + C_2 + C_3 + C_0) \quad (2)$$

где S_c - площадь поперечного сечения скважины в интервале установки моста, m^2 ; C_2 - коэффициент потери цементного раствора при смещении с первой порцией буферной жидкости (см. табл. 5.1).

Следует подчеркнуть, что при использовании воды в качестве буферной жидкости потери цементного раствора резко сокращаются, также уменьшаются и объемы зон смешения с буровым раствором и буферной жидкостью.

Таблица 7.3.1. – Сводка коэффициентов к расчетам

Коэффициенты	Для бурильных труб с высаженым внутрь концами		Для НКТ	
	с буферной жидкостью	без буферной жидкости	с буферной жидкостью	без буферной жидкости
C_1	0,01	0,03	-	0,01
C_2	0,02	0,04	0,01	0,02
C_3	0,02	0,03	0,01	0,02
C_4	0,02	-	0,02	-
C_5	0,40	-	0,40	-
C_6	0,03	0,20	0,03	0,20
C_0	0,01	0,02	0,01	0,02

Экспериментальные исследования по смешению тампонажного раствора с глинистым и буферной жидкостью (водой), проведенные непосредственно на бурящихся скважинах, показали, что зоны смешения могут быть очень значительными. При этом общую протяженность подъема тампонажного раствора H_m и зоны смешения $H_{см}$ в кольцевом пространстве от башмака заливочной колонны без учета образования застойных зон (загустевшие массы бурового раствора и скопления шлама) определяют по уравнению

$$H_{см} = H_m + \frac{C_2 V_T + C_6 V_{см}}{S_k} \quad (3)$$

где $V_{см}$ - объем зоны смешения, m^3 ; S_k - площадь кольцевого сечения скважины, m^2 ; C_6 - коэффициент потери, учитывающий смешение цементного раствора в кольцевом пространстве (от башмака заливочной колонны) без учета образования застойных зон (см. табл. 17.1); $C_2 = 0,02 \div 0,04$ и $C_6 = 0,2$ - при контакте тампонажного раствора с буровым, а при контакте тампонажного раствора с водой $C_2 = 0,01 \div 0,02$ и $C_6 = 0,03$.

Объемы первой и второй порций буферной жидкости (воды), исходя из условия исключения смешивания (полного разделения тампонажного и бурового растворов), можно рассчитать по формулам:

$$\begin{aligned} \text{для первой порции} \quad V_1 &= C_4 V_T + C_5 H_m S_c \\ \text{для второй порции} \quad V_2 &= C_4 V_{II} \end{aligned} \quad (4)$$

где C_4 и C_5 - коэффициенты потери буферной жидкости в результате ее адгезии соответственно к стенкам заливочных труб и в кольцевом пространстве.

Таблица 7.3.2 - Расчет цементных мостов для ликвидации скважин МТ- 1, МТ-2, МТ-3. МТ-6

№ скв.	№ моста	Интервал установки моста, м		Высота моста, м	Водоцементное соотношение	Объем цементного раствора, м³	Объем воды затворения, м³	Объем буферной жидкости, м³	Количество сухого цемента, т
		по-дошва	кровля						
МТ-1	1	4150	4250	100	0,5	3,12	2,45	0,8	4,21
	2	3620	3720	100	0,5	3,12	2,45	0,8	4,21
	3	840	940	100	0,5	3,12	2,45	0,8	4,21
	4	0	100	100	0,5	3,12	2,45	0,8	4,21
МТ-2	1	4150	4250	100	0,5	3,12	2,45	0,8	4,21
	2	1150	1250	100	0,5	3,12	2,45	0,8	4,21
	3	3470	3570	100	0,5	3,12	2,45	0,8	4,21
	4	0	100	100	0,5	3,12	2,45	0,8	4,21
МТ-3	1	4150	4250	100	0,5	3,12	2,45	0,8	4,21
	2	3610	3710	100	0,5	3,12	2,45	0,8	4,21
	3	1150	1250	100	0,5	3,12	2,45	0,8	4,21
	4	0	100	100	0,5	3,12	2,45	0,8	4,21
МТ-6	1	4150	4250	100	0,5	3,12	2,45	0,8	4,21
	2	1150	1250	100	0,5	3,12	2,45	0,8	4,21
	3	3430	3530	100	0,5	3,12	2,45	0,8	4,21
	4	0	100	100	0,5	3,12	2,45	0,8	4,21

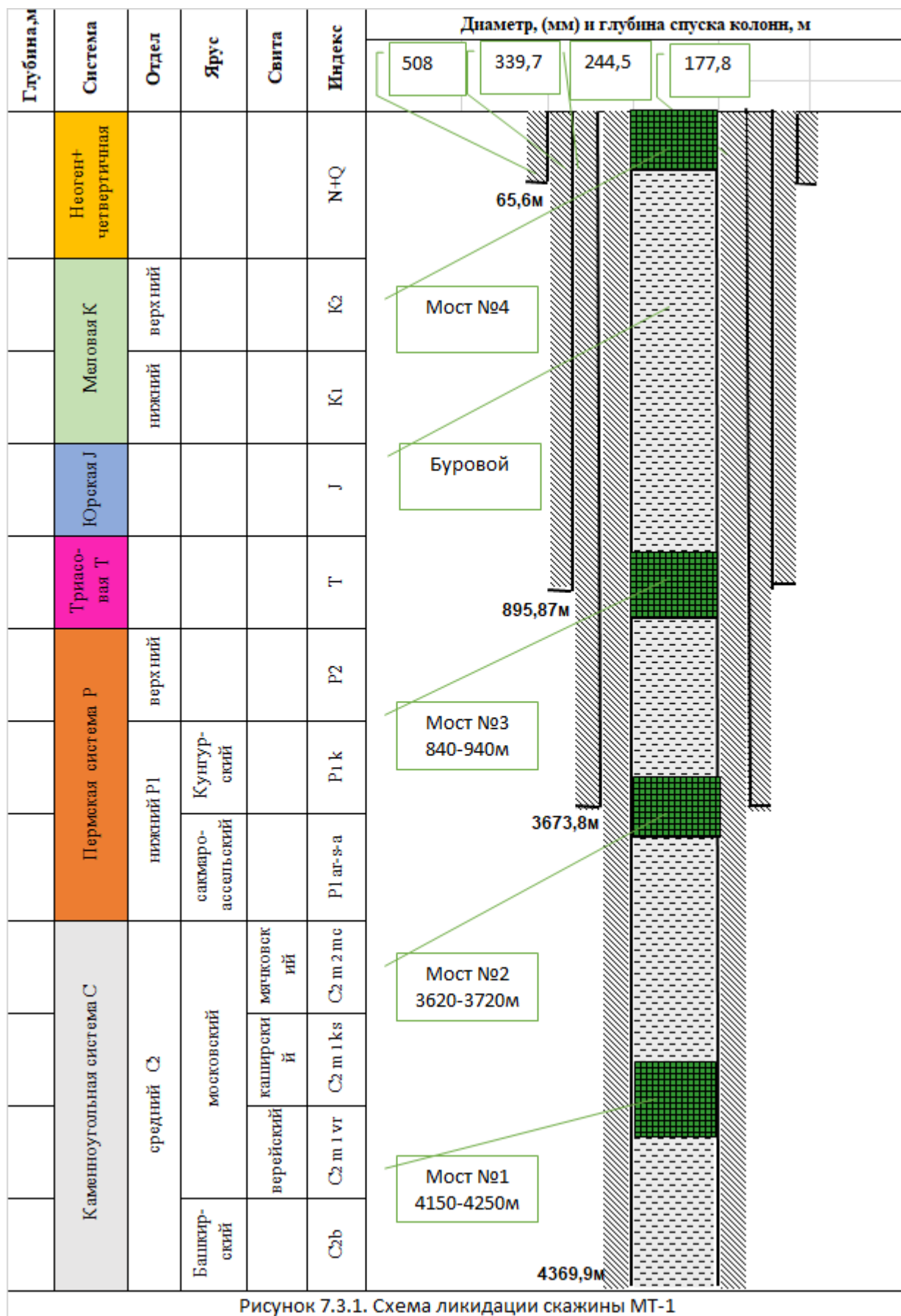


Рисунок 7.3.1. Схема ликвидации скважины МТ-1

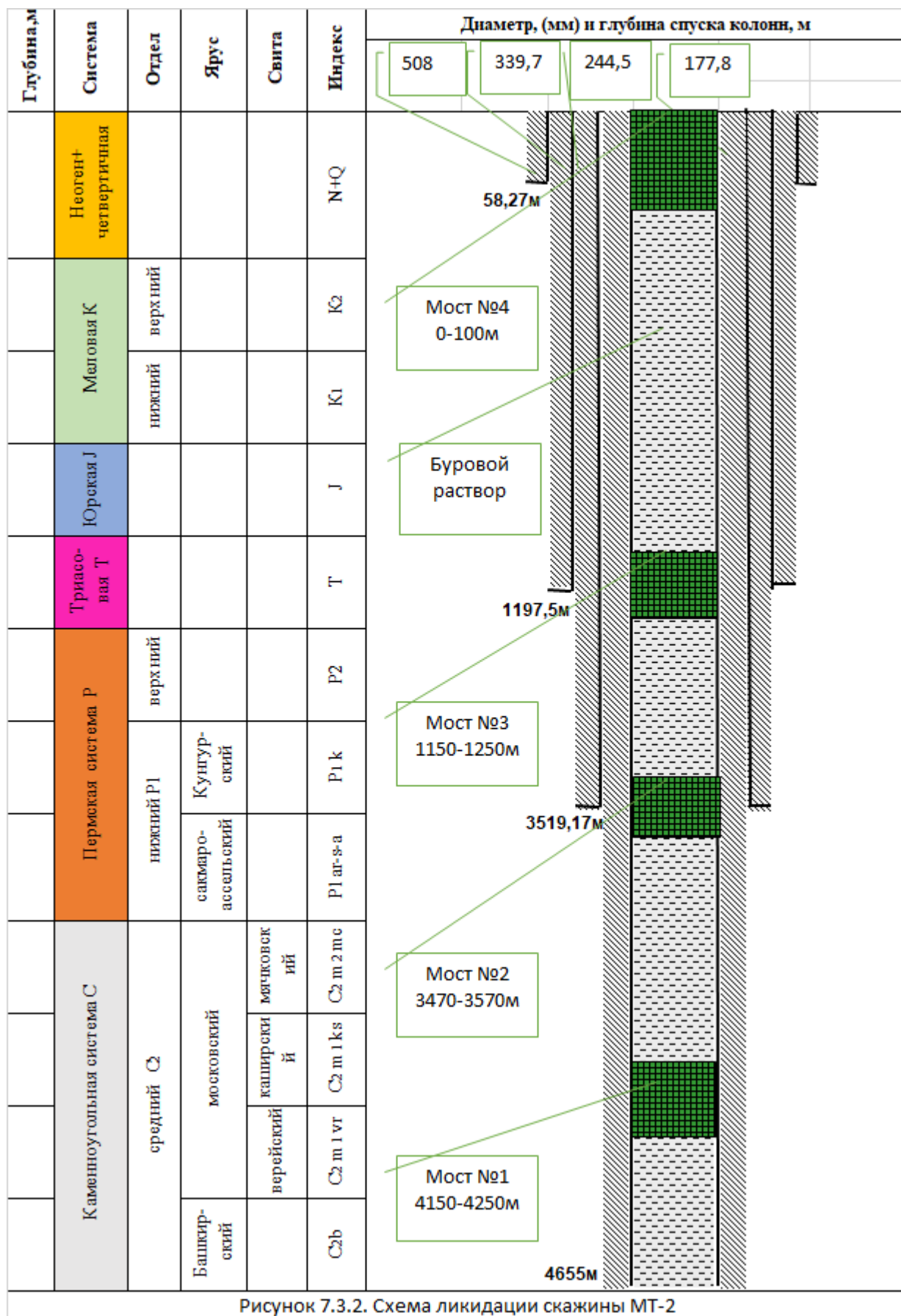


Рисунок 7.3.2. Схема ликвидации скажины МТ-2

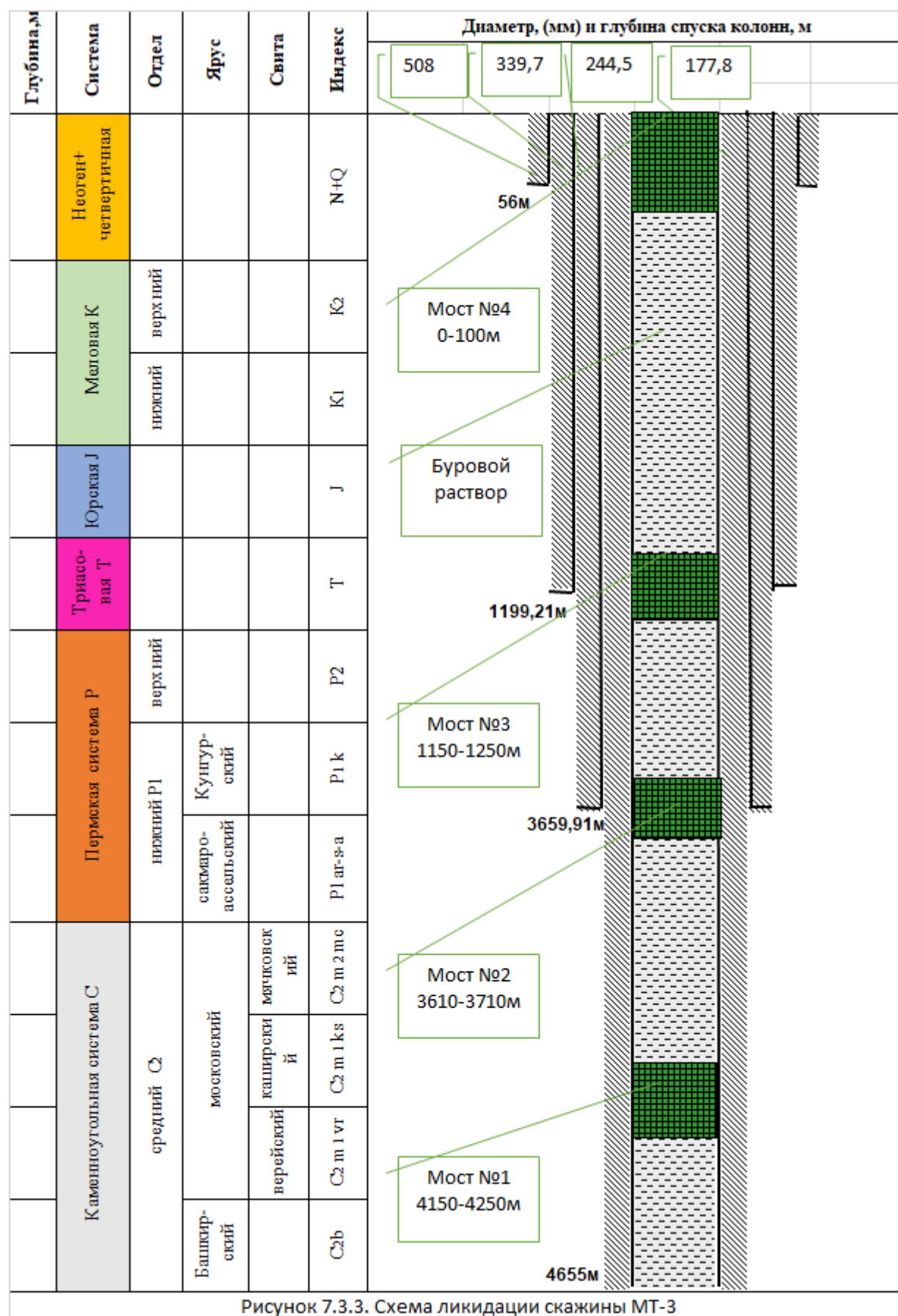


Рисунок 7.3.3. Схема ликвидации скажины МТ-3

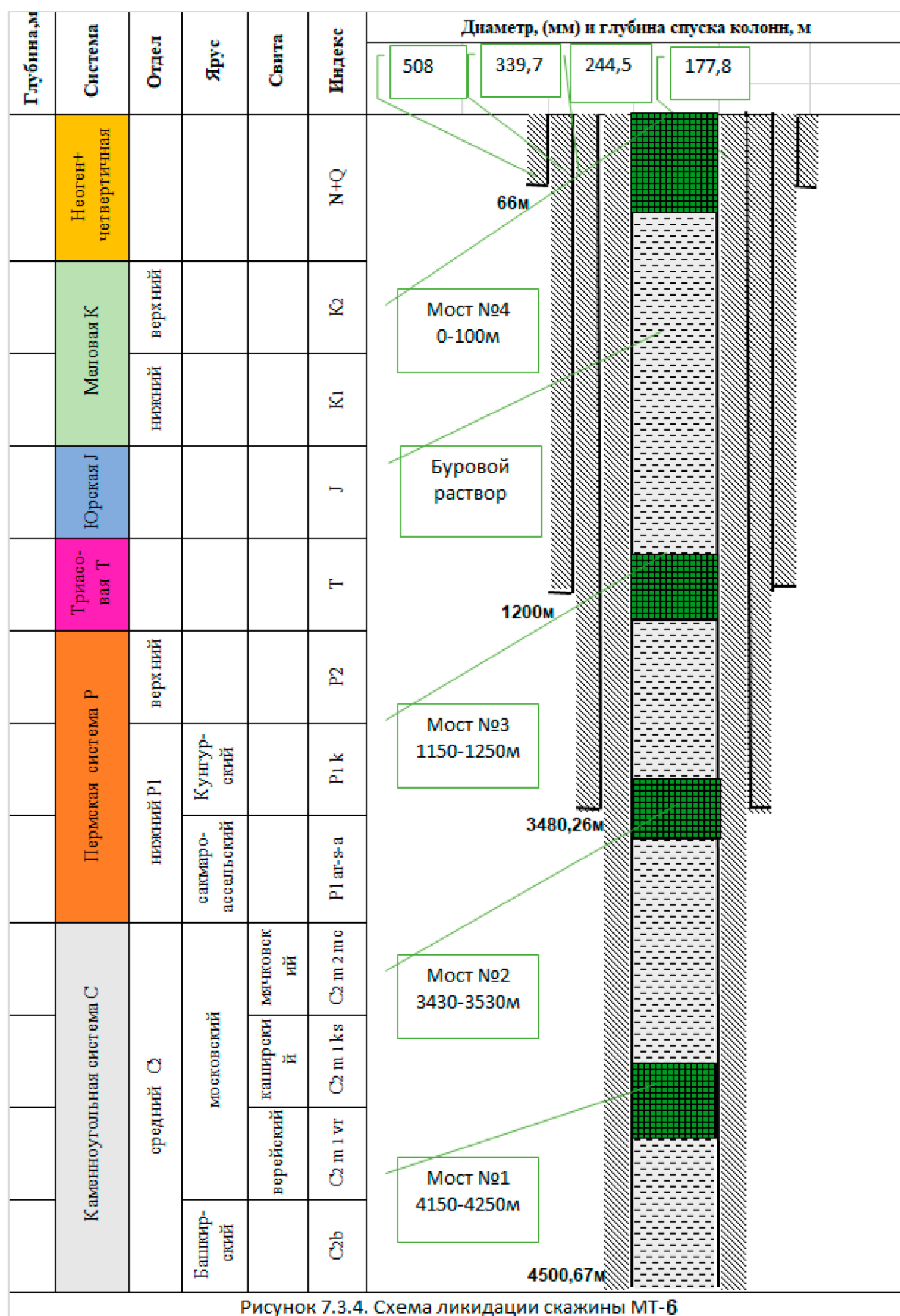


Рисунок 7.3.4. Схема ликвидации скажины МТ-6

7.4. Выбор мобильной установки (подъемного агрегата) для изоляционных работ.

Основным критерием выбора установки для проведения изоляционно-ликвидационных работ является соответствие грузоподъемности агрегата весу применяемых колонн труб (НКТ или бурильных). При этом нагрузка на крюке не должна превышать 0,6 величины параметра «допускаемая нагрузка на крюке» от расчетной массы бурильной колонны или 0,9 от расчетной массы колонны НКТ. Кроме того, параметры мобильной установки должны соответствовать ГОСТ16293. Все работы по ликвидации скважин будут производиться установкой УПА-60/80 (рис 5.4.)

Технические характеристики подъемного агрегата УПА-60/80 приведены в таблице 6.4.1.

Таблица 7.4.1 - Техническая характеристика агрегата УПА-60/80

Наименование	Шифр, тип оборудования, ГОСТ, ОСТ, ТУ	Показатель
Допустимая нагрузка, кН		800
Мощность привода, кВт		132,4
Мачта	телескопическая наклонная	
Угол наклона в рабочем положении, град		6
Высота от земли до оси кронблока, м		22,4
Допустимая длина поднимаемой свечи, м		16
Расстояние от торца рамы до оси скважины, мм		1040
Наибольшая статическая нагрузка на стол ротора, т		60
Диаметр проходного отверстия, мм		142
Компрессор	M155-2B5	
Промывочный насос	НБ-125 (9МГр-73)	
Лебедка вспомогательная	ТВ-224В (ТЛ-9)	
Грузоподъемность, т		80

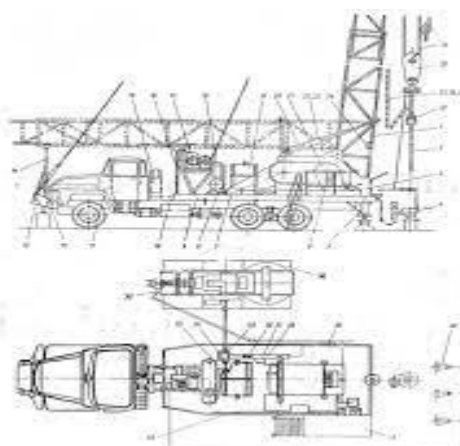


Рис. 6.4. Установка УПА 60/80 для освоения и ремонта скважин

7.5. Продолжительность изоляционно-ликвидационных работ.

Продолжительность работ по ликвидации 1 (одной) скважины из опыта аналогичных работ составляет 240 часов, в том числе рекультивация земли техническая и биологическая

№ п/п	Наименование работ	Продолжительность, в сутки
1	Ликвидация скважины	6
2	Рекультивация земли	
3	техническая	2
4	биологическая	2
	Всего	10

Виды работ при ликвидации скважин

Код	Описание работы	время (час)
A001	Смонтировать подъемную установку	24
A001	Установить превентор	6
A001	Спуск НКТ, установка верхнего цементного моста	4
A001	Промывка, подъем НКТ с выкидом на мостки	4
A001	ОЗЦ	24
A001	Испытание и опрессовка цементного моста	2
A001	Спуск НКТ, установка цементного моста №2, приготовление цементного раствора	5
A001	Промывка, подъем с выкидом НКТ	3
A001	ОЗЦ	24
A001	Испытание и опрессовка цементного моста на 50 атм в течение 10 мин	2
A001	Демонтаж ПВО, заполнение скважины раствором, установка пробки на устье	8
A001	Демонтаж станка КРС	24
A001	Установка цементной тумбы и репера на устье скважины	14
	итого	144

Виды работ по технической рекультивации земли

Код	Описание работы	время (час)
A001	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами,	14
A001	Вывоз загрязненного грунта, мусора	8
A001	Планировка площадки	12
A001	Сбор, резка и вывоз металлолома	4
A001	Транспортировка машин и механизмов	10
	итого	48

Виды работ по биологической рекультивации земли

Код	Описание работы	время (час)
A001	Вспашка	14
A001	Предпосевное боронование в 2 сл.	8
A001	Предпосевное прикатывание в 1 сл.	4
A001	Предпосевное прикатывание в 1 сл.	4
A001	Разбрасывание минеральных удобрений	8
A001	Транспортировка минеральных удобрений	10
	итого	48

7.6. Подготовка к работам по ликвидации скважин.

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

7.6.1. Разработка плана изоляционных работ скважин.

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

- 1) способ установки цементного моста – на равновесие,
- 2) метод установки – с контролем по объему,
- 3) заливочная колонна - НКТ-73(СБТ -88,9) –с «воронкой» на первой трубе,
- 4) продавочная жидкость – буровой раствор.

Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность:

- 1) перевод скважины на буровой раствор, применявшийся при бурении с проектными параметрами, выравнивание его по всему циклу;
- 2) демонтаж фонтанной арматуры и монтаж на устье скважины противовыбросового оборудования предусмотренного проектом;
- 3) установка башмака заливочной колонны на заданной глубине;
- 4) закачка буферной жидкости №1;
- 5) закачка цементного раствора;
- 6) закачка буферной жидкости №2;
- 7) закачка продавочной жидкости в объеме по расчету;
- 8) подъем заливочных труб до установленной проектом и планом верхней границы цементного моста;
- 9) герметизация устья скважины превентором и подготовка к обратной промывке буровым насосом (цементирующим агрегатом).
- 10) срезка моста и обратная промывка с контролем выходящего раствора в объеме «продавочная жидкость + буфер», вымыв с контролем излишек цементного раствора. При отсутствии на «выходе» цементного раствора и буфера продолжать обратную промывку из расчета дополнительной прокачки $\frac{1}{2}$ расчетного объема продавочной жидкости;
- 11) разгерметизация устья;
- 12) подъем 2-3 свечей заливочных труб (50-80м выше глубины срезки моста) и герметизация устья;
- 13) стоянка на ОЗЦ – не менее 24 часов и подъём заливочной колонны;
- 14) спуск инструмента для нащупывания цементного моста;
- 15) испытание моста на прочность разгрузкой;
- 16) испытание моста на герметичность опрессовкой.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. При необходимости буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода.

7.6.2. Подготовка к работам по ликвидации скважины.

Планирование работ по установке цементных мостов

При планировании работ по установке цементных мостов предусматривается ряд этапов:

1. Определение условий эксплуатации моста, действующих на него нагрузок и геолого-технических условий его установки, а также дополнительно - статической и динамической температур в скважине, диаметра каверн, вязкости и статического напряжения сдвига глинистого раствора, гидравлических сопротивлений, наличия поглощений или проявлений.

2. Расчет высоты моста в соответствии с действующими на него нагрузками, ограничениями по высоте и технологическими особенностями его установки.

3. Определение объемов цементного раствора, продавочной жидкости, первой и второй порций буферной жидкости - воды и высоты подъема цементного раствора (с учетом зоны смешения) в кольцевом пространстве соответственно по формулам (2), (1), (4), и (3). При использовании верхней разделительной пробки коэффициенты C_1 и C_3 в указанных формулах принимаются равными нулю.

4. Расчет параметров режима продавливания цементного раствора в скважину в соответствии с величиной гидравлических сопротивлений, эффективностью замещения бурового раствора цементным (оценивается по скорости потока в кольцевом пространстве) и особенностями управления процессом срезки штифтов в случае применения соответствующих контролирующих устройств.

5. Определение общей продолжительности операции по установке моста и подбор рецептуры цементного раствора.

7.6.3. Порядок оформления документов на ликвидации скважин.

Для документального оформления ликвидации скважин на предприятиях или вышестоящих организациях, которым подчинены нефтегазодобывающие предприятия и буровые организации, должны быть созданы постоянно действующие комиссии в составе руководителя (председатель) и ответственных работников по технологии, геологии, финансам и постоянного секретаря. Подготовку материалов в комиссию для оформления ликвидации скважин и списания затрат на их сооружение производит организация, осуществляющая буровые работы

Ликвидация скважин может быть осуществлена только после положительного заключения вышеназванной комиссии. В постоянно действующую комиссию должны быть представлены следующие материалы по каждой скважине, подлежащей ликвидации независимо от категории:

а) обоснование ликвидации с указанием конструкции, кратким изложением истории бурения, освоения, эксплуатации, ремонтных работ, а также работ, связанных с ликвидацией аварий, причин отступления от проекта на строительство и причин ликвидации;

б) акт обследования, составленный комиссией, назначенной руководителем предприятия;

в) копия структурной карты с указанием места расположения забоя скважины, проектной и фактической точки вскрытия пласта, каротажная диаграмма вскрытого разреза и заключение по промыслово-географическим исследованиям;

г) справка о невозможности и нецелесообразности использования скважины для иных целей;

д) акты о герметичности спущенных колонн и об отсутствии заколонной циркуляции и межпластовых перетоков;

е) акт о закачке ингибитора в пласты нефти и газа, в которых содержатся сероводород и другие агрессивные компоненты;

ж) план проведения изоляционно-ликвидационных работ с обеспечением выполнения требований охраны недр и окружающей среды, включающей необходимые рекультивационные мероприятия, утвержденные предприятием или вышестоящей организацией и согласованные с государственными и территориальными уполномоченными органами;

При ликвидации скважин, расположенных на месторождениях, содержащих в пластовых флюидах токсичные и агрессивные компоненты, или вскрывших напорные пласты, план проведения изоляционно-ликвидационных работ согласовывается с военизированным отрядом по предупреждению возникновения и ликвидации, открытых газовых и нефтяных фонтанов;

з) справка о стоимости скважины за подписью руководителя и главного бухгалтера предприятия с указанием, кем была утверждена проектно-сметная документация на строительство скважины;

и) акт о фактическом выполнении изоляционно-ликвидационных работ, подписанный исполнителями и руководителем этих работ;

к) акт о проведении рекультивации земли, на которой находилась скважина, или согласованный с прежним землепользователем график проведения культивации с последующим представлением акта, удостоверяющего его выполнение;

л) акт о передаче недропользователю пробуренной для водоснабжения скважины или выполнении в ней изоляционно-ликвидационных работ.

Для скважин, ликвидируемых по III «а», «б» категории, кроме того, должны быть представлены:

-акт обследования аварии при бурении или испытании скважины;

-акт расследования аварии при эксплуатации скважины;

-копия приказов по вопросам аварий с указанием мероприятий и принятых мерах по предупреждению подобных аварий.

Для скважин, ликвидируемых по IV категории, должны быть представлены:

-выкопировка из карты разработки месторождения с указанием состояния скважин, расположенных вокруг ликвидируемой скважины;

-справка о стоимости скважины и сумме начисленного износа за подписью руководителя и главного бухгалтера предприятия;

-заключение научно-исследовательской организации, осуществляющей авторский надзор за разработкой месторождения.

Все материалы по ликвидированным скважинам должны быть оформлены подписями, скреплены печатью и сброшюрованы. Первый экземпляр хранится в делах организации, на балансе которой находилась скважина, второй экземпляр передается предприятию, принявшему на баланс месторождение.

Обеспечение своевременного и качественного исполнения изоляционно-ликвидационных и рекультивационных работ, а также ответственность за сохранность устьев и стволов ликвидированных скважин, периодичность их обследования возлагается на предприятия или вышестоящие организации, утвердившие их ликвидацию.

В случае появления выходов нефти, газа или пластовых вод в районе устья ликвидированной скважины, а также загрязнения пресных вод или появления в них нефти и газа предприятие, на балансе которого находится скважина, обязано принять срочные меры по выявлению источника загрязнения и его неотлагательной ликвидации. Учет ликвидированных скважин и контроль над последующим их состоянием ведет организация, утвердившая план проведения изоляционно-ликвидационных работ.

Ремонтно-восстановительные работы проводятся по плану, согласованному с территориальным АСС. Восстановление ликвидированных скважин производится при положительном решении предприятия, на учете которого находятся эти скважины.

7.6.4 Оборудование устьев скважин при их ликвидации

По окончании ликвидационных работ устье нефтяных, газовых и нагнетательных скважин, различного назначения, за исключением скважин 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, устанавливается армированная бетонная тумба размером 1х1х1 метров, где устанавливается табличка (рис. 7.6.4.1), на которой рельефно (для обеспечения сохранности данных) указываются номер скважины, наименование месторождения, недропользователь, дата ликвидации.

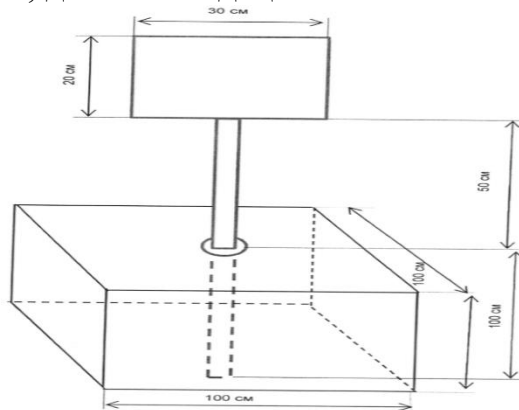


Рисунок 7.6.4.1 – Схема установки тумбы с репером при ликвидации скважины

7.6.5. Требования к проведению работ по ликвидации последствий недропользования при проведении разведки и добычи углеводородов на месторождении

Ниже приведены требования к проведению работ по ликвидации последствий недропользования при проведении разведки и добычи углеводородов, согласно Правил консервации и ликвидации.

При осуществлении ликвидации последствий недропользования при проведении разведки и добычи углеводородов (далее – ликвидация) предъявляются следующие требования:

- 1) обеспечение безопасного пребывания людей при проведении работ по ликвидации;
- 2) обеспечение соблюдения экологических и санитарно-эпидемиологических требований, а также требований промышленной безопасности;
- 3) ликвидация последствий нанесенного ущерба окружающей среде в результате недропользования при проведении разведки и добычи углеводородов, а также по проекту ликвидации последствий недропользования.

Ликвидация производится в соответствии с проектом ликвидации последствий недропользования (далее – проект ликвидации).

Срок ликвидации в каждом конкретном случае устанавливается в проекте ликвидации.

Проект ликвидации разрабатывается проектной организацией, имеющей соответствующую лицензию в области архитектурной, градостроительной и строительной деятельности, в соответствии с утвержденным недропользователем (оператором по контракту на недропользование, доверительным управляющим) или лицом, право недропользования которого прекращено безусловным техническим заданием и в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области архитектурной, градостроительной и строительной деятельности.

Проект ликвидации утверждается, согласовывается и проходит экспертизу в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области архитектурной, градостроительной и строительной деятельности, охраны окружающей среды, о недрах и недропользовании, в области промышленной безопасности, в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения, по регулированию земельных отношений, в области использования и охраны водного фонда, водоснабжения, водоотведения.

8. Сводный сметный расчет стоимости ликвидации

8.1. Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации одной скважины

№ п/п	Наименование работ и затрат	Ед. изм.	Количество
1	2	3	4
1	Мобилизация и демобилизация агрегата	комп	1
2	Монтаж и демонтаж передвижного агрегата	комп	1
3	Оплата труда бригады КРС	сутки	6
4	Амортизация оборудования	сутки	6
5	Дизтопливо и ГСМ комплекта главного привода агрегата	сутки	6
6	Затраты ЦА на изоляционные и опресовочные работы	опер	6
7	Пробег агрегата на обе конца по дороге 3класса	км	50
8	Материалы:		
	Буровой раствор		
9	KCL	т	2,14
10	Poly Pac UL/R	т	0,07
11	NaOH	т	0,146
12	Ингибитор коррозии	т	0,04
13	Кальцинированная сода	т	0,146
14	Техническая вода	т	
15	Цемент класса "G"	т	17,4
16	Вода техническая	т	8,16
17	Транспортировка подземного и наземного оборудования	т	117
18	Отработанный буровой раствор.	т	11,5
19	Кислород	шт	6
20	Пропан	шт	6
	Итого затраты на ликвидацию одной скважины		

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

Таблица 8.1.1. Технические средства, используемые для выполнения работ

Наименование техники	Кол-во	Количество часов
1	2	4
Автокран	1	24
Автомашина "Камаз"	1	24
Автобус	1	24
Трактор	1	48
Итого		

8.2. Мероприятия по рекультивации

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

Площадь земли, подлежащая технической рекультивации после разведки, определяется геологическим отводом.

В период ликвидации все установленное оборудование, конструкции и подземные коммуникации подлежат демонтажу.

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

К нарушенным землям относят земли, утратившие в связи с их нарушением первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду.

Рекультивацию земель выполняют в два этапа: технический и биологический.

Технический этап предусматривает планировку, формирование откосов, снятие и нанесение плодородного слоя почвы, вывоз отходов, а также проведение других работ, создающих необходимые условия для дальнейшего использования рекультивированных земель по целевому назначению или для проведения мероприятий по восстановлению плодородия почв (биологический этап).

Биологический этап включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на улучшение агрофизических, агрохимических, биохимических и других свойств почвы.

Рекультивация земель включает в себя:

- работы по снятию, транспортировке и складированию (при необходимости) плодородного слоя почвы;
- работы по складированию потенциально плодородных пород;
- планировку (выравнивание) поверхности, террасирование откосов отвалов и бортов, засыпку и планировку образовавшихся провалов после демонтажа оборудования;
- приобретение (при необходимости) плодородного слоя почвы;
- нанесение на рекультивируемые земли потенциально плодородных пород и плодородного слоя почвы;
- ликвидацию послеусадочных явлений;
- ликвидацию промышленных площадок, транспортных коммуникаций, электрических сетей и других объектов;
- очистку рекультивируемой территории от производственных отходов, в том числе строительного мусора, с последующим их вывозом на соответствующие полигоны;
- восстановление плодородия рекультивированных земель, передаваемых в сельскохозяйственное или иное использование;
- деятельность рабочих комиссий по приемке-передаче рекультивированных

земель (транспортные затраты, оплата работы экспертов, проведение полевых обследований, лабораторных анализов и др.);

- другие работы, предусмотренные рекультивацией, в зависимости от характера нарушения земель и дальнейшего использования рекультивированных участков.

Снятый верхний плодородный слой почвы используется для рекультивации нарушенных земель или улучшения малопродуктивных угодий. Использование плодородного слоя почвы для целей, не связанных с сельским хозяйством, допускается только в исключительных случаях, при экономической нецелесообразности или отсутствии возможностей его использования для улучшения земель сельскохозяйственного назначения.

При проведении геологоразведочных, поисковых, изыскательских и других работ, сроки рекультивации определяются по согласованию с собственниками земли, землевладельцами, землепользователями, арендаторами.

Анализ последствий развития техногенных процессов весьма сложен по той причине, что собственно техногенное начало может сопровождаться цепочкой последующих природных событий. Иначе говоря, первичные техногенные воздействия могут вызвать к жизни процессы, которые правомерно определить, как природотехногенные или техногенно-природные.

Сложность их прогнозирования состоит в том, что эти природно-техногенные процессы могут быть существенно сдвинуты во времени, а нередко и в пространстве по отношению к воздействующему источнику техногенеза. Поясним сказанное следующим примером.

Изымая огромные по объему массы породы, вмещающих полезное ископаемое, будь то твердое или жидкое, недропользователь вмешивается в формировавшуюся миллионами лет геологическую среду, что приводит к последовательному развитию следующих событий:

- ослаблению горного давления внутри напряженного массива;
- формированию полостей окисления природных агентов;
- образованию провалов земли на дневной поверхности;
- активизации эрозии почв;
- нарушение первичных природных условий окружающей среды.

Следовательно, нужно проводить рекультивацию земель после геологических работ.

Преобразование нарушенных в результате производственной деятельности земель в состояние, пригодное для использования их в народном хозяйстве, предотвращение их отрицательного воздействия на прилегающие ландшафтные комплексы, охрана этих комплексов, оптимизация сочетания техногенных и природных ландшафтов достигается рекультивацией нарушенных земель.

Рекультивация относится к мероприятиям восстановительного характера, направленным на устранение последствий воздействия промышленного производства на окружающую среду, в первую очередь на земли, и рассматривается, как основное средство их воспроизводства.

Восстановлению нарушенных земель должны предшествовать работы по геологопочвенному обследованию нарушаемой и восстанавливаемой территории

и обоснованию направления рекультивации.

Оценивается пригодность пород для экологической рекультивации, что позволяет принять решение по формированию отвальных массивов, составу и объемах рекультивационных работ в соответствии с установленным направлением рекультивации и установить направление рекультивации и последующее использование восстанавливаемых земель в народном хозяйстве в соответствие группой пригодности пород рекультивационного слоя.

Таким образом, предоставляется возможность постоянно улучшать качество, продуктивность и экологическую ценность восстанавливаемых земель. Следовательно, от исходных компонентов природного ландшафта и внесенных в них изменений при формировании техногенного ландшафта зависит выбор направления последующего использования земель. В свою очередь, установленное направление рекультивации нарушенных земель определяет требования к их качеству и, следовательно, к технологии вскрышных, отвальных и рекультивационных работ, т.е. существует прямая и обратная связь между технологией горных работ, определяющей характеристику техногенного ландшафтного комплекса, и направлением рекультивации.

«Технические условия рекультивации», в которых определяется направление рекультивации, и излагаются требования землепользователей к качеству рекультивированных земель, указываются характеристика и параметры рельефа техногенных образований, состав и мощность рекультивационного слоя, состав и размещение коммуникаций, система мелиоративных, противоэрозионных, гидротехнических и прочих мероприятий, устанавливаются на основе соответствующих проектов органами, представляющими земельные участки в пользование.

Выбор направления рекультивации земель осуществляется с учетом следующих факторов:

1. природных условий района (климат, почвы, геологические, гидрогеологические и гидрологические условия, растительность, рельеф, определяющие геосистемы или ландшафтные комплексы);
2. агрохимических и агрофизических свойств пород и их смесей в отвалах;
3. хозяйственных, социально-экономических и санитарно-гигиенических условий в районе размещения нарушенных земель;
4. срока существования рекультивированных земель и возможности их повторных нарушений;
5. технологии производства комплекса горных и рекультивационных работ;
6. требований по охране окружающей среды;
7. планов перспективного развития территории района горных разработок;
8. состояния ранее нарушенных земель, т.е. состояния техногенных ландшафтов, степени и интенсивности их самозарастания.

Таким образом, рекультивация является многоцелевым мероприятием с природоохранной, природовосстановительной, хозяйственно-восстановительной и территориально-планировочной функциями.

Подход к рекультивированным землям как к одному из видов продукции

предприятий, производство которой планируется и контролируется, в значительной степени определяет эффективность и качество производства в целом, существенно снижает его негативное воздействие на окружающую среду, имеет огромное социальное и экономическое значение.

Предприятие выполняет технический этап рекультивации, который включает:

1. планировку поверхности нарушенных земель (грубую и чистовую);
2. выполяживание или террасирование откосов отвалов;
3. ликвидацию последствий усадки отвалов;
4. противоэрозионные мероприятия;
5. строительство гидротехнических и мелиоративных сооружений дорог, прокладку прочих инженерных коммуникаций.

При выборе схемы и структуры механизации рекультивационных работ в первую очередь учитываются направление освоения восстанавливаемых земель, технология отвальных и вскрышных работ, состояние нарушенных участков и свойства вскрышных пород.

Технология горных работ должна обеспечить:

- компактную укладку вскрышных пород в отвалы для снижения объема горно-планировочных работ;
- выполяживание откосов отвалов и бортов;
- формирование оптимальных по геометрическим параметрам, негорящих и устойчивых отвалов;
- оптимальное изъятие и минимальные сроки использования земель в технологическом процессе;
- сокращение отрицательного влияния на окружающую среду, сохранение в зоне разработок благоприятных экологических условий для растений и животных.

Предпочтение отдается отвалам, имеющим площадь более 10 га и правильную геометрическую форму, максимально приближающуюся к квадрату, прямоугольнику или кругу. Такая форма отвала наиболее приемлема для рекультивации и последующего хозяйственного использования восстановленных земель.

Способ отсыпки определяет объем планировочных работ. При планировке плоских (платообразных) отвалов объем работ незначителен и составляет 0,01-0,05 м³/м². Во всех других случаях объем планировочных работ существенно выше.

Выбор форм рельефа рекультивируемых земельных участков определяется прежде всего необходимостью создания оптимальных условий для их последующего эффективного использования.

Территория участка после завершения всего комплекса работ должна представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный ландшафт.

В проекте приняты следующие решения по проведению рекультивационных работ.

Проектом предусмотрено рекультивация и вывоз замазученного грунта силами подрядной организации. Подробные расчеты по стоимости рекультивационных работ представлены ниже.

Объемы рекультивационных работ по каждому участку приводятся в ниже-
следующих таблицах.

8.2.1. Объемы и виды работ по технической рекультивации земель

<i>N пп</i>	<i>Наименование и характеристика</i>	<i>Ед. изм.</i>	<i>Объем работ</i>
1	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами,	га	0,03
2	Вывоз загрязненного грунта, мусора	т	1,86
4	Планировка площадки	га	0,03
5	Сбор, резка и вывоз металлолома	т	1,5
6	Транспортировка машин и механизмов	км	2
	Итого		

8.2.2. Технические средства, используемые для выполнения работ по технической рекультивации земель

N вида ра- бот	Наименование материалов и технических средств	Ед.изм.	Кол-во	Количество часов
1	Автогрейдер	шт.	1	10
2	Погрузчик	шт.	1	10
3	Автобус Урал 3255	шт.	1	10
4	Автокран Урал 4320	шт.	1	10
5	Экскаватор	шт.	1	10
6	Краз-6510 самосвал	шт.	1	10
7	Урал 4320	шт.	1	10
	Итого			

Биологический этап рекультивации осуществляется для восстановления плодородного слоя почв, быстреего освоения нарушенных земель и использо-
вания их в хозяйстве (после этапа технической рекультивации).

8.2.3. Объемы и виды работ по биологической рекультивации земель

N	Наименование и характеристика	Ед. изм	Стоимость, в тысяч тенге	Объем работ	Общая стоимость, в тысяч тенге
1	Вспашка	га	24,1	0,03	0,723
2	Предпосевное боронование в 2 сл.	“	9,541	0,03	0,28623
3	Предпосевное прикатывание в 1 сл.	“	9,541	0,03	0,28623
4	Предпосевное прикатывание в 1 сл.	“	9,541	0,03	0,28623
5	Разбрасывание минеральных удобрений	тн	6,184	0,01	0,06184

6	Транспортировка минеральных удобрений	км	64,72	2	129,44
7	Транспортировка семян	“	64,72	1	64,72
8	Разбрасывание удобрения на 1 га:	га			0
9	Удобрение аммофос	кг	81,5	0,03	2,445
10	Аммиачная селитра		48,7	0,03	1,461
11	Суперфосфаты		42,5	0,03	1,275
12	Посадка семян на				0
13	Экспарцет		8,651	0,74	6,40174
14	Люцерна		4,781	0,41	1,96021
15	Донник		7,456	0,65	4,8464
16	Семена житняка		6,541	0,21	1,37361
	Итого				215,56649

8.2.3.1 Технические средства, используемые при выполнении работ по биологической рекультивации земель

Наименование техники	Количество	Стоимость, в час	Количество часов	Всего в тенге
Трактор МТЗ	1	10000	18	180000
ДТ - 74	1	10000	24	240000
ЮМЗ	1	10000	12	120000
Разбрасыватель удобрений ГРМГ-4	1	10000	16	160000
СЗТ-3,6	1	10000	16	160000
Итого				860000

8.3. Общая стоимость рекультивации земель

Согласно пп.3 п.2 ст.238 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Рекультивация биологическим методом относится к мероприятиям восстановительного характера, направленным на устранение последствий воздействия промышленного производства на окружающую среду, в первую очередь на земли, и рассматривается, как основное средство их воспроизводства.

Сводный сметный расчет стоимости рекультивации нарушенных земель на месторождения приведена в таблице 8.2.3 Подробные сметные расчеты представлены в Приложении №6.

Таблица 8.2.3 - Сводный сметный расчет стоимости рекультивации нарушенных земель

Сметный расчет стоимости строительства в сумме			6028,8	тыс.тенге
	СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА			
	рекультивации нарушенных земель на контрактной территории №4508			
	(наименование стройки)			
№ п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость 1 скважины, тыс. тенге	количество скважин	Всего, тыс. Тенге
1	рекультивации нарушенных земель	1507,2	4	6028,8
	Всего по сводному сметному расчету			6028,8

Ликвидация последствий деятельности на контрактной территории по окончании работ будет производиться по следующим направлениям:

- физическая ликвидация скважин с установкой цементных мостов;
- оборудование устья скважин (установка тумб и реперов);
- демонтаж наземного и подземного оборудования скважин и коммуникаций с вывозом за пределы участка (при наличии);
- техническая и биологическая рекультивация земли (подъездных дорог и приустьевых площадок);
- утилизация отходов.

Расчет стоимости ликвидации выполнен согласно перечню наземного оборудования, сооружений и коммуникаций, подлежащих ликвидации (рекультивации, утилизации), объемам работ, представленных Заказчиком.

В работе проведена ориентировочная оценка необходимых материально-технических, трудовых затрат на ликвидацию скважин и других производственно-хозяйственных объектов и сооружений, а также на рекультивацию использованных земель.

Исходные параметры, необходимые для расчетов приняты на основании существующих норм и утвержденных калькуляций. Стоимость материалов, техники и услуг взяты исходя из текущих расценок.

8.4. Общая стоимость ликвидации скважин

Расчет затрат на ликвидацию скважин был рассчитан на основании фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину и количеством планируемых к выбытию скважин на конец срока действия контракта.

Таким образом затраты на ликвидацию скважин, платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов составят – 23195,2тыс.тг.

Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважин на **месторождения Мортук** приведена в таблице 8.4.1. Подробные сметные расчеты представлены в Приложении №5.

Таблица 8.4.1 - Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважины

Сметный расчет стоимости строительства в сумме				23195,2	тыс.тенге
Сводный сметный расчет стоимости строительства					
Ликвидация скважин на месторождения Мортук					
№ п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость 1 скважины, тыс. тенге	Количество скважин	Всего, тыс.тенге	
1	2	3	4	5	
1	Ликвидация скважин на месторождения Мортук	5797,8	4	23195,2	
	Итого		4	23195,2	

8.5. Расчет отчислений в ликвидационный фонд

Согласно Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений в рамках проекта разработки может быть определен удельный норматив в тенге на 1 тонну добытой нефти. Суммарная добыча нефти за расчетный период разработки месторождения принимается из последних проектных документов, утвержденных уполномоченными органами Республики Казахстан.

Расчет отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 8.5.1.

Таблица 8.5.1-Расчет отчислений в ликвидационный фонд

Наименование	Ед. изм.	Сумма
Ликвидация скважин	тыс. тнг.	23195,2
Рекультивация земли	тыс. тнг.	6028,8
Отчисления подлежащие выплате	тыс. тнг.	29244

По данным таблицы 8.5.1. видно, что на основании произведенных расчетов, сумма обеспечения ликвидационного фонда на контрактной территории на конец периода разведки составит **29244 тысяч тенге**.

9. Мероприятия по обеспечению безопасности населения и персонала, зданий и сооружений

Контроль над вопросами безопасности труда, охраны здоровья и окружающей среды осуществляется посредством документированной «Ведомственной системы безопасности труда и охраны окружающей среды на объекте компании, которая охватывает все стороны деятельности компании и ее подрядчиков.

Ведомственная система разработана силами производственно-технического персонала компании в соответствии с действующими законами Республики Казахстан, Постановлениями Правительства Республики Казахстан, техническими документами в области охраны труда, техники безопасности, охраны окружающей среды.

Ведомственная система включает НТД регламентирующее управление охраной труда и окружающей природной среды в аппарате управления и на объектах компании.

В структуре аппарата управления компании на стратегическом уровне управление ОТТБ и ООС осуществляют:

- Положение об организации работ по ОТТБ и ООС;
- Положение о ведомственном контроле и анализе ОТТБ и ООС;
- Рекомендации по стимулированию работы по ОТТБ и ООС;
- Формы и критерии морального и материального воздействия на персонал за состояние ОТТБ и ООС;
- Положение о порядке обучения персонала безопасным методам работы.

В структуре аппарата управления компании на стратегическом уровне управление ОТТБ и ООС осуществляет:

- Региональный менеджер, его заместители, главные специалисты управления;

В структуре компании на оперативном уровне управление ОТТБ и ООС осуществляют:

- Начальник, его заместители и находящиеся в их подчинении руководители функциональных и производственных подразделений (отделов, служб, участков);
- Общую координацию осуществляет специально назначенное приказом должностное лицо, возглавляющее службу (отдел) ОТТБГОЧС и ООС;
- Оперативное управление ОТТБ и ООС, на объекте осуществляют руководители этих объектов, их заместители, инженеры технологи которые персонально отвечают за обязательную оценку рисков, выделение ресурсов.
- Руководство организационной работой ОТТБ и ООС и ее координация возлагается на специально функционирующий отдел «Охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды» состоящий из назначенных приказом лиц.

Основными задачами отдела являются:

- Координация работ по разработке Политики и достижению стратегических целей в области ОТТБ и ООС;

- Ведомственный контроль над соблюдением Законов РК, Правил, стандартов, нормативов и других РД ОТТБ и ООС, за выполнение Постановлений и приказов, указаний органов государственной власти и государственного надзора;
- Организационное и методическое руководство разработкой планов мероприятий по ОТТБ и ООС, смет расходов на их выполнение;
- Организация и проведение периодических проверок по ОТТБ и ООС;

Контроль над соблюдением Положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве. Участие в расследовании несчастных случаев с особо тяжелыми последствиями, категорийных аварий, пожаров, выбросов вредных веществ и разработке мероприятий по их предупреждению.

- Проводит систематический анализ ОТТБ и ООС, вносит предложения по их корректировке;
- Осуществляет контроль над составлением технических заданий на разработку оборудования и технологических процессов, направляет документацию на экспертизу, включая импортное оборудование, о соответствии требованиям стандартов, правил, норм безопасности действующим на территории РК;
- Привлекает научно-исследовательские организации по технике безопасности для решения проблем ОТТБ и ООС;
- Участвует в согласовании задания на проектирование объектов в части ОТТБ и ООС;
- Участвует в предоставлении на экспертизу и сертификацию применяемого оборудования, материалов и выпускаемой продукции;
- Участвует в работе комиссий по проведению испытаний новых образцов оборудования, приборов, аппаратуры;
- Организует контроль обучения по ОТТБ, проверки знаний и допуска к работе персонала;
- Обеспечивает информационную базу (методическая литература и т.д.), организует и оснащает кабинеты по ОТТБ и ООС;
- Осуществляет контроль над проведением мероприятий по пожарной безопасности и предупреждению чрезвычайных ситуаций;
- Организует и контролирует безопасность дорожного движения;
- Планирование, координация работ, контроль и анализ выполнения мероприятий по охране окружающей природной среды, рационального использования природных ресурсов;
- Совместно с другими службами организует издание инструкций, программ, информационных материалов по ОТТБ и ООС. Изучение, распространение передового опыта и научно-технических достижений в области ОТТБ и ООС, семинары, совещания, конференции, выставки ОТТБ и ООС;

Рассмотрение писем, заявлений, жалоб по вопросам ОТТБ и ООС.

Для формирования Политики, Стратегических целей в области ОТТБ и ООС, осуществления ведомственного контроля в компании и на объектах создана посто-

янно действующая комиссия (ПДК) по ОТТБ и ООС, под председательством директора, в состав комиссии включаются главные и ведущие специалисты, начальники отделов.

Основные функции ПДК

Проведение целевых и комплексных проверок состояния ОТТБ и ООС на объектах;

- Рассмотрение проектов планов ОТТБ и ООС, планов предупреждения возможных аварий и осложнений;
- Проведение проверки знаний ИТР;

Организация и руководство проведением общественных мероприятий; Рассмотрение вопросов о привлечении к ответственности работников, виновных в нарушении ОТТБ и ООС, а также поощрении коллективов и отдельных работников за хорошие показатели и активную работу в этой области. Согласно действующих, на территории РК законов на объектах КОМПАНИИ реализовано осуществление технического надзора

Разработана соответствующая процедура, определяющая порядок и организацию работы по сбору данных о травматизме.

На промышленном объекте, анализу основных причин и принятию мер по недопущению подобных случаев в будущем в соответствии с действующими нормами и правилами.

В основе системы мероприятий по проведению сбора данных о травматизме, аварийности на промышленном объекте, а также осуществлению анализа их основных причин лежит «Положение о ведомственном контроле и анализе охраны труда и окружающей среды в компании предусматривающее осуществление активного и реактивного контроля:

- Активный контроль дает информацию при отсутствии, каких либо несчастных случаев, чрезвычайных ситуаций;
- Реактивный контроль дает информацию при несчастных случаях, заболеваниях, ЧП (включая аварии, пожары и т.д.), которые имели место, и помогает разработать меры предотвращения подобных случаев.

Мероприятия по обучению персонала в аварийных ситуациях

Безопасность работы на опасных производственных объектах компании обеспечивается реализацией программы по подготовке и обучению всего персонала безопасной эксплуатации оборудования и соответствующим навыкам действий при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Проводится периодическое обучение руководящего состава принципам действий в чрезвычайных ситуациях, появление которых возможно на декларируемом объекте.

Вводный инструктаж включает в себя ряд обязательных для всех подразделений компании, разделов, часть из которых относится к вопросам изучения способов защиты и действиям при различных авариях:

- Способы и сигналы оповещения об аварийных ситуациях;
- Значение и содержание сигнальных цветов, знаков безопасности, звуковой и световой сигнализации;

- Основные вредные и опасные производственные факторы;
- Основные сведения о предельно допустимых значениях вредных производственных факторов;
- Промышленная вентиляция, аварийная вентиляция, режим ее работы; Назначение, классификация, порядок выдачи и замены СИЗ и СИЗОД; Порядок и правила пользования СИЗ и СИЗОД;
- Способы и средства оповещения о пожаре и вызова пожарной команды; Планы эвакуации людей и места сбора;
- Порядок пользования противопожарным инвентарем и средствами пожаротушения;
- Средства и способы тушения нефтепродуктов, электропроводки, электроустановок;
- Порядок оповещения о несчастных случаях на производстве;
- Способы и средства вызова скорой медицинской помощи на объектах;
- Способы и методы оказания первой доврачебной помощи пострадавшему при несчастных случаях и отравлениях (поражении электрическим током, при термических и химических ожогах, тепловом и солнечном ударах, обморожениях, ранениях, переломах, ушибах, повреждения органов зрения, отравлениями парами нефтепродуктов и газами).

Весь персонал, отвечающий за эксплуатацию опасных производственных объектов, проходит обучение способам защиты и действия в чрезвычайных ситуациях.

Разработаны программы обучения с учетом конкретных требований к каждому объекту. В программу обучения персонала включен раздел, касающийся воздействия различных углеводородов на здоровье, безопасность и окружающую среду. Полученные во время обучения знания поддерживаются и расширяются в процессе регулярно проводимых учений на объекте, интенсивность которых предполагается не реже двух раз в год. Персонал прошел элементарный курс экологических знаний с целью получения представления об отрицательном воздействии залповых выбросов и разливов на природу и здоровье.

В основе обучения персонала способам защиты и действий при возникновении аварий заложены «Планы действий при возникновении аварийных ситуаций» (ПЛАС). Проводимые на основе выполнения требований ПЛАС тренировочные занятия охватывают комплекс мер необходимых для минимизации возможного ущерба при возникновении аварийных ситуаций, необходимые действия персонала по защите имущества компании, избеганию человеческих потерь, снижению ущерба для окружающей среды.

Мероприятия по повышению промышленной безопасности

Основным мероприятием, направленным на повышение безопасности эксплуатации опасных производственных объектов, является разработка плана управления вопросами ОТТБ и ООС. Он содержит всю информацию для определения необходимых работ, которые должны быть выполнены, соответствующие виды ин-

спекций (проверок), гарантирующих контроль рисков для персонала и окружающей среды в соответствии лучшей практикой работы на нефтяных и газовых месторождениях.

В плане описан порядок выполнения требований Руководства и Политики в отношении техники безопасности, охраны труда, окружающей среды и выполнения соответствующих законодательных актов Республики Казахстан. Делаются ссылки на существующие процедуры по реагированию на аварийные ситуации для охвата всех производственных критических случаев.

Основными мероприятиями, направленными на предотвращение выделений вредных, взрывопожароопасных веществ и обеспечение безопасных условий труда являются:

- Обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов;
- Автоматизация и дистанционный контроль;
- Размещение вредных и взрывопожарных производств в отдельных помещениях и на открытых площадках;
- Вентиляция производственных помещений.

Предусмотрена автоматизация технологических процессов бурения скважин в части сбора данных, управления и контроля технологических процессов. Технологические

установки выполнены в виде модулей, каждый из которых оснащен необходимым комплектом приборов автоматического контроля и регулирования технологических параметров (температуры, давления, уровня и т.д.).

В автоматизированной системе управления технологическим процессом использованы средства микропроцессорной техники. Все сигналы оповещения, предусмотренные на объекте, выведены с соответствующих датчиков, приборов в центр управления на пульт оператора.

В зависимости от характера изменений и потенциальных последствий начальниками производственных участков принимаются соответствующие меры по восстановлению нормальных рабочих режимов. В случае, если сохраняется аварийная ситуация или нарушение технологических параметров, или их наличие ведет к срабатыванию дополнительной сигнализации, связанной с дальнейшим отклонением рабочих параметров за пределы нормального диапазона, по сигналам из центра управления автоматически запускается процедура реагирования. Автоматическая система управления также связана с системой выявления загазованности или возгорания, которые срабатывают автоматически.

Для защиты работников и оборудования в случае аварийных ситуаций при эксплуатации предусмотрена система аварийного останова (САО). В зависимости от типа аварийной ситуации предусмотрена возможность останова оборудования на всем объекте или отдельных участках автоматически. Система аварийного останова в ручном режиме приводится в действие автоматически в случае пожара на одном из участков. Во избежание ненужных остановов, противопожарная система срабатывает с выполнением процедуры аварийного останова только после получения сигналов возгорания не менее чем двух датчиков. Дренажные трубопроводы и

трубопроводы сброса на факел подключаются к герметизированным дренажным и факельным системам.

Применяемое оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию технологических оборудования, механизмов, узлов и агрегатов. Размещение запорной арматуры обеспечивает удобное и безопасное обслуживание.

Все технологические трубопроводы после монтажа подвергаются пневматическому и гидравлическому испытанию.

Защита аппаратов и оборудования, работающих под давлением, предусматривается установкой предохранительных клапанов, запорной арматуры, средств автоматического контроля, измерения и регулирования технологических параметров.

На всех напорных трубопроводах от каждого насоса установлены обратные клапаны. Все насосы заземлены, независимо от наличия заземления электродвигателей, находящихся на одном основании.

Все показания контрольно-измерительных приборов, находящихся на щите операторной, дублируются приборами, установленными непосредственно на аппаратах.

Все элементы технологического оборудования и трубопроводов изолируются матами и покрываются алюминиевыми листами.

Для обслуживания арматуры и приборов на высоте более 0,75 м предусмотрены стационарные лестницы, площадки с ограждениями.

Наземные трубопроводы укладываются на несгораемые опоры.

Сброс конденсата при ремонте осуществляется от узла замера в дренажную емкость, а газа - в факельную систему.

Для отогрева замерзших трубопроводов и арматуры применяются вода и пар.

На наружных площадках (замера конденсата и т.д.) предусмотрено автоматическое пожаротушение и автоматическая пожарная сигнализация.

Сооружения размещены в соответствии с санитарно-защитными зонами и противопожарными нормами на безопасном расстоянии от существующих промышленных и гражданских сооружений, инженерных сетей.

Решение по технике безопасности.

Все работники обеспечены необходимыми подсобными вспомогательными помещениями бытового обслуживания, встроенными в производственные здания и операторские).

Все рабочие места обеспечены инструкциями, схемами, предупредительными знаками и надписями. Рабочие обеспечены спецодеждой и индивидуальными средствами защиты.

Для снижения шума и вибрации от технологического оборудования предусмотрено:

- Заключение в кожухи механизмы, производящие шум и вибрацию;
- Установка гибких связей;
- Упругие прокладки пружины;

- Установка вибрирующего оборудования на самостоятельные фундаменты и
- модули;
- Применение вибробезопасного и малозадающего оборудования;
- Применение средств индивидуальной защиты.

Средства и мероприятия по защите людей. Мероприятия по созданию, подготовке и поддержанию в готовности к применению на промышленном объекте сил и средств по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Для осуществления эффективных мероприятий по защите людей и ликвидации аварии создана система формирований гражданской обороны, которая поддерживает в готовности к применению силы и средства по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций, обеспечивает согласованные действия персонала различных уровней и знание руководящим составом своих ролей и обязанностей в аварийных ситуациях.

На основании закона Республики Казахстан «О гражданской защите»/ Организационная структура описывает внутренние ресурсы аварийного реагирования и их прямое назначение, оснащенность формирований техникой и имуществом, степень готовности. Территориальные и объектовые формирования могут привлекаться к ликвидации возможных чрезвычайных ситуаций вне зависимости от их принадлежности к отдельным подразделениям, поэтому нет необходимости разделения этих формирований по отношению к какому либо особо опасному производству. При организации формирований и их дислокации была учтена необходимость их применения в местах возможных наиболее крупных аварий, для их более эффективного и быстрого реагирования. Формирования гражданской обороны организованы из числа сотрудников компании и сформированы таким образом, чтобы при выполнении задач члены формирований (по возможности) находились на участках выполнения их основных обязанностей. При такой организации члены формирований могут более грамотно, профессионально и эффективно выполнять задачи связанные с ликвидацией возможных чрезвычайных ситуаций.

Организационная структура позволяет привести формирования в полную готовность, в течение 4 часов.

Характеристика мероприятий по обучению работников промышленного объекта способам защиты и действий в чрезвычайных ситуациях

Для организации эффективных мероприятий по защите персонала во время возникновения чрезвычайной ситуации и ликвидации аварии необходимо обеспечить согласованные действия персонала различных уровней. Данная цель может быть достигнута путем регулирования учений и тренировок.

Требования к мероприятиям по обучению для поддержания способности активного аварийного реагирования включены в общий План обучения и развития компании сводятся к следующему.

Ввиду того, что человеком, который обнаружит аварию, может оказаться любой сотрудник компании (включая персонал заказчика и подрядчика), весь персонал проходит обучение действиям в случае обнаружения аварийной ситуации. Таким образом, каждый работник компании получает необходимые знания для информирования об аварии и принятия надлежащих первоначальных мер.

С персоналом подрядчика, перед началом работы на каком-либо из объектов проводится вводный инструктаж или, как минимум, перед тем как приступить к работе персонал подрядчика получает инструктаж от своего работодателя.

Представители руководства КОМПАНИИ в аварийных ситуациях принимают на себя обязанности и полномочия старшего на месте аварии. Некоторые члены руководства компании также входят в состав комиссии по ЧС, занимая там определенные должности. Требования по обучению данного персонала содержатся в общей программе обучения: доводящего персонала. Обучение персонала со специальными обязанностями в период ликвидации аварии. Специальные обязанности в период ликвидации аварии имеют руководители объектовых и территориальных формирований.

Для них разработаны особые процедуры обучения. Персонал, назначенный для выполнения этих обязанностей, проходит соответствующее обучение.

9.1. Мероприятия по охране недр

Наиболее сложной и ответственной задачей при ликвидации нефтепромыслов и находящихся на них скважин является охрана недр.

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Законом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании».

Недр пользователь несет полную ответственность за состояние охраны недр, так и в процессе ликвидации его объектов. Ответственность за соблюдение требований законодательства в области охраны недр несет непосредственно руководитель Компании, осуществляющего пользование недрами.

Мероприятия по охране недр в процессе ликвидации разведочных скважин предусматривают:

- > обеспечение полноты достоверной оценки состояния скважин перед их ликвидацией;
- > сохранение свойств энергетического состояния верхних частей недр на уровне, предотвращающем появление техногенных процессов;
- > достоверный учет извлеченных и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;
- > соблюдение установленного порядка ликвидации объектов недропользования;
- > надежную прочность и герметичность цементных мостов, отсекающих продуктивные горизонты в добывающие и водопринимающие пласты в нагнетательных скважинах;
- > разработку мероприятий по предупреждению осложнений в процессе проведения ремонтно-изоляционных работ, если таковые появятся.

Работы по ликвидации скважин, должны проводиться на высоком технико-экономическом уровне, с использованием всех достижений науки и техники, при достаточно высокой экологической культуре персонала.

При этом роль играет не только соблюдение технологии ликвидации объектов, но и организация работ. Так, в большинстве случаев, аварийные ситуации, как правило, возникают из-за нарушений исполнителями правил ведения работ.

Одной из наиболее ответственных операций (с точки зрения надежности ликвидации и охраны недр) является установка цементного моста. Качество проводимого цементирования оказывает существенное влияние на экологические показатели сохранности ликвидированной скважины.

При цементировании должен применяться качественный цемент с химическими добавками, улучшающими качество бетона:

- замедлитель схватывания;
- понизитель водоотдачи;
- понизитель трения.

Ликвидация дефектных скважин (с нарушенной герметичностью эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной и т.д.) без устранения дефектов не допускается. При обнаружении в ходе работ по ликвидации скважины недостатков (устьевое давление, межколонные проявления, грифоны и т.п.) скважина должна быть выведена из процесса ликвидации. Предприятие-пользователь недр – обязано выяснить причины недостатков; разработать и реализовать мероприятия по их устранению по планам, согласованным с областной инспекцией геологии и недропользования.

Важным условием надежной охраны недр являются требование и поддержание в работающем персонале высокой экологической культуры.

После окончания работ по ликвидации скважины и демонтажа оборудования необходимо проведение мероприятий по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с существующими требованиями.

9.2. Мероприятия по охране окружающей среды

При ликвидации производственных объектов обеспечивается безопасность для жизни и здоровья населения, охрана зданий и сооружений, атмосферного воздуха, земель, вод, животного мира и других объектов окружающей среды.

Экологические критерии являются доминирующими при принятии решения о ликвидации объекта. Это объясняется тем, что ее организация не должна вызывать негативных изменений окружающей среды в ареале проводимых работ. При проектировании ликвидации промышленных объектов в обязательном порядке должны учитываться:

- разработка раздела проекта «Охрана окружающей среды»
- разработка вопросов рекультивации объекта в составе проекта ликвидации объекта;
- техническая рекультивация объекта;
- биологическая рекультивация объекта, если есть в этом необходимость.

Мероприятия по предотвращению подземных пожаров, в данном проекте не рассматриваются, так как технология не предусматривает возникновение пожаров.

9.3. Мероприятия по предотвращению загрязнения подземных вод

Мероприятия по снижению воздействия на подземные воды условно можно разделить на две группы:

- общие меры;
- мероприятия по защите непосредственно грунтовых вод.

Они в свою очередь делятся на технические и технологические меры для первой группы и профилактические и специальные для второй группы.

К профилактическим мероприятиям относятся:

- контроль вод посредством 3-4 наблюдательных скважин, с целью определения загрязненности грунтовых вод;
- наблюдения проводить в течение года ежеквартально и в дальнейшем в течение 3-х лет с периодичностью 1 раз в год.
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения грунтовых вод.

К специальным мероприятиям относятся:

- ликвидация областей загрязнения подземных вод путем откачки их из центра области загрязнения;
- откачку загрязненных подземных вод для локализации области загрязнения и недопущения дальнейшего распространения загрязняющих веществ по водоносному горизонту;

Осуществление специальных защитных мероприятий требует больших материальных затрат и зачастую сопряжено со значительными техническими трудностями. Особенно сложным является сброс больших количеств откачиваемых загрязненных подземных вод. Поэтому в охране подземных вод важное значение имеют профилактические мероприятия.

9.4. Обеспечение радиационной безопасности населения

Общеизвестно, что природные органические соединения, в том числе нефть и газ являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление в нефти, газоконденсате, пластовых водах являются закономерным геохимическим процессом.

Для общей оценки и контроля радиоэкологической обстановки на рассматриваемом объекте и обеспечения радиационной безопасности местного населения и работающего персонала при проведении работ предусмотрены радиационные измерения.

Определение уровня радиации рекомендуется проводить на территории вахтового поселка, СЗЗ и нефтепромысле.

Для осуществления радиационного мониторинга будут применяться методы, предусмотренные соответствующими методиками и сертификатами, оборудованием и средствами измерений. Для измерения радиационного фона используется геологоразведочный прибор СРП- 88Н.

Проведение измерений радиационного фона – один раз в полугодие.

Результаты радиационного фона будут записываться в виде таблицы

№№ п/п	Точки отбора	Эквивалентная доза		Класс опасности
		У излучение мкЗв/год	У излучение мкр/час	
1	СЗЗ			
2	Нефтепромысел			
3	Территория вахтового поселка			
4	Резервуарный парк			

9.5. Оценка воздействия ликвидации объектов недропользования на окружающую среду

Антропогенный пресс при реализации проекта испытают все элементы природной среды, в том числе: атмосферный воздух, воды, почвенный и растительный покров, биотические комплексы, то есть произойдет комплексное воздействие на все компоненты геосистем.

Анализ экологических последствий развития различных производственных объектов позволил выявить потенциально возможные экологические проблемы, возникающие при взаимодействии техногенных объектов и окружающей среды и ранжировать основные факторы техногенного воздействия по степени их влияния на природную обстановку. Основными потенциальными факторами воздействия на природную среду могут являться:

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;
- сбросы сточных вод на рельеф;
- загрязнение экосистем технологическими жидкостями;
- механические нарушения почв;
- изменение гидрологического и гидрогеологического режима территории;
- изменение геодинамической обстановки в пластах;
- шумовое загрязнение окружающей среды;
- антропогенный фактор воздействия на фаунистические комплексы.

В данном проекте оценка факторов техногенного преобразования природной среды при реализации проектных решений отражает количественные и качественные уровни воздействия и основывается на комплексном подходе, предполагающем определение нагрузок на все компоненты экосистем с учётом эффектов суммации, аккумуляции и последующих цепных реакций, поскольку оценка воздействий на отдельные компоненты, даже являющиеся ведущим фактором природного хода сукцессии, не позволяет обнаружить полный объём эффектов взаимодействия.

Воздействие определяется степенью измененности отдельных природных компонентов или их структуры в целом. При этом она может проявляться либо в виде его техногенных модификаций, либо в виде коренной перестройки основных структур всего комплекса.

Техногенная модификация природного территориального комплекса при реализации проектных решений является следствием соответствующего режима воздействия, при этом, отчасти, природное саморегулирование заменяется техническим.

Все многообразие причин, которое может привести к загрязнению природной среды, можно с достаточной степенью условности свести в три основные группы:

- несовершенство технологии строительства;
- несоблюдение технологических регламентов;
- ненадежность оборудования, конструкций и элементов обустройства площадок.

Поэтому, помимо экологической обоснованности технических решений учитывались природные динамические тенденции и потенциальные возможности самовосстановления природных экосистем.

Основной целью комплексной оценки является выделение территорий, объединенных комплексом проблемных ситуаций, возникающих в результате хозяйственной деятельности и требующих осуществления специфического набора природоохранных мероприятий.

Уровень воздействия на отдельные компоненты природной среды определялся наиболее явными фиксируемыми количественными параметрами, определяемыми по содержанию загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, почве, и воде (в пересчете на ПДК), а также по физическим процессам поступления (перемещения) вещества и энергии.

Выделяемые территории (зоны воздействия) объединены в соответствии с интенсивностью техногенного воздействия на окружающую среду, а именно:

- атмосферный воздух;
- почвы, земли;
- растительность;
- животный мир;
- водные ресурсы;
- геологическую среду.

В данном проекте под зоной воздействия подразумевается часть территории, где в результате хозяйственной или иной деятельности происходят изменения в окружающей природной среде.

Зона наиболее интенсивного воздействия – здесь возможно воздействие превышающее допустимые нормы. То есть может измениться свыше 70 % от исходного состояния природного комплекса (совокупность элементов живой и неживой природы, находящихся в определенной связи и отношениях между собой и образующих относительно устойчивое единство или целостность). Антропогенное воздействие гораздо сильнее природных факторов, влияющих на изменение экотопа.

В рельефе может происходить образование новых форм, изменяющих геохимические потоки, геохимические барьеры и пути миграции химических элементов. Нарушения почвенного покрова на уровне типов может превысить 70 % от общей площади природного комплекса. В почвогрунтах возможно изменение окислительно-восстановительных условий в результате вторичного засоления.

Изменение химического состава поверхностных и грунтовых вод возможно на уровне, подавляющим процессы ассимиляции и диссимилиации в биоценозе и тем самым приводящее к угнетению биоты. Возможна общая деградация природного комплекса, приводящая к опустыниванию или образованию техногенного ландшафта.

После прекращения антропогенного воздействия восстановление данного вида природного комплекса без проведения обширных природоохранных мероприятий невозможно.

Зона интенсивного воздействия – в этой зоне будет наблюдаться значительное воздействие с существенным превышением допустимых норм, может изменяться до 50-70 % от исходного состояния природного комплекса.

Изменение экотопа идет под преобладающим воздействием антропогенных факторов воздействия.

В горных породах возможно изменение физико-химических свойств и механических свойств приводящее к преобразованиям структуры. В рельефе может происходить образование новых форм.

Целостность почвенного покрова на уровне типов сохраняется. В почвах возможно проявление вторичного засоления или изменение вторичных химических процессов.

На почвах с легким мехсоставом могут развиваться дефляционные процессы, которые могут распространяться на сопредельные территории. В почвах возможно замедление темпов накопления органического вещества, разрушение гуминовых и фульвокислот, уменьшение содержания азота.

В растительных сообществах возможно изменение структуры, выражающееся в смене доминантных видов. Морфофизиологические показатели свидетельствуют об угнетенном жизненном состоянии большинства видов. Проективное покрытие изреженное. При восстановлении растительности появляется лишь часть видов с широким ареалом распространения.

Возможно уменьшение видового разнообразия и численности представителей энтомофауны и педобионтов. Трофические связи укорачиваются, в фаунистическом комплексе будет происходить общее упрощение структуры.

Уровень экологической емкости превышен и при продолжающемся антропогенном воздействии наступит постадийная трансформация природного комплекса с образованием нового.

После прекращения антропогенного воздействия самостоятельный возврат на природно-обусловленный путь развития растянется на длительное время в результате нарушения естественного экологического равновесия, поэтому здесь необходимо применение комплекса рекультивационных и природоохранных мероприятий.

Зона умеренного воздействия - здесь будет наблюдаться воздействие приближающееся к верхнему пределу допустимого или несущественно превышает его. Изменения затронут до 20-50 % от исходного состояния природного комплекса.

Изменение экотопа происходит под воздействием природных и антропогенных процессов примерно в равных пропорциях.

Целостность почвенного покрова на уровне подтипов сохраняется, хотя возможно механическое нарушение в пределах почвенных разностей. В почвах возможно снижение темпов накопления гумуса и азота, ускорится минерализация гуминовых кислот. Возможно образование дефляционно опасных участков, и возрастание риска распространения дефляции на сопредельные территории.

Изменение химического состава поверхностных и грунтовых вод будет происходить на уровне, оказывающем влияния на процессы ассимиляции и диссимиляции в биоценозе и тем самым приводящее к структурным изменениям биоты и снижения численности особей на 15-30 % территории природного комплекса.

Биоценотические изменения будут выражаться, главным образом в изменении структуры, состава и динамики фито- и зооценозов.

В растительных сообществах возможно увеличение доли сорнотравных видов и видов-индикаторов загрязнения и сбоя. Изменение проективного покрытия и биопродуктивности могут достичь значений превышения типичного диапазона.

Локально уменьшится видовое разнообразие энтомофауны, а также обилие педобионтов, для которых создаются неблагоприятные условия.

Под влиянием антропогенного вытеснения может сократиться ареал распространения и численность основных групп наземных позвоночных. Одновременно может происходить заселение новых экологических ниш синантропными видами.

Общее накопление загрязнителей антропогенного происхождения, не свойственных для данного природно-территориального комплекса, в отдельных компонентах может приблизиться к верхнему пределу санитарно-токсикологических нормативов.

В зону умеренного воздействия попадают территории, расположенные в радиусе 500 м от площадки бурения и сопутствующих объектов.

Зона незначительного воздействия – в данной зоне воздействие будет фиксироваться на уровне гораздо ниже допустимых норм. Изменениям подвергнется до 20 % исходного природного комплекса.

Изменение экотопа (атмосфера, вода, почва, горная порода) будет происходить под воздействием преимущественно природных процессов. Изменением почвенного покрова затронута до 10-15 % от территории природного комплекса. Морфоструктурных изменений горных пород и образования новых форм рельефа не наблюдается.

Нарушение верхней части почвенного профиля может привести к ухудшению среды произрастания растений, восстановление исходных свойств почв возможно, но в ее морфологическом строении сохранятся некоторые не характерные для данной почвы черты. Целостность почвенного покрова на уровне подтипов и видов сохранится.

Изменение химического состава поверхностных и грунтовых вод будет происходить на уровне не оказывающим существенного влияния на процессы ассимиляции и диссимиляции в биоценозе.

Биоценотические изменения будут происходить преимущественно под воздействием природных процессов. Под влиянием антропогенного фактора изменения структуры, состава и динамики растительных сообществ будут незначительные. Изменение проективного покрытия и биопродуктивности незначительно превысят типичный диапазон.

После уменьшения или прекращения антропогенного воздействия возможно постепенное возвращение (3-6 лет) на природно-обусловленный путь развития, то есть экологическая емкость природного комплекса не будет превышена и естественное экологическое равновесие не нарушено.

Зона слабого воздействия – антропогенное воздействие будет на уровне порога чувствительности современных инструментальных средств контроля.

Экотопические и биоценотические изменения будут обусловлены в основном природными процессами. Накопление антропогенных загрязнителей возможно в скрытом виде без видимых проявлений.

9.6. Меры, исключающие на период консервации не санкционированное использование и доступ к законсервированным объектам

Во время ликвидации будут применяться следующие меры, исключающие на период ликвидации не санкционированное использование и доступ к ликвидируемым объектам:

- репером высотой не менее 0,5 м и на металлической таблице электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), предприятие-пользователь недр, дата ее ликвидации.
- Вся техника, используемая в процессе ликвидационных работ будет находиться на специализированной стоянке.
- Объект будет охраняться охранным агентством: каждая машина проверяется перед въездом, без допуска не разрешается въезд на территорию.

9.7. Меры по рекультивации нарушенных земель

Рекультивация земель предусматривает комплекс мероприятий, направленных на восстановление нарушенных земель, частично или полностью утративших свою ландшафтную первозданность и иную ценность или являющихся источником отрицательного воздействия на окружающую среду в связи с нарушением почвенного покрова, гидрологического режима и рельефа местности в результате разведки углеводородного сырья.

9.7.1. Фактическое и прогнозируемое состояние нарушенных земель

В результате эксплуатации природных ресурсов на контрактной территории почвенный покров претерпел антропогенные нарушения практически повсеместно. Эти нарушения являются результатом, во-первых, длительного сельскохозяйственного использования региона под отгонное животноводство, во-вторых, эксплуатации природных ресурсов отраслями нефтедобывающей промышленности.

В настоящее время на контрактной территории представляет собой промышленную зону с технологическим циклом разведочного бурения и обустройства с сопутствующими коммуникационными службами. Современное состояние почвенного покрова несет на себе отпечаток техногенной нарушенности, отражая характер, темпы и масштабы разведки и обустройства месторождения. В результате функционирования технологических линий нефтедобывающей отрасли почвенный покров испытал антропогенные воздействия прямого и косвенного характера в виде механического нарушения и химического загрязнения.

Основными видами воздействия на почвенный покров были и остаются пастбищное животноводство и техногенное воздействие, которые проявляются через физическое (животными), механическое нарушение и химическое загрязнение.

Все виды воздействия носят локальный, линейный и точечный характер.

Механическое повреждение почвенного покрова локального характера проявляется в результате использования территории под отгонное пастбищное животноводство. В результате обустройства летовок, зимовок, кошар и загонов для скота на площади не более 1-2 га отмечено уничтожение растительного покрова и

разбивание верхнего почвенного горизонта. Это приводит к снижению агромелиоративных свойств нарушенных почвенных разностей. К нарушению почвенного покрова приводит и такой вид антропогенной деятельности, как выкорчевка и вырубка кустарников и полукустарников на топливо, перевыпас скота, прокладка проселочных дорог. Повсеместно отмечено довольно частое, хотя и мозаичное, наличие пустошных площадей лишенных растительности. Степень нарушенности определяется как слабая и обратимая во времени.

Нарушенность почвенного покрова *линейного* характера проявляется как при сельскохозяйственном, так и при техногенном воздействии. Степень нарушенности почвенного покрова при каждом из вышеперечисленных видов воздействия различна.

При сельскохозяйственном виде воздействия линейного характера (прокладка проселочных дорог, скотопрогонов) отмечается уплотнение верхнего почвенного горизонта на относительно узких по ширине, но длительных по протяженности площадях. Степень нарушенности почвенного покрова при данном виде воздействия классифицируется как умеренная.

Техногенный вид воздействия линейного характера проявляется в форме дорожной дигрессии при прокладке линий нефтепроводов, грунтовых дорог и дорог с твердым покрытием. Вследствие механического воздействия на почвенный покров отмечено уничтожение верхних генетических горизонтов почвенного профиля непосредственно под телом дорог и нефтепроводов, уплотнение верхнего почвенного горизонта на прилегающих к транспортным коридорам территориях. Степень нарушенности почвенного покрова при данном виде воздействия характеризуется как сильная.

Масштабы проявления техногенного вида воздействия точечного характера определяются размерами площадок действующих, законсервированных и ликвидированных скважин. При данном виде механического воздействия происходит глубокая и необратимая трансформация почвенного покрова с изменением морфологических свойств почвенного профиля (уничтожение плодородного слоя, нарушение генетических горизонтов и их водно-солевого режима). Степень воздействия очень сильная и необратимая во времени.

Принимая во внимание степень и характер нарушенности земель на контрактные территории, обустройство селитебно-промышленного комплекса месторождения и сопутствующих ему коммуникационных сооружений на проектируемом участке приведет также к нарушению почвенного покрова *площадного* характера.

При строительстве технологических объектов будет уничтожаться растительный покров, разрушаться и уплотняться верхние горизонты почвы. Помимо механического нарушения, почвенный покров территории проектируемого обустройства будет загрязняться нефтепродуктами и химическими реагентами, поступающими в почву при разведочно-эксплуатационном бурении, частичной переработке и транспортировке нефти. Нефть и сопутствующие токсически вредные компоненты, попав в почву, вызывают существенные, а порой необратимые изменения ее свойств – загрязнение, гудронизацию, засоление с образованием вторичных солончаков, стилизацию верхних почвенных горизонтов. Это, в конечном итоге,

приведет к уничтожению плодородных горизонтов и выпадению загрязненных почв из земельного фонда. Однако на практике прямое химическое загрязнение почв наблюдается на месторождениях крайне редко, и только в случае разовых и аварийных разливов горюче-смазочного материала, аварийных разливов нефти, буровых растворов и т.п. Опосредственное химическое загрязнение будет отмечаться повсеместно вокруг факелов, дизельных электростанций, дизельных буровых, дымовых труб, технических блоков неорганических выбросов, через попадание загрязнителей в атмосферный воздух с дальнейшим выпадением на почвенный покров.

На некоторых участках месторождения, вследствие антропогенной деятельности, возможно техногенное вторичное засоление почвенного покрова.

По степени нарушенности почвенного покрова территорию месторождения можно подразделить на следующие зоны.

Зона сильной степени нарушенности почвенного покрова. К данной зоне относятся земли, изъятые под действующие, законсервированные и ликвидированные нефтяные скважины, групповые установки, пункты сбора и переработки нефти, жилые блоки, линии электропередач, нефтепроводы, газопроводы, транспортные дороги. Механическое воздействие на почвенный покров носит линейный, точечный и площадной характер проявления. В пределах данной зоны будет отмечаться глубокая и необратимая трансформация почвенного покрова с изменением морфологических свойств почвенного профиля (уничтожение плодородного слоя, нарушение генетических горизонтов, водно- солевого режима).

В результате опосредственного химического загрязнения площадного характера, особенно вблизи источников-загрязнителей, в почвенном покрове произойдет накопление загрязняющих веществ, поступающих в почву через атмосферный воздух.

В пределах описываемой зоны не исключается возможность загрязнения почвенного покрова нефтяными и химическими реагентами в случае аварийных ситуаций на технологических линиях. При проведении природоохранных мероприятий (рекультивационных) на их месте будут формироваться антропогенные модификации.

Зона умеренной степени нарушенности почвенного покрова. К данной зоне относятся территории вокруг перечисленных выше объектов и коммуникаций. Механическое воздействие на почвенный покров будет носить линейно-площадной характер проявления. Повсеместно будет наблюдаться уничтожение поверхностного слоя, разрыхление верхней части почвенного профиля, что приведет к уменьшению в нем содержания гумуса и потере агромелиоративного потенциала. В пределах данной зоны предполагается также частичное изменение почвенного покрова в результате разбивания и уплотнения верхнего горизонта за счет дорожной дигрессии, складирование бытового и промышленного мусора. В силу того, что механический состав почвенных разностей в пределах описываемой зоны представлен песками легкого механического состава, в настоящее время являются дефляционно-опасными очагами. При проведении ряда рекультивационных мероприятий возможно восстановление природно-ресурсного потенциала нарушенных почв данной зоны.

Зона слабой степени нарушенности. К данной зоне относятся территории месторождения, расположенные на значительном расстоянии от селитебно-промышленных комплексов. Механическое воздействие на почвенный покров линейно-локального характера проявится в виде дорожно-транспортной дигрессии. Воздействие опосредственного химического загрязнения снижается до минимума, возможно фоновое увеличение при неблагоприятных метеорологических условиях. Природно-ресурсный потенциал почвенного покрова обладает способностью к самовосстановлению при существующих нагрузках.

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

9.7.2. Производство изысканий

Технологический цикл строительства скважин и подъездных дорог к ним, стоянок для спецтехники и автотранспорта, бытовых и производственных помещений, складов для хранения ГСМ и технического оборудования включает установку и демонтаж оборудования, рекультивацию нарушенных земель. Данные виды работ будут сопровождаться скоплением тяжеловесной автотранспортной и буровой техники. Все это приведет к перепланировке ландшафтной структуры территории, выравниванию поверхности, локально-линейному и локально-площадному уничтожению растительного покрова и развитию точечной дефляции на легкосуглинистых почвах и плоскостного смыва и техногенных солончаков на почвах солончакового ряда.

Каждому этапу работ соответствует определенный набор источников воздействия, однако основными видами воздействия на почвенный покров является механическое разрушение и химическое загрязнение различной степени и интенсивности проявления.

Основные виды механического воздействия на почвенный покров заключаются в:

- уничтожении почвенного профиля при обустройстве буровых вышек;
- нарушении верхних горизонтов почвенного профиля при обустройстве коммуникационных объектов вокруг скважин;
- нарушении почвенного покрова при прокладке автодорог к скважинам; Химическое загрязнение почвенного покрова будет происходить вследствие
- загрязнения почвенного покрова горюче-смазочными материалами на всех этапах проведения работ;
- загрязнения почвенного покрова вокруг скважин тампонажными, буровыми растворами и сточными водами в период проведения работ;
- загрязнения почвенного покрова вокруг скважин нефтью и пластовыми водами при возникновении аварийных и нештатных ситуаций;

- поверхностного загрязнения почвенного покрова промышленным и бытовым мусором.

Основным источником механического воздействия является техника, применяемая при строительстве. Неотъемлемой частью начального этапа строительства является перепланировка (выравнивание) поверхности строительных площадок. С этими видами работ связано механическое уничтожение плодородного гумусового горизонта, разрушение структурного состояния и уплотнение нижележащих генетических горизонтов. Такие нарушения непродолжительны по времени, однако значительны по площади. Благодаря естественным компенсационным способностям почвенного покрова, природно-ресурсный потенциал нарушенных почв со временем может восстановиться.

Более сильной трансформации почвенный покров подвергается при механическом воздействии в момент монтажа буровой установки, устьевых частей скважин, установки емкостей под ГСМ, строительстве отстойника промысловых вод, аварийном разливе буровых и тампонажных растворов, нефти. При этом уничтожаются практически все генетические горизонты почвенных разностей, приводящие к коренным изменениям в морфологическом строении почвенного профиля. В итоге поврежденные разности зональных и интразональных почв выпадают из земельного фонда. Такие нарушения носят узколокальный (точечный) характер и их площади будут незначительны в пространстве.

При прокладке подъездных автодорог механический вид воздействия на почвенный покров линейного характера выразится в форме дорожной дигрессии. В первую очередь, по всей длине трасс уничтожится плодородный верхний горизонт, нарушится структура верхних горизонтов в результате увеличения нагрузки, их распыления и переуплотнения. Практика показывает, что на каждые 100 км путей нарушается около 100 га земель. По интенсивности и масштабам данный вид воздействия зависит от водно-физических свойств почвенных разностей, на поверхности которых прокладываются коммуникации. В пустынных условиях лимитирующим фактором, определяющим устойчивость почв к техногенным нарушениям, является их механический состав. Дорожная дигрессия не приведет к существенным изменениям региональной структуры почвенного покрова. Единственным отрицательным моментом явится уничтожение верхних почвенных горизонтов непосредственно под телом и вдоль дорог и трубопроводов, что активизирует вынос тонкодисперсных и пылеватых частиц на прилегающие территории.

Наибольшую опасность для почвенного покрова представляет этап технологического цикла строительства разведочно-эксплуатационных скважин, в период которого осуществляются бурение скважин.

На данном этапе возможно поступление в почву определенного набора химических и токсичных веществ локального характера. Основными источниками химического загрязнения почвенного покрова являются:

- просачивание бытовых и технологических отходов;
- аккумуляция продуктов сгорания ГСМ автотранспорта, буровых и дизельных установок;
- просачивание и аварийные разливы пластовых и сточных вод;
- внештатные и аварийные разливы нефти из устья скважин.

Вследствие попадания в почву химических загрязнителей произойдут необратимые изменения физико-химических, водно-физических, микробиологических свойств почвенного профиля, а почвенный покров потеряет свой природно-ресурсный потенциал на длительный период.

Основными загрязняющими веществами при бурении скважин являются буровые растворы, промывочные жидкости, реагенты для воздействия на пласт, цементы, производственные отходы, бытовой, технический мусор и пр. Доминирующей группой химического загрязнения будет являться сама нефть, сопутствующий ей газ, сточные и подземные минерализованные воды. При этом будет наблюдаться активное изменение структуры почвенного покрова за счет вторичного засоления, нефтехимического загрязнения и накопления тяжелых металлов и почвах. В конечном итоге сформируются техногенные почвенные ареалы с совершенно иными геохимическими свойствами, не типичными для зональных почв с аномальными, на первых порах агрессивными свойствами.

Процесс вторичного засоления почвенного покрова является неотъемлемой частью технологического цикла бурения, во время которого из скважин на поверхность поступают и складируются засоленные подстилающие породы, изливаются высокоминерализованные пластовые воды. Именно последние представляют наибольшую опасность химического загрязнения почвенного покрова. Обладая высокой геохимической активностью и токсичностью, излившиеся пластовые воды быстро просачиваются в почву, изменяя водно-солевой, физико-химический, микробиологический режимы, приводя к изменению самой структуры почвенного профиля. Содержащиеся в пластовых водах глинистые частицы аккумулируются на поверхности, приводя к открыванию исходных почвенных разностей. Высокое содержание водорастворимых солей в пластовых водах усиливают накопление солей в профиле. В конечном итоге почвы, подверженные вторичному засолению, быстро и надолго теряют свой агроэкологический потенциал и переходят в земельном фонде в разряд неудобей. В целях предотвращения масштабного процесса техногенного засоления почв попутными пластовыми водами необходимо строго соблюдать технологический цикл их хранения и вторичного использования.

Для предотвращения попадания перечисленных загрязнителей на почвы необходимо их складирование в специальные емкости с последующим вывозом, и проведение полного цикла рекультивационных работ.

Особую опасность представляет загрязнение зональных почв нефтью и нефтепродуктами, которые могут поступать как в ходе технологического цикла, так и при аварийных ситуациях. Как при поверхностном, так и при внутрипочвенном нефтехимическом загрязнении происходит насыщение почвенного профиля сырой нефтью и его битуминизация. При этом отмечается глубокая трансформация морфогенетических, геохимических, биологических свойств любых почвенных разностей.

Зональные почвы района исследований обладают высоким естественным природным потенциалом к самоочищению от нефтяного загрязнения. Ведущая роль в этом принадлежит микроорганизмам, которые для своей жизнедеятельности используют углеводородные соединения нефтепродуктов. Качественные и количественные показатели изменения почвенных микроорганизмов находятся в прямой

зависимости от степени загрязнения и концентрации нефтепродуктов в почвенном профиле. При слабой степени концентрация нефти в профиле (не более 0,7 мл на 1 кг почвы) количественный состав микроорганизмов изменяется слабо; при умеренной (до 50 мл/кг) – качественные и количественные изменения заметные; при сильной и очень сильной (300 мл/кг) – в почвенном профиле отмечается полное подавление жизнедеятельности микроорганизмов и прекращение всех микробиологических процессов. Поэтому объемы поступающих нефтепродуктов на почвенный покров будут играть существенную роль в сохранении его естественного потенциала.

В целях минимизации последствий механического воздействия и нейтрализации экологически опасных явлений и процессов, несмотря на то, что почвы имеют низкую хозяйственную ценность, необходимо осуществлять комплекс мероприятий, направленных на восстановление плодородия нарушенных земель.

Мероприятия по снижению негативного воздействия на почвы. В целях создания щадящего режима воздействия на почвенный покров в период строительства и бурения необходимо проведение следующих первоочередных мероприятий по снижению темпов и масштабов загрязнения:

- при обустройстве площадок необходимо проведение щадящей, локальной планировки;
- в период строительства скважин необходимо предупреждать переливы и выбросы буровых растворов; отделять шлам от буровых сточных вод и вывозить его в специально отведенные места; повторно использовать буровые и промысловые сточные воды;
- использовать отработанные растворы для приготовления быстротвердеющих смесей;
- все сточные воды должны либо полностью сбрасываться в поглощающие горизонты, либо очищаться до уровня, предусмотренного санитарными нормами. по окончании строительства объектов необходимо проводить качественную техническую рекультивацию нарушенных земель с использованием новых технологических приемов очистки от нефтяных и эмульсионных загрязнений (биологической, химической и пр.) ;
- при осуществлении мероприятий по технической рекультивации необходимо произвести демонтаж лотков, гидроизоляцию буровой площадки, разбивку монолитных фундаментов, снятие грунта загрязненного нефтью и нефтепродуктами, перепланировку рабочей площадки, сборку, резку и вывоз металлолома, бытового и технического мусора;
- рекультивация почв, загрязненных нефтепродуктами должна предусматривать изъятие и складирование сильнозагрязненных горизонтов в специально оборудованные или естественные понижения механическим путем, с последующей обработкой загрязненных территорий биологическими эмульсиями в целях бактериального окисления нефтепродуктов и их полного разложения;
- при производстве строительных работ необходимо строго придерживаться стандартных мероприятий в соответствии с действующими строительными нормами и правилами.

Мероприятия по минимизации воздействия на растительность

1. Перед началом проведения работ необходимо:

- обустроить строительную площадку и основные дороги с учетом ландшафтных особенностей территории и ее устойчивости к техногенным воздействиям;
- во избежание загрязнения почвенно-растительного покрова сопредельных территорий буровые площадки и места размещения ГСМ должны иметь обваловку;
- выполнение работ, связанных с монтажом буровой установки, и движение техники за пределами площадок и внутри объектных дорог не допустимо.

2. Осуществлять работы по бурению скважин с соблюдением технических требований при проведении данного вида работ:

- приготовление и обработку бурового раствора осуществлять в циркуляционной системе;
- следить за герметичностью всех желобов, трубных соединений особенно в приустьевой части;
- забетонировать толщиной слоя 10 см площадку под агрегатно-высечным и насосным блоками, блоком приготовления раствора;
- отходы бурения, накапливаемые в емкостях, отверждать для предотвращения фильтрации вредных веществ;
- складировать в контейнерах и емкостях жидкие и твердые отходы, и после завершения работ, вывезти их в оборудованные для хранения места;
- соблюдать правила пожарной безопасности и технику безопасности.

В связи с тем, что основным источником техногенного воздействия на почвенно-растительный покров обустраиваемой территории является бурение скважин, при проведении буровых работ и строительстве скважины необходимо использовать последние технологические разработки, а в местах разлива нефти – провести рекультивацию с использованием новых технологий очистки от нефтяных загрязнений, в крайнем случае необходимо произвести обваловку территории, подвергшейся разливу, собрать нефть и снять верхний слой почвогрунтов.

Техническая рекультивация нарушенных земель производится по окончании строительства объектов обустройства в безморозный период (при незамерзшей почве).

Технический этап рекультивации включает следующие виды работ:

- демонтаж строительного оборудования и конструкций;
- очистка территории от строительного и хозяйственного мусора;
- покрытие поверхности загрязненной почвы нефтепоглощающим сорбентом при концентрации нефти более 5%, толщина слоя сорбента рассчитывается индивидуально в зависимости от вида сорбента и степени загрязнения;

- сбор использованного сорбента для удаления из него нефтепродуктов и вторичного использования или применения в других отраслях народного хозяйства;
- осушение участка при залегании грунтовых вод на глубине до 0,5м;
- уничтожение антропогенных форм рельефа (ямы, рытвины) и планировка площадки, рельеф рекультивированных участков после планировки должен приближаться к равнинному и не иметь замкнутых понижений и больших боковых уклонов.

Объемы и виды работ, материалы и технические средства, используемые при выполнении работ по технической рекультивации нарушенных земель, определяются в процессе бурения разведочных/оценочных скважин и строительства объектов обустройства.

Проведение комплекса рекультивационных мероприятий может до минимума снизить негативное воздействие строительства разведочно-эксплуатационных скважин, транспортных коммуникаций и других сопутствующих объектов обустройства месторождения на почвенный покров.

Скорость и направленность восстановительных процессов обусловлена особенностями почвогрунтов (тип почв, механический состав, характер и степень засоления), компенсационными возможностями коренной растительности и характером сукцессионных смен. Восстановление растительности идет через сорнотравную стадию салоксерофитных однолетников в сторону образования коренных сообществ. Образование разреженных вторичных группировок можно ожидать на 2-3 год после прекращения антропогенного воздействия.

Исключение составляют участки подверженные сильному *химическому* воздействию: места нефтяного загрязнения и территории, на которых наблюдались сильные разливы пластовых минерализованных вод. Восстановление растительности в зоне прямого химического воздействия крайне затруднено в связи с тем, что, попадая в больших количествах в почву, нефтяные углеводороды и пластовые минерализованные воды изменяют их физико-химические свойства (в частности азотно-углеродный баланс), что ведет к снижению питательных веществ и повышению токсичности почв, гибели растительности. С этими местами связаны зоны полного отсутствия растительности в течение длительного времени.

После завершения строительных работ вокруг объектов будут наблюдаться различные сценарии восстановления растительности в зависимости от характера, степени ее нарушения и особенностей почвогрунтов.

9.8. Меры по приведению комплексных мероприятий в случае экстренного решения о прекращении добычи

Все работы, связанные с осуществлением ликвидации объектов недропользования, регулируются нормативными и законодательными Актами Республики Казахстан и настоящим «Проектом..»

1. Административные ресурсы, требуемые для ликвидации объектов недропользования

Решение о начале ликвидационных работ контрактной территории

Ликвидация объекта недропользования, а также всей существующей инфраструктуры на площади может быть осуществлена в следующих случаях:

- Нецелесообразности дальнейшей разведки территории, или его части;
- Истощения геологических запасов углеводородного сырья;
- Возврата Контрактной территории или её части государству.

Назначение комиссии

На момент принятия решения о ликвидации последствий своей деятельности Недропользователю целесообразно создать комиссию из сотрудников ИТР, которая будет регулировать, и сопровождать все процессы, процедуры и выполняемые мероприятия, связанные с производством работ по ликвидации объектов.

К основным функциям комиссии будут относиться:

- Инициирование обращения в Компетентный орган Республики Казахстан о возможности доступа к средствам ликвидационного фонда;
- Разработка мероприятий по обеспечению промышленной безопасности, безопасности населения, охраны недр и окружающей среды, зданий и сооружений;
- Подготовка комментариев и предложений по реализации проектных решений по ликвидации объекта;
- Осуществление контроля за качеством проводимых работ по ликвидации объекта, соблюдением проектных решений, реализацией рекомендаций экспертизы промышленной безопасности и государственной экологической экспертизы;
- Приемка всех ликвидационных работ на площади месторождения;
- Подготовка актов приемки выполненных работ по ликвидации объекта и проекта акта о ликвидации;
- Формирование заключения по дальнейшему потенциальному использованию скважин, зданий и сооружений ликвидируемого объекта;
- Систематизация и документирование всех мероприятий по ликвидации объекта.

2. Инструктивные ресурсы, требуемые для организации работ по ликвидации объектов недропользования

«Разрешение на проведение огневых работ» согласовывается с местной пожарной охраной по части обеспечения мер пожарной безопасности и наличия на месте проведения огневых работ первичных средств пожаротушения в порядке, установленном правилами пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах.

Необходимость контроля за выполнением мер безопасности при проведении огневых работ со стороны службы техники безопасности определяется в инструкциях, разрабатываемых на месторождении.

Погрузочно-разгрузочные работы и перемещение тяжестей с применением грузоподъемных кранов должны осуществляться в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов, утвержденными приказом Министра по инвестициям Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года №359.

Канаты, применяемые для обвязки грузов и изготовление строп, должны соответствовать государственным стандартам. Полученные от завода-изготовителя стальные канаты снабжаются сертификатами с технической характеристикой изделия. Погрузочно-разгрузочные работы следует выполнять, как правило, механизированным способом при помощи кранов, погрузчиков и средств малой механизации. Механизированный способ погрузочно-разгрузочных работ является обязательным для грузов весом более 50 кг, а также при подъеме грузов на высоту более 3м.

При погрузочно-разгрузочных работах, перевозке грузов, грунтов и т.д. крановщики, водители должны производить операции только по сигналу стропальщика (грузчика).

Руководство работой по зачистке резервуаров должно быть поручено ответственному лицу из числа инженерно-технических работников, которое совместно руководством предприятия определяет технологию зачистки резервуара с учетом местных условий и особенностей работ.

Перед началом работ по очистке резервуара рабочие проходят инструктаж о правилах безопасного ведения работ и методах оказания первой помощи при несчастных случаях.

Состав бригады и отметки о прохождении инструктажа заносятся в наряд-допуск лицами, ответственными за проведение зачистных работ. Без оформленного наряда-допуска на производство работ приступить к работе не разрешается.

Зачистная бригада может приступить к работе внутри резервуара в присутствии ответственного лица по зачистке только после получения оформленного акта-разрешения, подписанного комиссией в составе главного инженера (директора), инженера по технике безопасности (инспектора охраны труда), представителя товарного цеха и работника пожарной охраны.

Контрольные анализы воздуха проводятся при перерывах в зачистных работах, обнаружении признаков поступления вредных паров в резервуар, изменении метеорологической обстановки. В случае увеличения концентрации вредных паров выше санитарных норм работы по зачистке прекращаются, рабочие выводятся из опасной зоны. Зачистку можно продолжать только после выявления причин увеличения концентрации паров, принятия мер по ее снижению до санитарных норм.

Результаты всех проведенных анализов паровоздушных смесей заносятся в журнал учета, в который заносятся анализы концентрации паров углеводородов и других газов в резервуарах.

Зачищенный резервуар принимается от лица, ответственного за зачистку.

Прием должен быть оформлен актом.

Дегазацию резервуаров следует выполнять в соответствии с требованиями Временной инструкции по дегазации резервуаров от паров нефтепродуктов методом принудительной вентиляции. На дегазацию каждого резервуара должен составляться проект организации работ (ПОР), который должен включать подготовку резервуара к проведению работ и проведение основного процесса. В ПОР должны быть уточнены меры безопасности при проведении процесса дегазации.

К плану организации работ должна быть приложена, для конкретного случая дегазации, схема обвязки и установки оборудования (вентилятор, устройство для поворота струи и регулирования подачи вентилятора, воздухопровод, газоотводная труба и др.). В схеме должны найти отражение тип, исполнение и марка применяемого оборудования, приборов и материалов, размеры воздухопровода (диаметр и длина) и газоотводной трубы (длина и диаметр), а также, если это необходимо, и другие вопросы, связанные с особенностями монтажа оборудования и его эксплуатации (крепление вентилятора и др.). ПОР утверждается руководством (директором или главным инженером) и согласовывается с начальником пожарной охраны нефтебазы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящий отчет составлен в соответствии с Правилам консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана (№200 от 22.05.2018 г) с внесенными изменениями приказом министра энергетики Республики Казахстан от 19.01.2019 г).

По результатам анализа геофизических материалов и информации, полученной при бурении и опробовании, полученных АО «КМК Мунай», обобщены результаты геологоразведочных работ на контрактной территории в пределах геологического отвода. Приведены характеристики основных направлений геологоразведочных работ и всех изученных бурением перспективных объектов.

Площадь геологического отвода контрактной территории составляет 73,23 кв.км. Глубина геологического отвода – минус 5000м.

Контракт №731 от 01.08.2001г. предусматривает период разведки на контрактной территории до 07.08.2021г согласно статье 116 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2023 г.

Недропользователь возвращает государству площадь геологического отвода в размере 73,23 кв.км полностью.

В пределах возвращаемой части контрактной территории пробурены четыре скважины МТ-1, МТ-2, МТ-3, МТ-6.

На дату составления отчета на месторождения Мортук согласно геологического отвода какие-либо наземные объекты и сооружения отсутствуют.

10. Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов

№№ п/п	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
1	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.12.2022г.)	Астана, МИИРК от 30.12.2014г. №355
2	Закон РК «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.02.2023 г.)	Астана, от 11.04.2014г. №188-V
3	Закон РК «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр»	Астана, от 15.06.2018г. №239
4	Закон РК «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.04.2023г.)	Астана, 16.05.2014 №202-V
5	Закон РК «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г)	Астана, от 23 апреля 1998 года №219-1
6	Экологический кодекс Республики Казахстан	Астана, от 02 января 2021 года № 400-VI
7	Кодекс РК «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 12.01.2023г.)	Астана, от 24.05.2018г.
8	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана (с изменениями и дополнениями от 16.01.2019г)	Астана, от 22.05.18г МЭ РК №200
9	Водный кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.12.2018г.)	Астана, от 9 июля 2003г №481-II
10	Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 26.02.2023г.)	Астана, от 18.09.2009 года №193-IV
11	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции»	Приказ МЗ РК от 11.02.2022 г. № ҚР ДСМ-13
12	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно-опасным объектам»	Приказ МЗ РК от 25 августа 2022 года № ҚР ДСМ-90
13	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов»	Приказ МЗ РК от 11.01.2022г. № ҚР ДСМ-2

11. Приложение

Приложение 1.

Протокол ГТС

Протокол Совместного геолого-технического совещания АО «КМК Мунай» и ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

г. Алматы «07» «08» 2023 г

Присутствовали:

от АО «КМК Мунай»

Вице президент по производству
Директор ДПРНМ

Чэнь Чэн
Алиманов М.Д.

от ТОО «СМАРТ Инжиниринг»:

Директор
Ответственный исполнитель
Главный геолог

Майлыбаев Р.М.
Умбетов Е.К.
Нурсултанова С.Г.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение «Проект ликвидации последствий деятельности недропользования месторождения Мортук подсолевого»

Слушали ответственного исполнителя Умбетова Е.

По результатам анализа геофизических материалов и информации, полученной при бурении и опробовании, полученных АО «КМК Мунай», обобщены результаты геологоразведочных работ на контрактной территории в пределах геологического отвода. Приведены характеристики основных направлений геологоразведочных работ и всех изученных бурением перспективных объектов.

Площадь геологического отвода контрактной территории составляет 73,23 кв.км. Глубина геологического отвода – минус 5000 м.

Контракт №731 от 01.08.2001 г. предусматривает период разведки на контрактной территории до 07.08.2021 г согласно статье 116 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2023 г.

Недропользователь возвращает государству площадь геологического отвода в размере 73,23 кв.км полностью.

В пределах возвращаемой части контрактной территории пробурены четыре скважины МТ-1, МТ-2, МТ-3, МТ-6.

На дату составления отчета на месторождения Мортук согласно геологического отвода какие-либо наземные объекты и сооружения отсутствуют.

После обмена мнениями ГТС постановило:

1. Проект принять.
2. Направить проект на согласование в контролирующие органы.

от АО «КМК Мунай»

Вице президент по производству
Директор ДПРНМ

Чэнь Чэн
Алиманов М.Д.

от ТОО «СМАРТ Инжиниринг»:

Директор
Ответственный исполнитель
Главный геолог

Майлыбаев Р.М.
Умбетов Е.К.
Нурсултанова С.Г.



Приложение 2. Лицензии на право проектирования ТОО «Смарт Инжиниринг»



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

0000280

Выдана	Товарищество с ограниченной ответственностью "СМАРТ Инжиниринг" Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Жамбыла, дом 55/57., БИН: 060340007305 (полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)
на занятие	Проектирование горных производств, проектирование котлов с рабочим давлением выше 0.7 кг/см² и температурой теплоносителя выше 115С, сосудов и турбопроводов, работающих под давлением выше 0.7 кг/см² в нефтегазовой отрасли (наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)
Особые условия	(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)
Примечание	(отчуждаемость, класс разрешения)
Лицензиар	Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе . Министерство нефти и газа Республики Казахстан. (полное наименование лицензиара)
Руководитель (уполномоченное лицо)	Б.Бимуратов (фамилия, имя, отчество (в случае наличия))
Дата первичной выдачи	
Срок действия лицензии	
Место выдачи	г.Астана

**ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ**

Номер лицензии 0000280

Дата выдачи лицензии

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- - Проектирование (разработка комплексной технической, конструкторско-технологической документации, содержащей технико-экономическое обоснование, расчеты, чертежи, макеты, сметы, пояснительные записки, необходимые для изготовления оборудования)
- Проектирование (технологическое) горных производств
 - Составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений
 - Составление технико-экономического обоснования проектов разработки нефтегазовых месторождений
 - Проектирование добычи нефти, газа, нефтегазоконденсата

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)**Лицензиат** **Товарищество с ограниченной ответственностью "СМАРТ Инжиниринг"**

Республика Казахстан, г.Алматы, ул. Жамбыла, дом 55/57., БИН: 060340007305

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)**Производственная база** **г. Алматы, ул. Жамбыла. дом 55/57- в соответствии с договором аренды от 01.11.2011 г. с ТОО "Asadal Parthers".**

(местонахождение)**Особые условия действия лицензии** **(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)****Лицензиар** **Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе . Министерство нефти и газа Республики Казахстан.**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)**Руководитель (уполномоченное лицо)** **(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))**

Номер приложения	001
Срок действия	
Дата выдачи приложения	28.07.2011
Место выдачи	г.Астана

ПРИЛОЖЕНИЕ №3 АКТ ликвидации последствий недропользования

Форма

Место _____ № _____
« ____ » _____ 20 ____ года

(название недропользователя (оператора по контракту на недропользование, доверительного управляющего), участка недр (или его части), название объекта, номер контракта)

(название и дата утверждения проекта ликвидации последствий недропользования)

(название и дата утверждения базового проектного документа, анализа разработки либо проектного документа, утвержденного до введения в действие Кодекса)

(географические координаты участка недр или его части, объекта)

(название подрядчиков, проводивших работы по ликвидации (в случае наличия), бизнес-идентификационный номер, номер и дата лицензии)

Комиссия, назначенная приказом _____

(наименование органа, создавшего комиссию)

от « ____ » _____ 20 ____ года № _____
в составе _____

(фамилия, имя, отчество (при наличии) и занимаемая должность каждого члена комиссии)

произвела осмотр участка недр (части объекта), на котором проводились работы по ликвидации последствий недропользования и рассмотрела все представленные документы и материалы, характеризующие полноту и качество работ, осуществленных в целях ликвидации последствий недропользования в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан о недрах и недропользовании, Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана, а также проекта ликвидации последствий недропользования.

Решение комиссии: _____

К акту прилагаются графические материалы, документы, справки, акты, протоколы, иллюстрирующие полноту и качество выполненных работ.

Председатель комиссии:

Члены комиссии:

Место печати

**ПРИЛОЖЕНИЕ №4 ПЛАН на ликвидацию скважины №_____ на площади /
месторождении**

Форма

«СОГЛАСОВАНО»
Ответственный руководитель
Заказчика работ

«__» _____ 201_г.

«УТВЕРЖДАЮ»
Ответственный руководитель
исполнителя работ

«__» _____ 201_г.

ПЛАН

на ликвидацию скважины №_____ на площади / месторождении

Вид ремонта:

Данные по скважине:

Искусственный забой:

Интервал перфорации:

Цементные мосты:

Состояние фонда:

Конструкция скважины:

Направление:

Кондуктор:

Эксплуатационная колонна:

Хвостовик

№	Наименование работ	Спец. Техника и материалы	Отв. лицо
1.Подготовительные работы			
2. Намечаемые работы			
3. Завершающие работы			

Проверили:

Ответственный руководитель:

Ведущий инженер ПТО:

Начальник ГО:

Начальник участка:

ПРИЛОЖЕНИЕ №5 АКТ о приемке ликвидированных технологических объектов или скважин

Форма

Место _____ № _____

« ____ » _____ 20 ____ года

(название недропользователя (оператора по контракту на недропользование, доверительного управляющего) и месторождения (структуры), наименование технологического объекта (скважины), номер и дата контракта на недропользование)

(название и дата утверждения проекта ликвидации последствий недропользования)

(название и дата утверждения базового проектного документа, анализа разработки либо проектного документа, утвержденного до введения в действие Кодекса)

(географические координаты участка недр и технологического объекта (скважины), назначение технологического объекта (скважины), дата ликвидации, проектная и фактическая глубина скважины*, интервалы перфорации*, интервалы цементных мостов)

(название подрядчиков, проводивших работы по ликвидации (в случае наличия), бизнес-идентификационный номер, номер и дата лицензии)

Комиссия, назначенная приказом _____

(наименование недропользователя (оператора по контракту на недропользование, доверительного управляющего), создавшего комиссию)

от « ____ » _____ 20 ____ года № _____

в составе _____

(фамилия, имя, отчество (при наличии) и занимаемая должность каждого члена комиссии)

произвела осмотр технологического объекта(скважины) и рассмотрела все представленные документы и материалы, характеризующие полноту и качество работ, осуществленных в целях ликвидации технологического объекта (скважины) в соответствии с требованиями законодательством Республики Казахстан о недрах и недропользовании и Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана, а также проекта ликвидации (плана ликвидации).

, на котором проводились работы по ликвидации последствий недропользования и рассмотрела все представленные документы и материалы, характеризующие полноту и качество работ, осуществленных в целях ликвидации

последствий недропользования в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан о недрах и недропользовании, Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана, а также проекта ликвидации последствий недропользования.

Решение комиссии: _____

К акту прилагаются графические материалы, документы, справки, акты (протоколы) осмотра, опрессовки и испытания, иллюстрирующие полноту и качество выполненных работ, проект ликвидации (план ликвидации).

Председатель комиссии:

Члены комиссии:

Место печати

ПРИЛОЖЕНИЕ №6 Перечень участков недр, на котором завершены работы по ликвидации последствий недропользования

Форма

№ п/п	Наименование ликвидированного участка недр, его территориальное расположение, недропользователь (оператор по контракту на недропользование, доверительный управляющий)	Индекс	Дата ликвидации, дата акта приемки	Основные причины ликвидации	Наименование лицензиата, разработавшего проект ликвидации последствий недропользования	Наименование производственного объекта, в котором хранятся материалы по ликвидации	Реестровый № документа по выделению участка недр и дата его выдачи	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Приложение 7. Сметный расчет стоимости ликвидации скважины

Форма 4

Наименование
стройки -
Шифр стройки
Наименование
объекта -
Шифр объекта

"Ликвидация скважин на месторождения Мортук подсолевое"

Месторождение
"Ликвидация скважин"

2023-Местор

ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА №
(Локальный сметный расчет)

1-1-1

на

Сметный расчет стоимости ликвидация одной скважины на месторождения Мортук подсолевое
(наименование работ и затрат)

Основание:

Проект ликвидации последствий деятельности недропользования месторождения Мортук подсолевое
Сметная стоимость

5797,8

тыс.тенге

Составлен(а) в текущих ценах на 01.01.2023

№ п/п	Шифр норм, код ре- сурса	Наименование ра- бот и затрат	Еди- ница изме- рения	Количество		Стоимость единицы, тенге		Общая стоимость, тенге			Наклад- ные рас- ходы, тенге	Всего стои- мость с наклад- ными расхо- дами и сметной прибы- лью, тенге тенге
						Всего	эксплуа- тация машин	Всего	эксплуа- тация машин	матери- алы		
				на еди- ницу из- мерения	по про- екту	зарплата рабочих- строите- лей	зарплата маши- нистов	зарплата рабочих-строителей	зарплата машини- стов	оборудо- вание, мебель, инвен- тарь	Сметная при- быль, тенге	
1	2	3	4	5		6	7	8	9	10	11	12
РАЗДЕЛ 1.Монтаж бурового оборудования												
1	1319-0203-0102 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 18	Агрегат буровой. Монтаж оборудо- вания	шт.	1		2004465,16	62751,11	604465	62751	356984	120346	782795
1.3	3105-0102-0302	НР - 61%; СП - 8% Краны на автомо- бильном ходу при работе на монтаже технологического оборудования, 10 т		маш.-ч	62,22	62,22	1584730,00	12557,94 6102,00	184730	12558 379666		

1.3		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	62,22	62,22		2647,00		164696			
1.4	3105-0402-0305	Лебедки электрические тяговым усилием до 49,05 кН (5 т)	маш.-ч	2,13	2,13		273,00		581			
1.5	3105-0101-0206	Краны башенные при работе на монтаже технологического оборудования, 25-75 т	маш.-ч	140,04	140,04		14835,00		2077493			
1.5		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	140,04	140,04		2214,00		310049			
1.6	3301-0201-0101	Автомобили бортовые, до 5 т	маш.-ч	14,88	14,88		3515,00		52303			
1.6		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	14,88	14,88		1853,00		27573			
1.7	261-102-0129	Поковки простые строительные (скобы, закрепы, хомуты и т.п.) массой до 1,6 кг ГОСТ 8479-70	кг	1,53462	1,53462	239,00				367		
1.8	217-101-0107	Болт с гайкой и шайбой ГОСТ 1759.0-87 строительный	т	0,535889	0,535889	647579,00				347030		
1.9	251-303-0303	Шпала непропитанная, тип I, для железной дороги широкой колеи ГОСТ 78-2004	шт.	1,381158	1,381158	6941,00				9587		
2	1337-0101-0202 РСНБ РК 2015	Емкость для технической воды, объем до 50 м3. Монтаж в помещении	шт.	1		118815,62	20,71	118816	21	993	5004	133726
2.3	3403-0202-0101	НР - 61%; СП - 8% Машины шлифовальные электрические				8201,51	2,32 30,00	8202	2 86		9906	
2.4	3106-0103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	2,97	2,97		189,00		561			
2.5	3301-0201-0101	Автомобили бортовые, до 5 т	маш.-ч	0,05	0,05		3515,00		176			

2.5		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	0,05	0,05		1853,00		93			
2.6	3106-0202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	0,17	0,17		28,00		5			
2.7	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м3	1,104926	1,104926	268,00				296		
2.8	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ Р 52087-2018	кг	0,184154	0,184154	153,00				28		
2.9	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А ГОСТ 9466-75	т	0,002701	0,002701	247731,00				669		
2.10	261-102-0331	Подкладки металлические	кг	11,663112	11,663112	--				--		
3	1337-0101-0201 РСНБ РК 2015	Емкость для питьевой воды, объем 7 м3. Монтаж в помещении	шт.		1	125800,86	18,95	125801	19	993	726	136649
3.3	3403-0202-0101	НР - 61%; СП - 8% Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	2,88	2,88	1188,52	1,39 30,00	1189	1 86		10122	
3.4	3106-0103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	2,97	2,97		189,00		561			
3.5	3301-0201-0101	Автомобили бортовые, до 5 т	маш.-ч	0,03	0,03		3515,00		105			
3.5		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	0,03	0,03		1853,00		56			
3.6	3106-0202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	0,17	0,17		28,00		5			
3.7	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м3	1,104926	1,104926	268,00				296		
3.8	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ Р 52087-2018	кг	0,184154	0,184154	153,00				28		
3.9	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А ГОСТ 9466-75	т	0,002701	0,002701	247731,00				669		
3.10	261-102-0331	Подкладки металлические	кг	11,663112	11,663112	--				--		

4	1337-0101-0205 РСНБ РК 2015	Емкость для хранения смазочных материалов. Монтаж в помещении	шт.		1	254527,79	177,81	254528	178	12509	4223	279451
4.3	3105-0102-0302	НР - 61%; СП - 8% Краны на автомобильном ходу при работе на монтаже технологического оборудования, 10 т	маш.-ч	0,37	0,37	6841,31	82,15 6102,00	6841	82 2258		20700	
4.3		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	0,37	0,37		2647,00		979			
4.4	3403-0202-0101	Машины шлифовальные электрические	маш.-ч	4,32	4,32		30,00		130			
4.5	3105-0402-0304	Лебедки электрические тяговым усилием до 31,39 кН (3,2 т)	маш.-ч	0,55	0,55		92,00		51			
4.6	3105-0201-0102	Краны мостовые электрические при работе на монтаже технологического оборудования, общего назначения, 10 т	маш.-ч	0,83	0,83		2250,00		1868			
4.6		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	0,83	0,83		1551,00		1287			
4.7	3106-0103-0501	Установки постоянного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	4,57	4,57		189,00		864			
4.8	3301-0201-0101	Автомобили бортовые, до 5 т	маш.-ч	0,55	0,55		3515,00		1933			
4.8		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	0,55	0,55		1853,00		1019			
4.9	3106-0202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	0,35	0,35		28,00		10			
4.10	261-102-0129	Поковки простые строительные (скобы, закрепы, хомуты и т.п.) массой до 1,6 кг ГОСТ 8479-70	кг	1,53462	1,53462	239,00				367		

4.11	217-605-0101	Кислород техниче-ский газообразный ГОСТ 5583-78	м3	1,65739	1,65739	268,00				444		
4.12	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ Р 52087-2018	кг	0,276232	0,276232	153,00				42		
4.13	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А ГОСТ 9466-75	т	0,004051	0,004051	247731,00				1004		
4.14	251-303-0303	Шпала непропи-танная, тип I, для железной дороги широкой колеи ГОСТ 78-2004	шт.	1,53462	1,53462	6941,00				10652		
4.15	261-102-0331	Подкладки метал-лические	кг	17,494668	17,494668	--				--		
5	1337-0101-0204 РСНБ РК 2015	Экологическая ем-кость, объем 30 м3. Монтаж в помеще-нии	шт.		1	163310,35	98,28	163310	98	12012	3809	180489
5.3	3105-0102-0302	НР - 61%; СП - 8% Краны на автомо-бильном ходу при работе на монтаже технологического оборудования, 10 т	маш.-ч	0,21	0,21	6200,10	44,09 6102,00	6200	44 1281		13370	
5.4	3403-0202-0101	Машины шлифо-вальные электриче-ские	маш.-ч	2,88	2,88		30,00		86			
5.5	3105-0402-0304	Лебедки электри-ческие тяговым усилием до 31,39 кН (3,2 т)	маш.-ч	0,25	0,25		92,00		23			
5.6	3105-0201-0102	Краны мостовые электрические при работе на монтаже технологического оборудования, об-щего назначения, 10 т	маш.-ч	0,48	0,48		2250,00		1080			
5.6		в т.ч. затраты труда машинистов, эки-паж 1 чел.	чел-ч	0,48	0,48		1551,00		744			
5.7	3106-0103-0501	Установки посто-янного тока для ручной дуговой сварки	маш.-ч	3,05	3,05		189,00		576			
5.8	3301-0201-0101	Автомобили борто-вые, до 5 т	маш.-ч	0,25	0,25		3515,00		879			

5.8		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	0,25	0,25		1853,00		463			
5.9	3106-0202-0501	Аппарат для газовой сварки и резки	маш.-ч	0,18	0,18		28,00		5			
5.10	261-102-0129	Поковки простые строительные (скобы, закрепы, хомуты и т.п.) массой до 1,6 кг ГОСТ 8479-70	кг	1,53462	1,53462	239,00				367		
5.11	217-605-0101	Кислород технический газообразный ГОСТ 5583-78	м3	1,104926	1,104926	268,00				296		
5.12	217-605-0104	Пропан-бутан, смесь техническая ГОСТ Р 52087-2018	кг	0,184154	0,184154	153,00				28		
5.13	261-107-0570	Электроды, d=4 мм, Э50А ГОСТ 9466-75	т	0,002701	0,002701	247731,00				669		
5.14	251-303-0303	Шпала непротивная, тип I, для железной дороги широкой колеи ГОСТ 78-2004	шт.	1,53462	1,53462	6941,00				10652		
5.15	261-102-0331	Подкладки металлические	кг	11,663112	11,663112	--				--		
6	1318-0210-0101 РСНБ РК 2015	Емкость для хранения химических реагентов, диаметр 10340 мм, высота 8120 мм. Монтаж оборудования	шт.		1	169652,70	3631,60	169653	3632	6289	9223	193186
6.3	3105-0102-0302	НР - 61%; СП - 8% Краны на автомобильном ходу при работе на монтаже технологического оборудования, 10 т	маш.-ч	10,57	10,57	13732,53	1387,47	13733	1387		14310	
6.3		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	10,57	10,57		2647,00		27979			
6.4	3105-0104-0302	Краны на гусеничном ходу при работе на монтаже технологического оборудования, 25 т	маш.-ч	6,27	6,27		6678,00		41871			
6.4		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	6,27	6,27		2214,00		13882			

6.5	3304-0101-0103	Тракторы на гусеничном ходу, 96 кВт (130 л.с.)	маш.-ч	6,16	6,16		6270,00		38623				
6.5		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	6,16	6,16		2214,00		13638				
6.6	3401-0301-0101	Пресс гидравлический с электроприводом	маш.-ч	9,7	9,7		28,00		272				
6.7	217-604-0101	Электроэнергия	кВт/ч	17,187744	17,187744	19,00				327			
6.8	217-603-0104	Вода техническая	м3	198,73329	198,73329	30,00				5962			
7	1319-0203-0101 РСНБ РК 2015	Блок для приготовления раствора. Монтаж оборудования	шт.		1		199508,57	5257,11	199509	5257	113853	50084	269560
7.3	3105-0102-0304	НР - 61%; СП - 8% Краны на автомобильном ходу при работе на монтаже технологического оборудования, 16 т	маш.-ч	19,48	19,48		80398,00	1706,98 8114,00	80398	1707 158061		19967	
7.3		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	19,48	19,48		2647,00		51564				
7.4	3304-0101-0303	Тракторы на гусеничном ходу при сооружении магистральных трубопроводов, 128,7 кВт (175 л.с.)	маш.-ч	3,52	3,52		8457,00		29769				
7.4		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	3,52	3,52		2214,00		7793				
7.5	3301-0201-0104	Автомобили бортовые, до 15 т	маш.-ч	4,03	4,03		5572,00		22455				
7.5		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	4,03	4,03		2214,00		8922				
7.6	261-102-0129	Поковки простые строительные (скобы, закрепы, хомуты и т.п.) массой до 1,6 кг ГОСТ 8479-70	кг	30,6924	30,6924	239,00					7335		
7.7	251-303-0303	Шпала непропитанная, тип I, для железной дороги	шт.	15,3462	15,3462	6941,00					106518		

		широкой колеи ГОСТ 78-2004										
8	1319-0301-0303 РСНБ РК 2015	Вибросито. Мон- таж оборудования	шт.		1	144933,61	761,26	144934	761	--	27145	185845
8.3	3105-0102-0302	НР - 61%; СП - 8% Краны на автомо- бильном ходу при работе на монтаже технологического оборудования, 10 т	маш.-ч	2,99	2,99	44172,35	327,10 6102,00	44172	327 18245		13766	
8.3		в т.ч. затраты труда машинистов, эки- паж 1 чел.	чел-ч	2,99	2,99		2647,00		7915			
8.4	3105-0104-0301	Краны на гусенич- ном ходу при ра- боте на монтаже технологического оборудования, до 16 т	маш.-ч	1,13	1,13		5638,00		6371			
8.4		в т.ч. затраты труда машинистов, эки- паж 1 чел.	чел-ч	1,13	1,13		2214,00		2502			
8.5	3105-0402-1001	Лебедки слиповые электрические тя- говым усилием 10 т	маш.-ч	1,72	1,72		3065,00		5272			
8.5		в т.ч. затраты труда машинистов, эки- паж 1 чел.	чел-ч	1,72	1,72		1551,00		2668			
8.6	3105-0402-0304	Лебедки электри- ческие тяговым усилием до 31,39 кН (3,2 т)	маш.-ч	1,59	1,59		92,00		146			
8.7	3105-0603-0104	Тали электриче- ские общего назна- чения, 3,2 т	маш.-ч	5,48	5,48		76,00		416			
9	1319-0301-0202 РСНБ РК 2015	Гидравлический перемешиватель. Монтаж оборудо- вания	шт.		1	14676,19	19,39	14676	19	--	2845	18923
9.3	3105-0104-0301	НР - 61%; СП - 8% Краны на гусенич- ном ходу при ра- боте на монтаже технологического оборудования, до 16 т	маш.-ч	0,13	0,13	4656,80	7,20 5638,00	4657	7 733		1402	

9.3		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	0,13	0,13		2214,00		288			
9.4	3105-0402-0302	Лебедки электрические тяговым усилием до 12,26 кН (1,25 т)	маш.-ч	0,48	0,48		64,00		31			
9.5	3105-0603-0102	Тали электрические общего назначения, 1 т	маш.-ч	0,29	0,29		41,00		12			
10	1319-0102-0301 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 16	Устройство зарядно-выпрямительное на номинальный ток / напряжение 150 А/80 В. Монтаж оборудования	шт.		1	645192,11	35,63	645192	36	24216	3631	700729
10.3	3105-0102-0302	НР - 61%; СП - 8% Краны на автомобильном ходу при работе на монтаже технологического оборудования, 10 т	маш.-ч	0,1	0,1	5940,95	11,25 6102,00	5941	11 610		51906	
10.3		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	0,1	0,1		2647,00		265			
10.4	3105-0402-0504	Лебедки вспомогательные шахтные тяговым усилием 24,53 кН (2,5 т)	маш.-ч	1,26	1,26		368,00		464			
10.5	3301-0201-0101	Автомобили бортовые, до 5 т	маш.-ч	0,1	0,1		3515,00		352			
10.5		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	0,1	0,1		1853,00		185			
10.6	222-509-0801	Конструкции стальные индивидуальные решетчатые ГОСТ 23118-2012 сварные массой до 0,1 т	т	0,032227	0,032227	600359,00				19348		
10.7	235-101-0202	Рубероид подкладочный с пылевидной посыпкой ГОСТ 10923-93 марки РПП-300А	м2	1,53462	1,53462	122,00				187		
10.8	261-107-0498	Лента полиэтиленовая с липким слоем А50 ГОСТ 20477-86	кг	0,115097	0,115097	4136,00				476		

10.9	261-301-0221	Хомуты для крепления труб	шт.	2,30193	2,30193	416,00				958		
10.10	252-207-3979	Перемычки гибкие, тип ПГС-50	шт.	2,30193	2,30193	636,00				1464		
10.11	261-201-0329	Белила литопонные густотертые, марка МА-025 ГОСТ 10503-71	кг	0,306924	0,306924	346,00				106		
10.12	236-201-0805	Лак перхлорвиниловый ХВ-784 ГОСТ Р 52165-2003	кг	0,115097	0,115097	1540,00				177		
10.13	214-208-0102	Прокат сортовой стальной горячекатаный полосовой из углеродистой стали ГОСТ 535-2005 шириной от 28 до 70 мм, толщиной от 4 до 60 мм	т	0,001151	0,001151	301324,00				347		
10.14	217-101-0101	Болт с гайкой и шайбой ГОСТ 1759.0-87 оцинкованный	кг	1,170148	1,170148	985,00				1153		
11	1319-0102-0601 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 18	Выключатель участковый однополюсный на крепи металлической. Монтаж оборудования	шт.		1	131552,07	2,40	131552	2	1439	4948	147420
11.3	3105-0102-0302	НР - 61%; СП - 8% Краны на автомобильном ходу при работе на монтаже технологического оборудования, 10 т	маш.-ч	0,01	0,01	8110,70	1,13 6102,00	8111	1 61		10920	
11.3		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	0,01	0,01		2647,00		26			
11.4	3301-0201-0101	Автомобили бортовые, до 5 т	маш.-ч	0,01	0,01		3515,00		35			
11.4		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	0,01	0,01		1853,00		19			
11.5	217-101-0107	Болт с гайкой и шайбой ГОСТ 1759.0-87 строительный	т	0,001151	0,001151	647579,00				745		

11.6	214-208-0102	Прокат сортовой стальной горячекатаный полосовой из углеродистой стали ГОСТ 535-2005 шириной от 28 до 70 мм, толщиной от 4 до 60 мм	т	0,002302	0,002302	301324,00				694			
12	1311-0401-0501 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 17Р. 1311 ТЧ п.5 Кзтр=1,5	Содержание средств контроля диспетчеризации и управление, рабочее место, масса до 0,3 т. Монтаж оборудования. Производство работ на высоте 15 м от уровня земли при работе вне зданий или от уровня пола в зданиях и сооружениях, к затратам труда рабочих-монтажников применен коэффициент - 1,5 НР - 75%; СП - 8%											
12.3	3105-0102-0302	Краны на автомобильном ходу при работе на монтаже технологического оборудования, 10 т	шт.		1	92062,69	111,73	92063		112	822	3770	103500
			маш.-ч	0,43	0,43	6128,60	52,54 6102,00	6129		53 2624		7667	
12.3		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	0,43	0,43		2647,00			1138			
12.4	3105-0402-0301	Лебедки электрические тяговым усилием до 5,79 кН (0,59 т)	маш.-ч	0,63	0,63		28,00			18			
12.5	3301-0201-0101	Автомобили бортовые, до 5 т	маш.-ч	0,52	0,52		3515,00			1828			
12.5		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	0,52	0,52		1853,00			964			
12.6	261-107-0968	Припои оловянно-свинцовые бессурьмянистые марки ПОС61 ГОСТ 21931-76	кг	0,007673	0,007673	8307,00				64			

12.7	261-107-0751	Рукав резиновый ОНР 30/25	м	0,76731	0,76731	173,00				133		
12.8	261-404-0478	Наконечники кабельные медные соединительные ГОСТ Р 51177-2017	шт.	3,06924	3,06924	47,00				144		
12.9	236-203-0105	Эмаль СТ РК ГОСТ Р 51691-2003 ХВ-124	т	0,000015	0,000015	868408,00				13		
12.10	217-101-0101	Болт с гайкой и шайбой ГОСТ 1759.0-87 оцинкованный	кг	0,475425	0,475425	985,00				468		
13	1313-0101-0844 РСНБ РК 2015	Центрирование вышки. Индивидуальные испытания НР - 61%; СП - 8%	комплект	1	347225,00	--	347225	--	--	--	211807	603755
					347225,00	--	347225	--	--	--	44723	
14	261-601-0101 РСНБ РК 2015	Дизельное топливо СП - 8%	т	4,72	190000,00	--	896334	--	--	123310	--	968041
					--	--	--	--	--	71707	--	
15	261-601-0101 РСНБ РК 2015	Моторное масло СП - 8%	т	1,0128	1000000,00	--	1012800	--	--	12800	--	1093824
						--	--	--	--	81024	--	
16	ТПРАЙС	Вода	м3	3	6000,00	--	18000	--	--	--	--	18000
					--	--	--	--	--	--	--	
17	3103-0206-0101 РСНБ РК 2015	Агрегаты электронасосные с регулированием подачи вручную для строительных растворов, подача 2 м3/ч, напор 150 м СП - 8%	маш.-ч	3,8	4,68	4,68	18	--	18	--	--	19
					--	--	--	--	--	1	--	
18	3103-0206-0103 РСНБ РК 2015	Агрегаты электронасосные с регулированием подачи вручную для строительных растворов, подача 6 м3/ч, напор 150 м СП - 8%	маш.-ч	3,8	8,15	8,15	31	--	31	--	--	33
					--	--	--	--	--	2	--	

19	1109-0305-0401 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 16	Ограждения защит- ные оборудования. Монтаж	т кон- струк- ций		0,04	312876,51	44,75	12515	2	371	209	13742
19.3	3403-0302-0301	НР - 69%; СП - 8% Дреши электриче- ские	маш.-ч	2,15	0,086	8550,83	16,74 13,00	342	1 1		1018	
19.4	3105-0402-0304	Лебедки электри- ческие тяговым усилием до 31,39 кН (3,2 т)	маш.-ч	4,42	0,1768		92,00		16			
19.5	3105-0102-0102	Краны на автомо- бильном ходу, 10 т	маш.-ч	0,12	0,0048		5729,00		27			
19.5		в т.ч. затраты труда машинистов, эки- паж 1 чел.	чел-ч	0,12	0,0048		2647,00		13			
19.6	3301-0201-0101	Автомобили борто- вые, до 5 т	маш.-ч	0,19	0,0076		3515,00		27			
19.6		в т.ч. затраты труда машинистов, эки- паж 1 чел.	чел-ч	0,19	0,0076		1853,00		14			
19.7	261-102-0226	Проволока горяче- катаная обычной точности в мотках из стали СВ-08А диаметром от 6,3 мм до 6,5 мм ГОСТ 10543-98	кг	0,023019	0,000921	70,00				0		
19.8	214-214-0108	Канат стальной двойной свивки типа ТК конструк- ции 6х37(1+6+12+18)+1 о.с., оцинкован- ный, из проволоки марки В, маркиро- вочная группа 1770 Н/мм2, диаметром 5 мм	10 м	0,014349	0,000574	5245,00				3		
19.9	215-202-0501	Брусok обрезной хвойных пород длиной от 4 м до 6,5 м, шириной от 75 мм до 150 мм, толщиной от 40 мм	м3	0,00079	0,000032	70644,00				2		

		до 75 мм ГОСТ 8486-86 сорт 1										
19.10	217-101-0107	Болт с гайкой и шайбой ГОСТ 1759.0-87 строительный	т	0,012277	0,000491	647579,00				318		
19.11	261-107-0446	Канаты пеньковые пропитанные ГОСТ 30055-93	т	0,000077	0,000003	1863700,00				6		
19.12	236-101-0107	Грунтовка глифта-левая ГФ-021 СТ РК ГОСТ Р 51693-2003	т	0,000238	0,00001	439993,00				4		
19.13	236-104-0103	Растворитель для лакокрасочных материалов ГОСТ 7827-74	т	0,00046	0,000018	651547,00				12		
19.14	214-203-0103	Швеллер горячекатаный с внутренним уклоном граней полок из углеродистой стали ГОСТ 380-2005 № 22У-40У	т	0,001489	0,00006	434848,00				26		
19.15	217-108-0101	Гвоздь ГОСТ 283-75 строительный	кг	0,007673	0,000307	392,00				0		
19.16	261-102-0322	Конструкции стальные	т	0,76731	0,030692	--				--		
ИТОГО ПО РАЗДЕЛУ 1			Тенге				4951421	72937	666591	447771	5829687	
							717868	16182	--	430495		
Стоимость монтажных работ			Тенге				3011723					
Материалы			Тенге				530110					
Всего заработная плата			Тенге					733709				
		Накладные расходы	Тенге				447562					
		Сметная прибыль	Тенге				277761					
ВСЕГО, Стоимость монтажных работ			Тенге				3737045					
		Нормативная трудоемкость	чел.-ч								413	
		Сметная заработная плата	Тенге					733709				
Стоимость общестроительных работ			Тенге				1909183					
Стоимость материалов и конструкций			Тенге				136110					
		Сметная прибыль	Тенге				152735					
ВСЕГО, Стоимость общестроительных работ			Тенге				2061918					

	Стоимость металломонтажных работ	Тенге				12515				
	Материалы	Тенге				371				
	Всего заработная плата	Тенге					342			
	Накладные расходы	Тенге				209				
	Сметная прибыль	Тенге				1018				
	ВСЕГО, Стоимость металло-монтажных работ	Тенге				13742				
	Сметная заработная плата	Тенге					342			
	Стоимость прочих работ	Тенге				18000				
	Стоимость материалов и конструкций	Тенге				18000				
	ВСЕГО, Стоимость прочих работ	Тенге				18000				
	ИТОГО ПО СМЕТЕ	Тенге				5797801				
	Нормативная трудоемкость	чел.-ч								413
	Сметная заработная плата	Тенге					734051			

Приложение 8. Сметный расчет стоимости рекультивация земель

Наименование стройки -	"Ликвидация скважин на месторождения Мортук подсолевое"		
Шифр стройки	Месторождение		
Наименование объ- екта -	рекультивация земель		
Шифр объекта	2023-Местор		
	ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА №	2-1-1	
	(Локальный сметный расчет)		
на	Сметный расчет стоимости рекультивация земель одной скважины на месторождения Мортук подсолевое		
	(наименование работ и затрат)		
Основание:	Проект ликвидации последствий деятельности недропользования месторождения Мортук подсолевое		
	Сметная стоимость	1507,2	тыс.тенге

Составлен(а) в текущих ценах на 01.01.2023

№ п/п	Шифр норм, код ресурса	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы, тенге		Общая стоимость, тенге			Накладные расходы, тенге	Всего стоимость с накладными расходами и
					Всего	эксплуатация машин	Всего	эксплуатация машин	материалы		

				на еди- ницу из- мерения	по про- екту	зарплата ра- бочих-строи- телей	зарплата машини- стов	зарплата рабочих-строителей	зарплата машини- стов	оборудо- вание, мебель, инвен- тарь	Сметная прибыль, тенге	сметной при- былью, тенге
1	2	3	4	5		6	7	8	9	10	11	12
РАЗДЕЛ 2.Техническая рекультивация земель												
20	1147-0101-0101 РСНБ РК 2015	Участок для озеленения. Плани- ровка участка механизированным способом	м2		30000	10,31	2,31	309300	69300	--	56496	135860
		НР - 88%; СП - 8%				--	2,14	--	64200		10064	
20.1	3101-0101-0102	Бульдозеры, 59 кВт (80 л.с.)	маш.- ч	0,0025	75		4931,00		369825			
20.2		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	0,0025	75		2214,00		166050			
21	1147-0101-0102 РСНБ РК 2015	Участок для озеленения. Плани- ровка участка вручную	м2		9000	8,31	--	74790	--	--	65815	151854
		НР - 88%; СП - 8%				8,31	--	74790	--		11248	
22	1147-0101-0103 РСНБ РК 2015	Участок для озеленения. Разбивка участка	м2		30000	3,04	--	91200	--	--	80256	185172
		НР - 88%; СП - 8%				3,04	--	91200	--		13716	
23	1147-0101-0104 РСНБ РК 2015	Участок для озеленения. Очистка участка от мусора	м2		30000	5,27	--	158100	--	--	139128	321006
		НР - 88%; СП - 8%				5,27	--	158100	--		23778	
24	414-103-0501 РСНБ РК 2015	Конструкции металлические. По- грузка	т		1,5	3707,00	--	5561	--		--	6005
		СП - 8%				--	--	--	--		445	
25	414-103-0502 РСНБ РК 2015	Конструкции металлические. Раз- грузка	т		1,5	3707,00	--	5561	--		--	6005
		СП - 8%				--	--	--	--		445	
26	411-101-0202 РСНБ РК 2015	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне насе- ленных пунктов. Грузоподъемность до 5 т. Расстояние перевозки 2 км	т·км		3	621,00	--	1863	--		--	2012
		СП - 8%				--	--	--	--		149	
27	3103-0206-0101 РСНБ РК 2015	Агрегаты электронасосные с регу- лированием подачи вручную для строительных растворов, подача 2 м3/ч, напор 150 м	маш.- ч		3,8	14,68	4,68	56	18		--	19
		СП - 8%				--	--	--	--		1	
28	3103-0206-0103 РСНБ РК 2015	Агрегаты электронасосные с регу- лированием подачи вручную для строительных растворов, подача 6 м3/ч, напор 150 м	маш.- ч		3,8	18,15	8,15	69	31		--	33
		СП - 8%				--	--	--	--		2	

29	1109-0305-0401 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 16	Ограждения защитные оборудования. Монтаж	т конструкций		21,15954	6876,51	44,75	145504	947	371	20233	178996
29.1	3403-0302-0301	НР - 69%; СП - 8% Дрели электрические	маш.-ч	2,15	0,086	1550,83	16,74 13,00	32815	354 1		13259	
29.2	3105-0402-0304	Лебедки электрические тяговым усилием до 31,39 кН (3,2 т)	маш.-ч	4,42	0,1768		92,00		16			
29.3	3105-0102-0102	Краны на автомобильном ходу, 10 т	маш.-ч	0,12	0,0048		5729,00		27			
29.4		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	0,12	0,0048		2647,00		13			
29.4	3301-0201-0101	Автомобили бортовые, до 5 т	маш.-ч	0,19	0,0076		3515,00		27			
29.6		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	0,19	0,0076		1853,00		14			
29.5	261-102-0226	Проволока горячекатаная обычной точности в мотках из стали СВ-08А диаметром от 6,3 мм до 6,5 мм ГОСТ 10543-98	кг	0,023019	0,000921	70,00				0		
29.6	214-214-0108	Канат стальной двойной свивки типа ТК конструкции 6х37(1+6+12+18)+1 о.с., оцинкованный, из проволоки марки В, маркировочная группа 1770 Н/мм2, диаметром 5 мм	10 м	0,014349	0,000574	5245,00				3		
29.7	215-202-0501	Брусok обрезной хвойных пород длиной от 4 м до 6,5 м, шириной от 75 мм до 150 мм, толщиной от 40 мм до 75 мм ГОСТ 8486-86 сорт 1	м3	0,00079	0,000032	70644,00				2		
29.8	217-101-0107	Болт с гайкой и шайбой ГОСТ 1759.0-87 строительный	т	0,012277	0,00049	647579,00				318		
29.9	261-107-0446	Канаты пеньковые пропитанные ГОСТ 30055-93	т	0,000077	0,000003	1863700,00				6		
29.10	236-101-0107	Грунтовка глифталева ГФ-021 СТ РК ГОСТ Р 51693-2003	т	0,000238	0,00001	439993,00				4		
29.11	236-104-0103	Растворитель для лакокрасочных материалов ГОСТ 7827-74	т	0,00046	0,000018	651547,00				12		
29.12	214-203-0103	Швеллер горячекатаный с внутренним уклоном граней полок из углеродистой стали ГОСТ 380-2005 № 22У-40У	т	0,001489	0,00006	434848,00				26		
29.13	217-108-0101	Гвоздь ГОСТ 283-75 строительный	кг	0,007673	0,000307	392,00				0		
29.14	261-102-0322	Конструкции стальные	т	0,76731	0,03069	--				--		
30	ТПРАЙС	Портландцемент тампонажный ПЦТ 1-g-cc-1	т		9,47098	28230,00	--	267366	--	--	--	267366
						--	--	--	--		--	

ИТОГО ПО РАЗДЕЛУ 2			Тенге					1059368	69300	371	361928	1254329
								356905	4156	--	73108	
Стоимость общестроительных работ			Тенге					646499				
Всего заработная плата			Тенге						328246			
Транспортные расходы			Тенге					12984				
		Накладные расходы	Тенге					341695				
		Сметная прибыль	Тенге					59849				
ВСЕГО, Стоимость общестроительных работ			Тенге					1048043				
		Нормативная трудоемкость	чел.-ч									185
		Сметная заработная плата	Тенге						328246			
Стоимость металломонтажных работ			Тенге					145504				
Материалы			Тенге					371				
Всего заработная плата			Тенге						32815			
		Накладные расходы	Тенге					20233				
		Сметная прибыль	Тенге					13259				
ВСЕГО, Стоимость металломонтажных работ			Тенге					178996				
		Сметная заработная плата	Тенге						32815			
Стоимость прочих работ			Тенге					267366				
Стоимость материалов и конструкций			Тенге					267366				
ВСЕГО, Стоимость прочих работ			Тенге					267366				
ИТОГО ПО РАЗДЕЛУ 2			Тенге					1494405				
		Нормативная трудоемкость	чел.-ч									185
		Сметная заработная плата	Тенге						361061			

РАЗДЕЛ 3.Биологическая рекультивация земель

31	1147-0202-0102 РСНБ РК 2015	Земли старопахотные. Вспашка с одновременным боронованием на глубину до 30 см. Почвы средние НР - 88%; СП - 8%	га	0,03	164,74	164,74	5	5	--	2	7
31.1	3206-0102-1001	Оборудование навесное сельскохозяйственное	маш.-ч	1,44	0,0432	--	66,71 91,00	2 4		1	
31.2	3304-0101-0101	Тракторы на гусеничном ходу, 59 кВт (80 л.с.)	маш.-ч	1,44	0,0432		4485,00	194			
31.3		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	1,44	0,0432		1853,00	80			
32	1147-0204-0107 РСНБ РК 2015	Почвы. Культивация с одновременным боронованием	га	0,03	48,46	48,46	1	2	--	1	2
32.1	3206-0102-1001	Оборудование навесное сельскохозяйственное	маш.-ч	0,48	0,0144	--	22,24 91,00	1 1		--	
32.2	3304-0102-0104	Тракторы на пневмоколесном ходу, 59 кВт (80 л.с.)	маш.-ч	0,48	0,0144		3947,00	57			
32.3		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	0,48	0,0144		1853,00	27			
33	1147-0205-0305 РСНБ РК 2015	Площади осушенные. Прикатывание	га	0,03	93,81	93,81	3	3	--	1	4
		НР - 88%			--	37,99	--	1		--	

33.1	3206-0102-1001	Оборудование навесное сельскохозяйственное	маш.-ч	0,82	0,0246		91,00		2			
33.1	3304-0101-0101	Тракторы на гусеничном ходу, 59 кВт (80 л.с.)	маш.-ч	0,82	0,0246		4485,00		110			
33.3		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	0,82	0,0246		1853,00		46			
34	1147-0214-0101 РСНБ РК 2015	Удобрения минеральные. Внесение с механизированной загрузкой с разбрасыванием НР - 88%; СП - 8%	га		0,03	166,22	166,22	5	5	--	2	8
34.1	3206-0102-0201	Сеялки туковые (без трактора)	маш.-ч	0,75	0,0225	--	76,26 16,00	--	2 0		1	
34.2	3101-0201-0201	Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу при работе на водохозяйственном строительстве, 0,25 м3	маш.-ч	0,75	0,0225		4902,00		110			
34.3		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	0,75	0,0225		2214,00		50			
34.3	3304-0102-0104	Тракторы на пневмоколесном ходу, 59 кВт (80 л.с.)	маш.-ч	0,75	0,0225		3947,00		89			
34.4		в т.ч. затраты труда машинистов, экипаж 1 чел.	чел-ч	0,75	0,0225		1853,00		42			
35	412-102-0304 РСНБ РК 2015	Перевозка строительных грузов самосвалами из карьеров. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 2 км	т·км		0,02	54,00	--	1	--		--	1
						--	--	--	--		--	
36	261-501-0101 РСНБ РК 2015	Удобрения минеральные в мешках СП - 8%	т		0,01	34570,00	--	346	--	346	--	374
						--	--	--	--		28	
37	254-106-0101 РСНБ РК 2015	Семена многолетних трав СП - 8%	кг		4	2870,00	--	11480	--	11480	--	12398
						--	--	--	--		918	
ИТОГО ПО РАЗДЕЛУ 3			Тенге					11841	15	11826	6	12794
								--	6	--	948	
Стоимость общестроительных работ			Тенге					11841				
Всего заработная плата			Тенге						6			
Стоимость материалов и конструкций			Тенге					11826				
Транспортные расходы			Тенге					1				
		Накладные расходы	Тенге					6				
		Сметная прибыль	Тенге					948				
ВСЕГО, Стоимость общестроительных работ			Тенге					12795				
		Сметная заработная плата	Тенге						6			
ИТОГО ПО РАЗДЕЛУ 3			Тенге					12795				
		Сметная заработная плата	Тенге						6			
ИТОГО ПО СМЕТЕ:			Тенге					1507200				

Приложение 9. Графическое приложение

