

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

СОГЛАСОВАНО:

Главный технический
руководитель по ОТ, ПБ и ООС
АО «Эмбаунайгаз»


К.Т.САКТАГАНОВ
«01» 09 2023г

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель генерального
директора по геологии и
разработке АО «Эмбаунайгаз»


К.С. КӨЗОВ
«01» 09 2023г


ПРОЕКТ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ БАЙЧУНАС

Договор № 864995/2023/1

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»:

Заместитель директора филиала
по производству:

Главный инженер проекта



Р.Н. УТЕЕВ

А.Г. ГАБДУЛЛИН

Р.Х. МУХАНЖАНОВ

Атырау, 2023г

Приложение №2
к договору № _____ от _____ 2023г

**Техническая спецификация
на выполнение работ по лоту «Проект ликвидации последствий
недропользования при проведении добычи углеводородов
на месторождении Байчунас»**

1. Описание и требуемые функциональные, технические, качественные и эксплуатационные характеристики работ и услуг:

1.1. Разработка проекта ликвидации последствий недропользования на месторождении Байчунас и согласование с необходимыми государственными органами.

1.2. Учитывая нынешнюю ситуацию на нефтяном рынке и в целях повышения экономической эффективности, а также во избежание экологического риска и улучшения финансового баланса, АО «Эмбаунайгаз» решено ликвидировать месторождение Байчунас и осуществить частичный возврат контрактных территории по Контракту: №211 от 13.08.1998г.

1.3. Согласно п/п 4 статьи 119 Кодекса о недрах и недропользовании «Недропользователь вправе досрочно прекратить период добычи посредством возврата всего участка добычи в порядке и на условиях, установленных настоящим Кодексом».

Объемы выполняемых работ.

- Сбор всех необходимых геолого-промысловых данных произвести непосредственно в НГДУ «Доссормунайгаз».
- Пояснительную записку, в которой отражаются вопросы по соответствующей подготовке и непосредственной ликвидации объекта недропользования.
- Геологическую, маркшейдерскую и графическую документацию, полностью отражающую фактическое состояние недр в пределах горного или геологического отвода данного объекта недропользования.
- Копии топографических планов земной поверхности, геологической карты, разрезов и погоризонтных планов месторождения полезных ископаемых.
- Схемы размещения ликвидируемых объектов недропользования, а также других производственных объектов. С целью фиксации местоположения, в проекте дополнительным приложением привести координаты земельных участков всех наземных технологических объектов, подлежащих к обследованию и ликвидации.
- Работы по ликвидации проводить в соответствии с действующими на территории Республики Казахстан нормами и правилами.
- Проект ликвидации согласовывается в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области охраны окружающей среды, о недрах и недропользовании, в области промышленной безопасности, в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения, по регулированию земельных отношений.
- «Проект ликвидации последствий недропользования при проведении добычи углеводородов на месторождении Байчунас (Контракт №211 от 13.08.1998г.), с проектом ОВОС» выполняется согласно:
 - Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 22.05.18г. №200 (с изм 16.01.2019г.);
 - «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» утвержденный приказом №239 Министром энергетики РК от 15.06.18г.;
 - «Кодекс РК о недрах и недропользовании» от 27.12.17г. №184-VI.

Проект ликвидации должен включать следующие мероприятия:

- По обеспечению безопасности населения и персонала, охране недр и окружающей среды, зданий и сооружений, в том числе мер по предотвращению прорывов воды, газов, распространению подземных пожаров.
- По предотвращению загрязнения подземных вод.
- По обеспечению радиационной безопасности персонала и населения.
- Оценку воздействия ликвидации объекта недропользования на окружающую среду.
- Меры, исключающие на период консервации несанкционированное использования и доступ к законсервированным объектам недропользования.
- Обязательный поскважинный обход месторождения с общим пробуренным фондом 426 ед. с целью определения местоположения и осмотра территории ликвидированных скважин на наличие цементных тумб и замазученности территории скважины. По результатам обхода, в качестве доказательства, необходимо предоставить фотоотчет по каждой ликвидированной скважине.
- Обязательный осмотр территории месторождения на наличие наземных оборудования и наземных обустройств, а именно выкидные линии, нефтепроводы (с уточнением протяженности) в т.ч. имеющиеся между месторождениями, также проверить наличие объектов в части энергетики, т.е. подстанции, ВЛ и т.д.
- Необходимо рассчитать в проекте ликвидации сметную стоимость работ на установку цементных тумб, на демонтаж остаточных объектов (резервуары, сооружения, линии электропередачи и т.д.) и их транспортировку и т.д.
- Определить объемы работ на рекультивацию возвратной площади исходя из замазученности, наличия строительных отходов и т.д., и соответственно предусмотреть карьеры для получения земли на рекультивацию с определением необходимых объемов.
- В соответствующем разделе, в рамках проекта ликвидации, предусмотреть мероприятия по рекультивации территории согласно по факту применяемой технологии в АО «Эмбаунайгаз».
- В проекте ликвидации рассчитать сметную стоимость 1 м³ рекультивируемой замазученной земли.
- В проекте ОВОС рассчитать объемы выбросов ЗВ при рекультивации замазученных земель.

Предусмотреть особые условия ликвидации:

- Демонтаж объекта осуществить без реализации по остаточной стоимости;
- Строительная организация производит демонтаж и ликвидацию объекта в соответствии с законодательством РК;
- Все расходы по ликвидации оплачивает АО «Эмбаунайгаз»;
- Демонтаж объектов обустройства контрактной территории: вывоз и захоронение (при необходимости) всех наземных сооружений, технологического и инженерного оборудования, коммуникаций, выполненных за лицензируемый период эксплуатации месторождения Байчунас с рекультивацией земли.

Предусмотреть состав сооружений, подлежащих демонтажу:

- Все остаточные имеющиеся сооружения системы сбора и транспорта нефти и газа;
- Все остаточные имеющиеся сооружения подготовки нефти и газа;
- Все остаточные имеющиеся сооружения системы поддержания пластового давления;
- Все остаточные имеющиеся сооружения инфраструктуры;
- Все остаточные имеющиеся сооружения инженерного обеспечения;

- Все остаточные имеющиеся сооружения транспорта;
- Полная рекультивация использованных земель.

Предусмотреть требования к определению стоимости демонтажных работ и работ по ликвидации объекта:

- Расчет стоимости определить в тенге в порядке, принятом в РК для строительных и других работ.

Разработка проекта ОВОС

Обзор регламентирующих документов и процедур при разработке проекта ОВОС.

Краткая характеристика проектируемых работ

Целевое назначение работы;
Общие сведения о месторождении;
Геолого-физическая характеристика;
Прогнозные технологические показатели проекта разработки;
Запасы УВ;
Водоснабжение и водоотведения;
Отходы производства и потребления.

Социально-экономические условия района расположения месторождения

Социально-экономические условия района;

Современное состояние окружающей среды

Природно-климатические условия;
Современное состояние атмосферного воздуха;
Поверхностные и подземные воды;
Почвенный покров;
Растительный мир;
Животный мир;
Радиационная обстановка.

Оценка воздействия планируемой хозяйственной деятельности на окружающую среду

Обоснование исходных, принятых для расчета количественных характеристик выбросов;
Передвижные источники загрязнения;
Качественная и количественная оценка выбросов в атмосферу ЗВ;
Расчет рассеивания вредных веществ в атмосферном воздухе;
Обоснование размеров санитарно-защитных зоны;
Предложения по установлению нормативов ПДВ.

Комплексная оценка на окружающую среду

Оценка воздействия на атмосферный воздух;
Оценка воздействия на поверхностные и подземные воды;
Факторы негативного воздействия на геологическую среду;
Оценка воздействия на почвенный покров;
Оценка воздействия на растительность;
Факторы воздействия на животный мир;
Радиационная обстановка;
Физические воздействия;
Социально-экономические условия;
Состояние здоровья населения;
Охрана памятников истории и культуры.

Аварийные ситуации и их предупреждение

Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций.

Программа экологического мониторинга

Мониторинг состояния промышленных площадок эксплуатации скважин;
Мониторинг состояния технологического оборудования;
Мониторинг состояния и размещения отходов;
Мониторинг состояния биосферы;
Оборудование и методы проведения мониторинга;
Контроль в области охраны окружающей среды.

Плата за эмиссии в окружающую среду

Расчет платежей за выбросы в атмосферный воздух от стационарных источников;
Расчет платежей за выбросы в атмосферный воздух от передвижных источников;
Расчет платежей от отходов производства и потребления.

Заявление об экологических последствиях.**Требуемые сроки (график) выполнения работ:**

Сроки выполнения работ: с даты подписания договора по декабрь 2023 года.

Согласовать «Проект ликвидации последствий недропользования при проведении добычи углеводородов на месторождении Байчунас (Контракт №211 от 13.08.1998г.), с проектом ОВОС» с НГДУ «Доссормунайгаз» и АО «Эмбаунайгаз» до 31.08.2023г. с получением протокола НТС.

Согласно п. 2.7 согласовать «Проект ликвидации последствий недропользования при проведении добычи углеводородов на месторождении Байчунас (Контракт №211 от 13.08.1998г.), с проектом ОВОС» с государственными органами до 31.12.2023г. с получением соответствующих положительных заключений.

Язык исполнения отчета – русский.

После рассмотрения и согласования с государственными органами «Проект ликвидации последствий недропользования при проведении добычи углеводородов на месторождении Байчунас (Контракт №211 от 13.08.1998г.) с проектом ОВОС» сдать в геологические фонды АО «Эмбаунайгаз» в аналоговом варианте – 3 экземпляра, в цифровом – 3 экземпляра (СД-диск).

К отчету приложить техническое задание, протоколы рассмотрения отчета на НТС Подрядчика и Заказчика, заключения всех уполномоченных государственных органов.

2. _____ прилагаются и являются неотъемлемой частью технической спецификации (если имеются, указать необходимые приложения: к примеру, дефектные акты, ведомости, чертежи, планы, эскизы и т.д.)

3. Гарантийный срок на поставляемый товар/выполняемые работы/оказываемые услуги

ЗАКАЗЧИК:

АО «Эмбаунайгаз»

Заместитель генерального
директора по геологии
и разработке


Козов К.С.
ДОГОВОР

ПОДРЯДЧИК:

ООО «КМГ Инжиниринг»

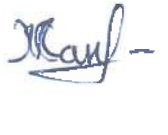
Первый заместитель директора
Атырауского филиала
по геологии и разработке


Марданов А.С.

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

[illegible]

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта (ЭМГ)		Мухтанов Б.М.
Директор департамента проектирования бурения		Губашев С.А.
Директор департамента техники и технологии добычи нефти и газа		Бердыев А.Ж.
Директор департамента обустройства месторождений		Каримова А.С.
Руководитель службы архитектурно-строительных решений		Калыбаева А.А.
Руководитель службы экологии		Исмаганбетова Г.К.
Руководитель службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции		Есмагамбетов Н.С.
Руководитель службы бюджетирования и экономических исследований ПП		Кустанов М.С.
Ведущий инженер службы экологии		Суйнешова А.К.
Ведущий инженер службы бюджетирования и экономических исследований ПП		Матжанова М.Д.
Старший инженер службы проектирования бурения и ремонта скважин		Рыспаев А.А.
Инженер службы геологии и геологоразведки		Дуйсен Э.Д.
Инженер службы разработки месторождений ЭМГ		Еспусинова А.С.
Инженер службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции		Қаламов С.Х.
Инженер службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции		Женісханұлы Ж.

ОГЛАВЛЕНИЕ

№ _{п/п}	Наименование	№ _{стр}
	ВВЕДЕНИЕ	15
1	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ БАЙЧУНАС	17
2	КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	19
2.1	Геологическое строение	19
2.2	Тектоника	23
2.3	Нефтегазоносность	25
2.4	Запасы нефти	28
3	ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИИ	35
3.1	Характеристика фонда скважин	35
3.2	Характеристика отборов нефти и воды	44
3.3	Оценка выработанности запасов нефти	57
4	ОБОСНОВАНИЕ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ	61
4.1	Оценка эффективности процесса разработки	61
5	ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПОВТОРНОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	64
5.1	Расчет технологических показателей разработки	64
5.2	Экономическая эффективность разработки месторождения	75
6	ПОРЯДОК ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ	84
6.1	Порядок ликвидации последствий недропользования при проведении разведки и добычи углеводородов на месторождении	84
6.2	Порядок ликвидации технологических объектов на месторождении	86
6.3	Требования к проведению работ по ликвидации последствий недропользования при проведении разведки и добычи углеводородов на месторождении	88
6.4	Требования к проведению работ по ликвидации технологических объектов на месторождении	90
7	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ	91
7.1	Существующие технологические и вспомогательные объекты на месторождении Байчунас	91
7.2	Ликвидация скважин	92
7.3	Проведение ликвидационных работ на наземных объектах месторождения	120
8	РЕКУЛЬТИВАЦИЯ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ	136
8.1	Технология приготовления и внесения рабочей суспензии	138
8.2	Подготовительные мероприятия технологического процесса	139
8.3	Особенности технологического процесса биологической очистки поверхностных слоев почвы от нефтепродуктов	140
8.4	Контроль выполненных работ по биологической очистке почвы от нефтепродуктов	142
8.5	Текущее состояние загрязненности земель нефтепродуктами	143

9	СМЕТНО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	144
9.1	Затраты на ликвидацию/переликвидацию скважин	146
9.2	Затраты на устройство площадок для проведения работ по переликвидации скважин	148
9.3	Затраты на установку тумб с реперами на устьях ликвидированных/переликвидированных скважин	150
9.4	Затраты на демонтаж оборудования, зданий и сооружений	153
9.5	Затраты на рекультивацию земель	158
9.6	Сводный экономический расчет по ликвидации последствий недропользования на месторождении	159
10	ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ	160
10.1	Мероприятия по охране окружающей среды	160
10.2	Мероприятия по исключению на период проведения работ по ликвидации несанкционированного использования и доступа к объектам недропользования	161
10.3	Мероприятия по охране почво-растительного покрова и животного мира	167
10.4	Мероприятия по пожарной безопасности	169
10.5	Безопасность населения и персонала	170
10.6	Санитарно-эпидемиологическая безопасность	174
10.7	Мероприятия по радиационной безопасности персонала и населения	176
10.8	Мероприятия по охране подземных вод	178
10.9	Мероприятия по снижению воздействия на поверхностные и подземные воды	179
10.10	Мероприятия по охране недр	180
10.11	Мероприятия по защите окружающей среды от негативного действия отходов	181
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	182
	ПРИЛОЖЕНИЯ	

СПИСОК ТАБЛИЦ

№№	Содержание	стр.
2.4.1	Сводная таблица подсчётных параметров, запасов нефти, ГКЗ РК (Протокол № 1331-13-У от 05.09.2013г)	29
3.1.1	Характеристика фонда скважин месторождения Байчунас на 01.01.2023г	37
3.1.2	Текущие показатели эксплуатации добывающих скважин за декабрь 2022г.	38
3.2.1	Сравнение проектных и фактических показателей разработки по I объекту	51
3.2.2	Сравнение проектных и фактических показателей разработки по II объекту	52
3.2.3	Сравнение проектных и фактических показателей разработки по VI объекту	53
3.2.4	Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом	54
3.2.5	Основные показатели закачки по объектам разработки	55
3.3.1	Основные показатели выработки запасов нефти	58
4.1.1	Общая себестоимость за 2022г	62
5.1.1	Основные технологические показатели по варианту разработки	65
5.1.2	Характеристика основного фонда скважин по I объекту. I вариант	66
5.1.3	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. I вариант	66
5.1.4	Характеристика основного фонда скважин по II объекту. I вариант	67
5.1.5	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. I вариант	67
5.1.6	Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. I вариант	68
5.1.7	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. I вариант.	68
5.1.8	Характеристика основного фонда скважин по I объекту. 2 вариант.	69
5.1.9	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. 2 вариант.	69
5.1.10	Характеристика основного фонда скважин по II объекту. 2 вариант	70
5.1.11	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. 2 вариант.	70
5.1.12	Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. 2 вариант.	71
5.1.13	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. 2 вариант	71
5.1.14	Характеристика основного фонда скважин по I объекту. 3 вариант.	72
5.1.15	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. 3 вариант.	72
5.1.16	Характеристика основного фонда скважин по II объекту. 3 вариант	73
5.1.17	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. 3 вариант.	73
5.1.18	Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. 3 вариант	74
5.1.19	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. 3 вариант	74
5.2.1	Маркетинговые показатели	75
5.2.2	Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат	77
5.2.4	Технико-экономические показатели по трем вариантам разработки месторождения	79
5.2.5	Анализ движения денежных средств, 1 вариант	81
5.2.6	Анализ движения денежных средств, 2 вариант	82
5.2.7	Анализ движения денежных средств, 3 вариант	83
7.2.1	Коэффициенты, учитывающие интенсивность смешения жидкостей при установке цементных мостов	104
7.2.2	Осложнения, возникающие при установке цементных мостов, и мероприятия по их недопущению	105
7.2.3	Спецификация станка УПА-60/80А	107
7.2.4	Расчет цементных мостов для схемы ликвидации скважин I	109
7.2.5	Расчет цементных мостов для схемы ликвидации скважин II	109
7.2.6	Расчет цементных мостов для схемы ликвидации скважин III	109

7.2.7	Расчет цементных мостов для схемы переликвидации скважины № 299	109
7.2.8	Подготовительные, строительно-монтажные и вспомогательные работы	110
7.2.9	Характеристика устьевого и противовыбросового оборудования	115
9.1.1	Расчет стоимости ликвидации скважин и продолжительность ликвидационных работ	146
9.1.2	Техническое состояние скважин месторождения Байчунас	147
9.2.1	Смета 1. Подготовка грунтовых площадок для проведения работ по переликвидации скважин	149
9.3.1	Смета 2. Установка тумбы с репером на устьях скважин	152
9.4.1	Перечень выполняемых работ при демонтаже оборудования, зданий и сооружений, и работ, сопутствующих демонтажу	154
9.4.2	Смета 3. Демонтаж оборудования, зданий и сооружений	155
9.6.1	Сводный экономический расчет по ликвидации последствий недропользования на месторождении Байчунас	159

СПИСОК РИСУНКОВ

№№	Содержание	стр.
1.1.1	Обзорная карта работ (масштаб 1 : 1 000 000)	18
2.2.1	Схематическая тектоническая карта (по материалам отчета ПЗ 2013г.)	24
3.1.1	Характеристика фонда скважин по месторождению в целом по состоянию на 01.01.2023г	36
3.1.2	Динамика распределения действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти по I объекту	38
3.1.3	Динамика распределения действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти по II объекту	39
3.1.4	Динамика распределения действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти по VI объекту	39
3.1.5	Динамика распределения действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти в целом по месторождению	40
3.1.6	Распределение действующего фонда добывающих скважин I объекта по обводненности	40
3.1.7	Распределение действующего фонда добывающих скважин II объекта по обводненности	41
3.1.8	Распределение действующего фонда добывающих скважин по обводненности в целом по месторождениям	41
3.2.1	График разработки I объекта	45
3.2.2	График разработки I объекта с 1990г.	45
3.2.3	График разработки II объекта	46
3.2.4	График разработки II объекта с 1990г.	47
3.2.5	График разработки VI объекта	49
3.2.6	График разработки VI объекта с 1990г.	49
3.2.7	График разработки в целом по месторождению	50
3.2.8	График разработки в целом по месторождению с 1990г.	50
3.2.9	Динамика изменения показателей закачки воды в целом по месторождению	56
3.3.1	Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по объектам	57
3.3.2	Распределение накопленной и текущей добычи нефти по объектам разработки	57
3.3.3	Сравнение КИН по объектам разработки и месторождению в целом	60
5.1.1	Сравнение показателей добычи нефти по вариантам разработки	65
7.2.1	Схема установки репера и тумбы при ликвидации скважины	92
8.3.1	Схема очистки загрязненной территории	140

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

№№	Наименование
1	Копия Государственной Лицензии № 21033641 на подвиды деятельности, включая архитектурное проектирование и градостроительное проектирование
2	Копия Государственной Лицензии № 21033693 на подвиды деятельности, включая составление проектных документов для месторождений углеводородов
3	Копия горного отвода на пользование недрами добычу углеводородного сырья на месторождении Байчунас
4	Копии Актов на право временного возмездного землепользования (аренды) земельного участка для добычи нефти и газа на месторождении Байчунас
5	Копия Постановления акимата Атырауской области о разрешении сдачи земельного участка в аренду
6	Копия Приказа заместителя председателя Правления по геологии и разработке АО «Эмбаунайгаз» №408 от 19.10.2020г «О введении во временную консервацию эксплуатационных скважин»

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№	Наименование	Масштаб
1	Участок Восточный Байчунас. Геолого-литологический профиль по линии I-I'	1: 2 000
2	Участок Восточный Байчунас. Геолого-литологический профиль по линии II-II'	1: 2 000
3	Участок Восточный Байчунас. Геолого-литологический профиль по линии III-III'	1: 2 000
4	Участок Восточный Байчунас. Геолого-литологический профиль по линии IV-IV'	1: 2 000
5	Северо-Западный Байчунас. Неокомский продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1: 5 000
6	Северо-Западный Байчунас. Среднеюрский продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1: 5 000
7	Южный Байчунас. Неокомский продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1: 5 000
8	Южный Байчунас. Среднеюрский продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1: 5 000
9	Северо-Восточный Байчунас. Среднеюрский продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1: 5 000
10	Юго-Западный Байчунас. Апт-неокомский продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1: 5 000
11	Восточный Байчунас. Сеноманский продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1: 5 000
12	Восточный Байчунас. I верхнеальбский продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1: 5 000
13	Восточный Байчунас. II верхнеальбский продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1: 5 000
14	Восточный Байчунас. III верхнеальбский продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1: 5 000
15	Восточный Байчунас. Апт-неокомский продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1: 5 000
16	Восточный Байчунас. Неокомский продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1: 5 000
17	Восточный Байчунас. Среднеюрский продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	1: 5 000
18	Почвенно-грунтовая карта месторождения Байчунас	1: 10 000
19	Схема размещения участка недр и производственных объектов	1: 10 000

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий Проект ликвидации последствий недропользования при проведении добычи на месторождении Байчунас (далее – Проект ликвидации) выполнен Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг», имеющим государственную лицензию № 21033641 на подвиды деятельности, включая архитектурное проектирование и градостроительное проектирование, а также государственную лицензию № 21033693 на подвиды деятельности, включая составление проектных документов для месторождений углеводородов.

Основанием для разработки Проекта ликвидации является Договор № 864995/2023/1 от 31.05.2023г, заключенный между АО «Эмбаунайгаз» и Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг».

В Проекте ликвидации отражаются вопросы по соответствующей подготовке и непосредственной ликвидации последствий недропользования на месторождении Байчунас согласно требованиям Кодекса о недрах и недропользовании Республики Казахстан [1] и «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», утвержденных Приказом министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018г. №200 [2].

Первые геологические исследования (картировочные работы) были проведены в 1925-1926 гг. на участке Южный Байчунас. В 1928 году в южной части месторождения производилась топосъемка и нивелировка.

В период 1932-33гг. на месторождении проводились сейсморазведочные работы. Почти одновременно с сейсморазведкой проводилась и электроразведка.

В 1941-1942 гг. проводилось структурно-поисковое бурение.

В 2013г институтом «КазНИГРИ» выполнен Пересчет извлекаемых запасов, утвержденный Протоколом ГКЗ РК №1331-13-У от 05.09.2013г. Согласно указанному Протоколу ГКЗ РК на Государственный баланс приняты следующие геологические и извлекаемые запасы нефти в количестве:

- по категории А+В+С1 – 8595 тыс.т и 4615 тыс.т соответственно;
- по категории С2 – 13 тыс.т и 2 тыс.т соответственно.

В том числе в пределах контрактной территории АО «Эмбаунайгаз» запасы нефти оценены в количестве:

- по категории А+В+С1 – 7798 тыс.т геологических и 4173 тыс.т извлекаемых;
- по категории С2 – 13 тыс.т геологических и 2 тыс.т извлекаемых.

В 2019г филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» был выполнен Проект разработки месторождения Байчунас, согласно которому по утвержденному второму варианту предусматривалась разработка 3 эксплуатационных объектов с ППД закачкой воды, ввод из бурения 2 новых добывающих скважин, и мероприятия по вводу из ликвидации 4 скважин. В рамках реализации указанного проекта была пробурена скважина №501, однако вместо ожидаемого дебита нефти 3,7 т/сут. начальный дебит составил 0,9 т/сут., а спустя месяц дебит опустился до 0,6 т/сут. Бурение скважины №501 не дало ожидаемого эффекта, разработка месторождения показала отрицательный экономический эффект.

В связи с нерентабельностью разработки месторождения приказом заместителя председателя Правления по геологии и разработке АО «Эмбамунайгаз» №408 от 19.10.2020г эксплуатационные скважины №№ 151, 181, 242, 261, 264, 295, 342, 375, 390 месторождения Байчунас были введены во временную консервацию с 02.10.2020г.

По состоянию на 01.01.2023г с начала разработки по месторождению отобрано 4151,4 тыс.т. нефти. Средний дебит нефти на одну скважину составил 0,5 т/сут., при обводненности продукции 83,2%. Текущий КИН составляет 0,532 доли ед. при проектном 0,535 доли ед., отбор от начальных извлекаемых запасов достиг 99,5%. Остаточные извлекаемые запасы в целом по месторождению составляют 21,6 тыс.т.

Таким образом, исходя из экономической нерентабельности работы скважин, а также практически полной выработанности извлекаемых запасов, проведение дальнейших работ по недропользованию при добыче углеводородов на месторождении Байчунас не представляется целесообразным. В связи с этим, рекомендуется прекращение дальнейших работ по недропользованию и проведение работ по ликвидации последствий недропользования на месторождении Байчунас.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ БАЙЧУНАС

Месторождение Байчунас расположено в 85 км к востоку от областного центра г.Атырау. В 16 км на запад находится месторождение Искине и в 20 км на восток месторождение Тентексор (рис 1.1.1).

Месторождение Байчунас с поселком Доссор и близлежащими промыслами Тентексор и Тюлеген соединяется грунтовыми дорогами.

Месторождение расположено в низкой, почти равнинной местности, и приурочено к западной окраине площади, занятой большим количеством соров. На промысловом участке Северо-Западный Байчунас сором занята вся его южная половина, на участке Южный Байчунас под сором находится почти вся его восточная часть, а в промысловом участке Восточный Байчунас сорами заняты 50 % всей площади участка.

Почва сложена желтым солонцоватым суглинком, на котором развивается скудная солончаковая растительность. Летом при высыхании соров их дно покрыто вязкой солонцовой глиной и соленой рапой, а иногда мелкой кристаллической солью.

Рек и ручьев поблизости месторождения Байчунас нет. Питьевая вода подается по водопроводу из города Атырау. Климат района континентальный. Лето сухое жаркое (до плюс 40°), зима суровая (до минус 30°), малоснежная, ветреная

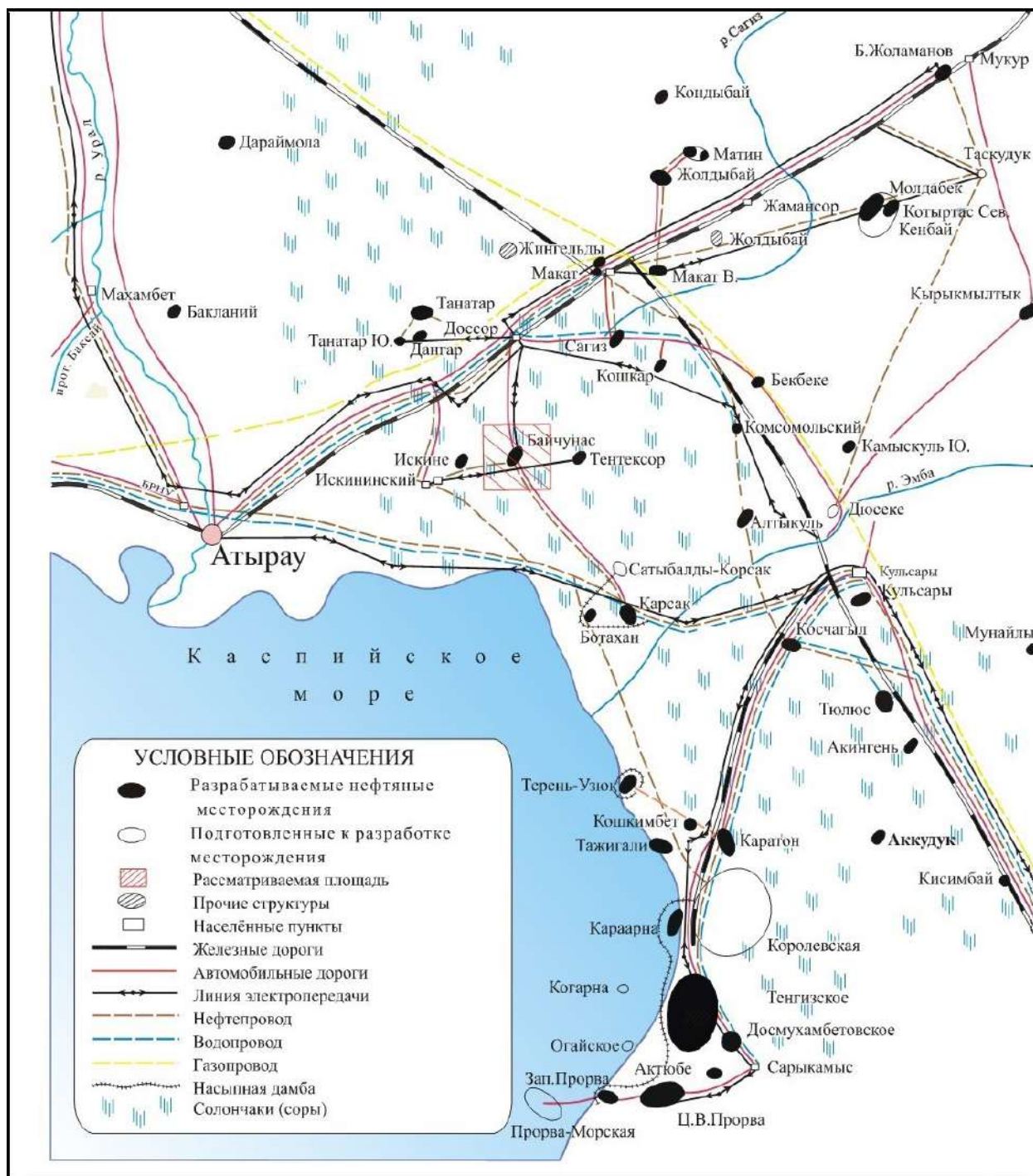


Рис. 1.1.1 - Обзорная карта района работ (масштаб 1 : 1 000 000)

2 КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Геологическое строение

Литолого-стратиграфическая характеристика

В геологическом строении участвуют породы пермской, триасовой, юрской, меловой и четвертичной систем включительно. Верхнеюрские и третичные отложения в разрезах скважин встречены не были.

Пермская система - Р

Нижний отдел - Р₁

Кунгурский ярус - Р_{1к}

К отложениям кунгурского яруса относятся гидрохимические осадки, представленные белой крупнокристаллической каменной солью, покрытые кепроком (гипс, ангидрит, с прослоями глин) толщиной до 70м.

Пермотриас - РТ

Отложения пермотриаса представлены пестроцветными бурыми глинами с прослоями песчанистых глин и песков, сменяющихся вниз по разрезу толщей красноцветных глин и песков.

Красноцветная толща характеризуется чередованием глин и песчаных пачек, толщиной до 10-15м. Выше пестроцветов залегает пачка толщиной до 100-130м, сложенная в верхней части преимущественно серыми, иногда зеленоватыми или буроватыми глинами, толщиной около 50м, в нижней части этой толщи преобладают пески. Толщина отложений пермотриаса на куполе весьма изменчива и колеблется от 0 до 288 м.

Юрская система - J

Нижний отдел - J₁

К нижнеюрским отложениям относится толща преимущественно водоносных песков, включающая обычно небольшие прослои глин и ряд горизонтов, обогащенных кварцевой и кремниевой галькой, иногда встречаются галька и другие осадочные породы. Толщина нижней юры от 37 м на участке Северо-Восточный Байчунас до 114 м на участке Восточный Байчунас. В пределах наибольшего поднятия соляного штока нижнеюрские отложения смыты целиком. Сокращение толщины нижней юры обусловлено предсреднеюрским и преднеокомским размывами.

Средний отдел - J₂

Среднеюрские отложения характеризуются частым чередованием

мелкозернистых песчаных, песчано-глинистых и глинистых пород.

Глины серые и буровато-серые, бурые, песчанистые и сильно песчанистые, слоистые. Пески мелко- и тонкозернистые, иногда глинистые. Среди глин и песков встречаются прослой песчаников, углистых глин и угля.

Толщина средней юры изменяется от 67 м на участке Восточный Байчунас до 363 м на участке Северо-Восточный Байчунас.

Меловая система - К

Нижний отдел - К₁

Неокомский надъярус - К_{1nc}

Неокомские отложения распространены по всей площади купола. В их разрезе выделяются готерив и баррем.

Отложения *готерива* представлены зеленовато-серыми и бледно-зелеными глинами чистыми или песчаными, с прослоями песчаников, особенно обильных в верхней части разреза. В глинах и песчаниках иногда отмечается наличие обуглившихся растительных остатков, обломков фауны: пелеципод и фораминифер. Прослой песков встречаются в средней части разреза. Выше прослеживается горизонт песков, относимый к подошве *баррема*. Горизонт этот представлен песками мелко- и среднезернистыми, рыхлыми, зеленовато-серыми, глинистыми с прослоями глин. Толщина его достигает 16 м.

Верхняя часть *баррема* представлена чередованием зеленых чистых или песчанистых глин и песков или песчаников. Для этой части разреза характерно присутствие ряда горизонтов яркоокрашенных, пестроцветных и кирпично- или вишнево-красных глин, комковатых и брекчиевидных песчаников.

Общая толщина неокома на площади купола колеблется от 78 до 200 м.

Отложения готерива характеризуется следующим комплексом фораминифер:

Reophax seorpiurus Montf. *Haplophragmoides subnonioninoides* J. Nik ., *Lobulina praelacrima* Mjatl., *J.prisca* Reuss.

Аптский ярус - К_{1a}

Литологически отложения апта характеризуются преобладанием темно-серых и черных глин чистых или более песчанистых, заключающих обычно прослой карбонатных глинистых мергелей. На участке Северо-Восточный Байчунас толщина отложений апта меняется от 65 до 87м, на Восточном – от 50 до 90 м, на Северо-Западном – от 67 до 90м и на Южном – от 70 до 87 м. В отложениях апта встречены следующие виды фораминифер: *Rhabdmmina aptica* Damp. *Lomospirella aptica* Mjatl., *Jyroidina kasakhstanica* Mjatl., *Haplphragmoides embaensis* J. Nik.

Альбский ярус - K_{1a}l

Нижне-среднеальбский ярус - K_{1a}l₁₋₂

Поверхности сводовых частей участков Южный и Северо-Западный Байчунас слагают отложения нижнего и среднего альба. Начинается альбская толща снизу пачкой однородных песчанистых глин. Выше песчанистые глины сменяются более плотными глинами с тонкими прослойками песчанистых глин, песков и песчаников.

Глины темно-серые, плотные, песчанистые, с обломками фауны, с мелкими обуглившимися растительными остатками и тонкими прослойками мелкозернистого песка. Пески серые и зеленовато-серые, мелкозернистые, иногда глинистые.

Толщина яруса 100 – 120 м.

Отложения ниже-среднего альба характеризуются следующим комплексом фораминифер: *Epistomina reticulate* (Reuss), *Jaudryina filiformis* Berth. *Cristellaria munsteri* (Roem) *Marginulina jonesi* Reuss.

Верхнеальбский ярус - K_{1a}l₃

Отложения верхнего альба на участке Восточный Байчунас выделяются в самостоятельную стратиграфическую единицу. На остальных участках купола они объединяются вместе с сеноманским ярусом. Литологически отложения представлены песками, среди которых залегают отдельные мощные пачки и пласты песчаных глин.

Пески алевроитовые, глинистые и слабоглинистые, зеленовато-серые, слюдистые, с обугленными растительными остатками, иногда с окаменелой древесиной.

Глины темно-серые, почти черные, плотные, песчанистые и сильнопесчанистые, вязкие, иногда известковистые. Среди глин и песков отмечены прослои песчаников зеленовато-серых, мелкозернистых. Толщина верхнеальбских отложений на участке Восточный Байчунас колеблется от 10 до 141 м.

Верхний отдел - K₂

Сеноманский ярус - K₂s

Сеноманские отложения также, как и верхнеальбские, выделяются только на участке Восточный Байчунас. Литологический состав их преимущественно песчаный. Среди песков встречаются прослои глин.

Пески мелко- и тонкозернистые, серые и желтовато-серые, слюдистые, иногда глинистые, глауконитовые, с прослоями ржаво-бурых песчаников. Глины серые и темно-серые, с зеленоватым оттенком, плотные, песчанистые, с прослоями желтого песка и обломками микрофауны. Толщина сеноманских отложений не постоянна и колеблется от 40 до 119 м. Отложения сеномана характеризуются следующей микрофауной: *Anomalina berthelini* Kell; *Anomalina cenomanica* (brotz); *Jumbelitra cenomana* (Kell).

Сенон-туронский ярус – K_{2s-t}

Толща мелоподобных глин, мергелей и мела, залегающая на размытой поверхности сеномана относится обычно к нерасчлененным сенон-туронским отложениям.

В нижней части разреза залегают зеленовато-серые мергели турона, изредка включающие прослой глини или более глинистые песчанистые разности с обломками фауны. Туронские отложения характеризуются следующей микрофауной:

Spiroplectamina embaensis Mjatl., *Jaudryina variabilis* Mjatl., *Anomalina ammonoides* (Reuss), *Anomalina infrasantonica* Balakh., *Orbignina sacheri* (Reuss), *Buliminella carseyae* Plumm., *Bolivina kalinini* Vass., *Cibicides temirensis* Vass.

К верху туронские мергели сменяются более чистыми рыхлыми карбонатными осадками (писчий мел), включающими часто мергелистые разности и изредка песчанистые и глинистые прослой (сантонский ярус). Сантонские осадки перекрываются более глинистыми осадками кампанского яруса, характеризующимися повышением песчаности в верхней их части. Глины, слагающие эту часть разреза, серые и чаще зеленовато-серые, песчанистые, плотные, с прослоями и включениями белого писчего мела. Отложения сенон-турона развиты на восточном крыле купола. На участке Северо-Восточный Байчунас общая толщина их изменяется от 57 до 174 м.

На участке Восточный Байчунас толщина сенон-турона колеблется от 20 до 156 м.

На площади западного крыла купола сенон-туронские отложения появляются только на северо- и юго-западных окраинах этого крыла.

Четвертичная система - Q

Литологически четвертичные отложения представлены красно-бурыми суглинками или глинами с прослоями зеленовато-серых песков, переполненных остатками фауны древне-каспийской трансгрессии. Толщина колеблется от 12 до 29 м.

2.2 Тектоника

В тектоническом отношении месторождение Байчунас представляет собой соляной купол длиной 9 км и шириной 3 км. Соляное ядро купола в плане рисуется близким к четырехугольной форме. Свод соляного ядра сравнительно неширокий. Наименьшая глубина залегания соляного ядра равна 300-350 м. Соляными выступами (отрогами), отходящими на север, юг, юго-восток и северо-запад, из которых наиболее отчетливо очерчены первые три, соляное ядро купола соединяется с соляными ядрами смежных куполов Толеген и др. (рис. 2.2.1).

Надсолевой комплекс отложений структуры Байчунас в целом повторяет конфигурацию соляного купола и разбит тектоническими нарушениями на блоки. Через центр структуры с юга на север проходит **грабен**, который имеет направление, близкое к меридианальному. Ширина его на всем протяжении не постоянная. На юге она равна примерно 1400-1500 м, далее на север грабен сужается, достигая в центральной части 300 м, севернее ширина его становится равной 400-500 м.

Структура Байчунас грабеном разделяется на два крыла: западное (приподнятое) и восточное (опущенное), где выделены пять тектонически обособленных участков. На восточном крыле участки *Северо-Восточный Байчунас* и *Восточный Байчунас*, на западном – *Южный Байчунас*, *Северо-Западный Байчунас*, *Юго-Западный Байчунас*.

Участок Северо-Восточный Байчунас представляет собой пологую структуру почти меридианального простирания, которая является северной оконечностью антиклинальной складки, протягивающейся с юга на север вдоль склона всего крыла купола. Структура отделяется от участка Восточный Байчунас тектоническим нарушением f_7 , а от участка Северо-Западный Байчунас сбросом грабена f_6 .

Участок Южный Байчунас имеет моноклиальное строение, на востоке ограничивается основным сбросом f_1 , с севера - сбросом f_4 .

Участок Юго-Западный Байчунас представляет собой моноклиаль, ограниченную с востока центральным грабеном.

Участок Северо-Западный Байчунас представляет собой структуру, похожую на крыло пологой складки, ограниченной с востока основным сбросом f_1 , а с юга – сбросом f_2 .

Участок Восточный Байчунас грабеном разделен на два крыла: восточное и западное.

Восточное крыло представляет собой антиклинальную складку, обрезанную с запада сбросом f_6 . В южной части прослежен сброс f_9 , который образует приграбенную ступень. В пределах северной части проходят продольные сбросы f_{10} , f_{11} , которые идут

параллельно друг другу в почти меридианальном направлении и расположены восточнее сброса f_9 . Сбросы падают преимущественно на запад под углом 30-85°.

Западное крыло участка ограничивается с востока сбросом f_{12} . Крыло осложнено двумя продольными сбросами f_{13} , f_{14} , которые падают на восток, образуя две параллельные ступени.

Оба крыла продольными сбросами разбиты на 7 отдельных полей.

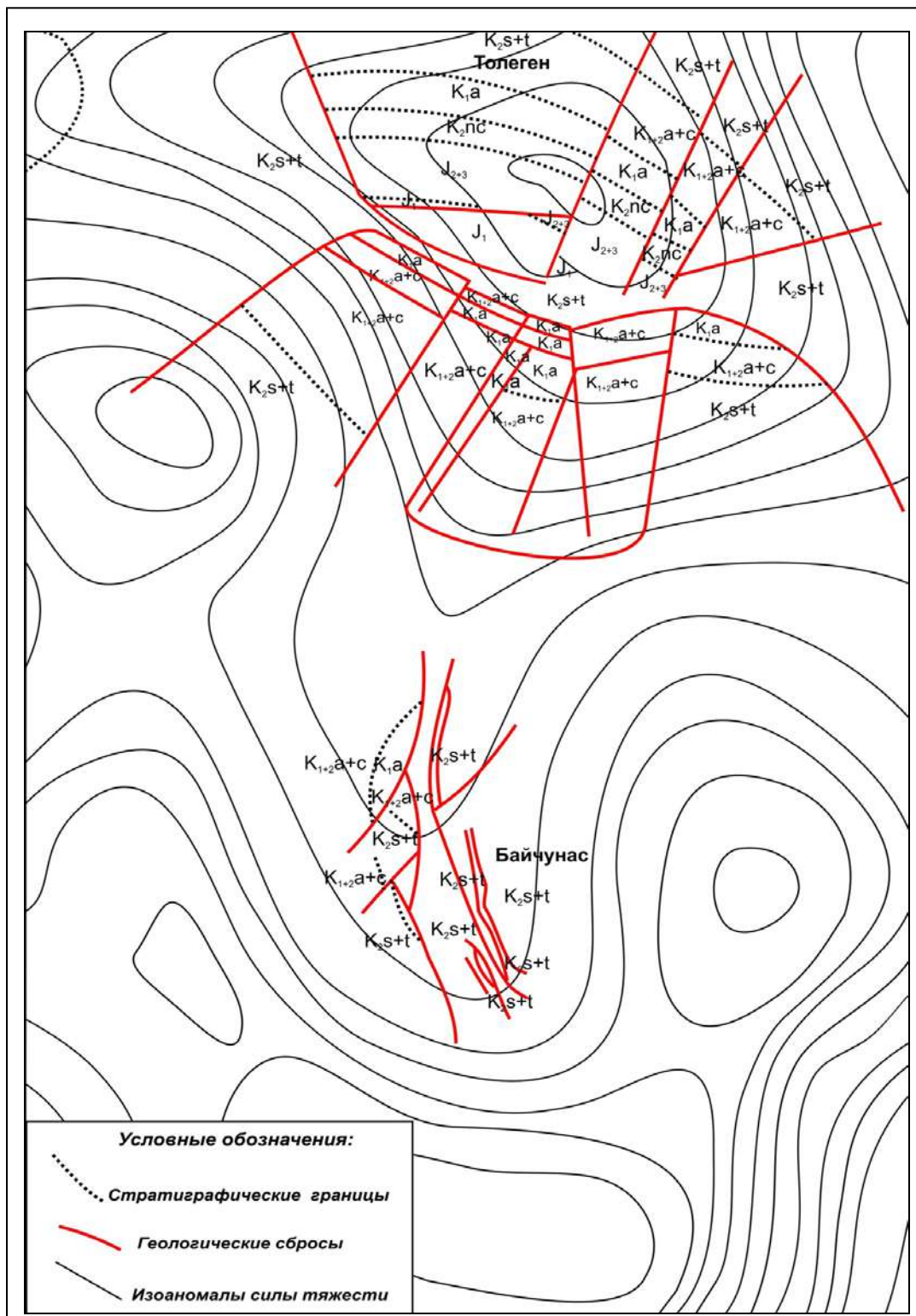


Рис. 2.2.1 - Схематическая тектоническая карта (по материалам отчета ПЗ 2013г.)

2.3 Нефтеносность

Залежи нефти месторождения Байчунас приурочены к меловым и среднеюрским отложениям. Первые притоки промышленной нефти были получены в 1930г. из скважины №101 в интервале юрских отложений участка Южный Байчунас. В последующие годы нефтеносность была установлена на участках Северо-Западный, Восточный, Северо-Восточный и Юго-Западный Байчунас в отложениях юры, неокома, апта, альба и сеномана.

Согласно номенклатуре, принятой при подсчете запасов 1962г, на месторождении Байчунас выделено 13 продуктивных горизонтов, содержащих нефтяные залежи.

Залежи по типу природного резервуара пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные. Ниже приводится подробное описание строения продуктивных горизонтов по участкам.

Участок Северо-Западный Байчунас

Неокомский горизонт вскрыт 31 скважиной, опробован в 23 скважинах с дебитами нефти от 0,22 до 53,9м³/сут и воды до 1,8м³/сут. Эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам колеблется от 5,0 до 16,0м, в среднем составляет 7,9м.

ВНК принят на абсолютной отметке минус 162м. Площадь нефтеносности 451тыс.м².

Юрский горизонт опробован в 6 скважинах, дебиты нефти колебались от 0,335 до 8,59м³/сут. Эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется от 9,5 до 14,5м, в среднем составляет 12,8м.

ВНК принят на абсолютной отметке минус 230м. Площадь нефтеносности – 347тыс.м².

Участок Южный Байчунас

Неокомский горизонт. В контуре продуктивности пробурены скважины №№ 149, 185, 267, 276, 288, из них опробованы скважины №№ 185, 267, 288, из которых получены притоки нефти дебитами до 1,68м³/сут.

Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 2,0 до 10,5м, в среднем составляет 6,2м. На дату составления настоящего проекта в эксплуатации находится скважина №185 дебитом 0,3т/сут нефти и 21,0т/сут воды.

ВНК принят на абсолютной отметке минус 100м. Площадь нефтеносности – 196тыс.м².

Юрский горизонт опробован в 27скважинах, из которых получены притоки нефти и воды дебитами соответственно до 38,6м³/сут и до 107,2м³/сут. Эффективная

нефтенасыщенная толщина по скважинам колеблется от 2,0 до 13,5м, в среднем 7,5м.

Горизонт разрабатывается скважинами №№ 106, 116, 126, 149, 181, 247, 361, 370 с текущими дебитами от 0,2 до 3,6т/сут нефти и до 59,9 т/сут воды.

Площадь нефтеносности составляет 924 тыс.м².

Участок Юго-Западный Байчунас

Апт-неокомский горизонт опробован в 1949г. скважиной №62, из которой в интервале 279-287м был получен приток 1,2м³/сут нефти и выявлена литологически экранированная залежь площадью 33 тыс.м².

Участок Северо-Восточный Байчунас

Юрский горизонт. В контуре продуктивности пробурены скважины №№ 39, 72, 94, 95, 99, 97а, 98, 99, 100, 299, опробованы все скважины кроме скважины №94.

Дебиты нефти и воды колебались от 0,13 до 54м³/сут и от 2,18 до 13,9м³/сут соответственно. Эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется от 6,0 до 16,5м, в среднем 10,7м. ВНК принят на абсолютной отметке минус 824,3м. Площадь нефтеносности составила 169 тыс.м².

Участок Восточный Байчунас

На данном участке структура разделена грабенom на 2 крыла – западное и восточное, которые сбросами разбиты на 7 полей: западное – на 2 (IV, V), восточное – на 5 (I, II, III, VI, VII).

Сеноманский горизонт нефтенасыщен по ГИС почти на всех полях (I, II, IV, VI, VII), опробован только в скважине №300 в пределах IV поля, где получен приток нефти дебитом 0,214 м³/сут.

Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,0 до 9,5 м, в среднем составляет 4,8м.

ВНК по полям приняты на абсолютных отметках от минус 51,4 м до минус 109,8 м. Площадь нефтеносности – 22 тыс.м².

I верхнеальбский горизонт нефтенасыщен по ГИС на всех полях (I, II, III, IV, V, VI, VII), опробован в 32 скважинах, дебиты нефти при этом варьируют от 0,07 до 21,93 м³/сут, воды – от 0,37 до 135,8 м³/сут.

Эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам колеблется от 1,0 до 21,0 м, в среднем составляет 10,83 м.

Положение водонефтяного контакта принято на отметках от минус 83,0 до минус 134,5м.

Площадь нефтеносности 571 тыс. м².

II верхнеальбский горизонт. Продуктивность горизонта установлена опробованием скважины №300 только на IV поле, где был получен приток дебитом 1,74 м³/сут нефти и 7,9 м³/сут воды. На других полях опробование не проводилось.

Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,5 до 10,5м, в среднем составляет 5,4м.

Водонефтяной контакт по скважинам меняется от минус 95,0м до минус 167,5м.

III верхнеальбский горизонт нефтенасыщен по ГИС на полях: I, II, III, IV, V, опробован в 6 скважинах, дебиты при этом составили 0,16-10,0м³/сут нефти и до 85м³/сут воды. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 2,0 до 10,0 м, в среднем составляет 5,49 м. ВНК по полям приняты на отметках от минус 121,2 до минус 210,6 м.

Площадь нефтеносности составляет 138 тыс. м².

Апт-неокомский горизонт. Нефтеносность горизонта установлена в 1936г. при опробовании скважины №311, из которой получен приток нефти дебитом 22,6т/сут. Опробование проведено в 186 скважинах, дебиты по скважинам колебались от 0,1 до 107,2 м³/сут нефти и до 56,5м³/сут воды.

Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 1,0 до 43,5м, в среднем 18,5м.

Площадь нефтеносности составляет 1846 тыс. м².

Поверхность водонефтяного контакта варьирует в пределах от минус 404,0 до минус 407,6м, в среднем составляя минус 405,5м.

Неокомский горизонт. В контуре продуктивности пробурено 7 скважин: №№ 71, 81, 88, 89, 92, 308, 314, из них опробованы 3 (№№ 81, 88, 89) с дебитом 0,2-5,1 м³/сут нефти и 0,43-5,65 м³/сут воды.

Эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам составляет от 2,0 до 5,0м, в среднем 3,0м.

ВНК принят на отметке минус 430,5м.

Площадь нефтеносности 127тыс. м².

Юрский горизонт нефтенасыщен по ГИС в 32 скважинах, опробован в 30 скважинах с дебитами нефти до 41.6 м³/сут и воды – до 13.04 м³/сут. Эффективная нефтенасыщенная толщина меняется от 4,0 до 9,0м, в среднем составляет 6,4м.

ВНК принят на отметке минус 590,6м. Площадь нефтеносности составляет 277 тыс. м².

2.4 Запасы нефти

Впервые запасы нефти по 21 нефтяным верхнеальбским, аптским, неокомским и юрским горизонтам месторождения Байчунас утверждены в 1946г. (протокол ГКЗ СССР №3907 от 15.06.1946г.).

В процессе разработки месторождения запасы нефти неоднократно пересчитывались (1962г., 1990г., 2004г., 2008г. и 2013г.).

В 2013г. на Государственный баланс РК согласно Протоколу ГКЗ РК №1331-13-У от 5.09.2013г. были поставлены нижеследующие геологические/извлекаемые запасы нефти:

По запасам основными являются продуктивные горизонты Восточного участка, содержащие почти 70% начальных геологических запасов нефти категориям $A+B+C_1+C_2$ месторождения.

Запасы нефти по сеноманскому (1991г.) и II верхнеальбскому (1962г.) продуктивным горизонтам участка Восточный Байчунас, апт-неокомского горизонта (1988г.) в юго-западной части участка Южный Байчунас не разрабатывались, в связи с чем были списаны согласно соответствующим Протоколам ГКЗ СССР и РК.

Утвержденные запасы нефти по участкам и в целом по месторождению Байчунас приведены в таблице 2.4.1

Таблица 2.4.1 – Сводная таблица подсчётных параметров, запасов нефти, ГКЗ РК (Протокол № 1331-13-У от 05.09.2013г)

Горизонт	Поле	Зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, (тыс. м2)	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, (м)	Объем нефтенасыщенных пород, (тыс. м³)	Коэффициенты доли ед.			Плотность нефти, (г/см3)	Геологические запасы нефти, (тыс.т)	Коэф. нефтеизвлечения	Извлекаемые запасы нефти, (тыс.т)
							Открытой пористости	Нефтенасыщенности	Пересчетный				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Северо-Западный Байчунас													
В пределах контрактной территории													
K_{1nc}		ВН	В	451	6,25	2819	0,28	0,735	0,9825	0,9078	517	0,412	213
			В	451		2819					517		213
Вне контрактной территории													
		ВН	В	170	5,69	968	0,28	0,735	0,9825	0,9078	178	0,412	73
			В	170		968					178		73
В пределах контрактной территории													
J₂		ВН	C₁	347	6,42	2227	0,321	0,742	0,98	0,8963	466	0,200	93
			C₁	347		2227					466		93
Вне контрактной территории													
		ВН	C₁	28	2,3	65	0,321	0,742	0,98	0,8963	14	0,200	2,8
			C₁	28		65					14		3
Итого по Северо-Западному участку, в т.ч.			В	621		3787					695		286
			C₁	375		2292					480		96
			В+C₁	996		6079					1175		382
в пределах контрактной территории.			В	451		2819					517		213
			C₁	347		2227					466		93
			В+C₁	798		5046					983		306
вне контрактной территории			В	170		968					178		73
			C₁	28		65					14		3
			В+C₁	198		1033					192		76

Продолжение таблицы 2.4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Южный участок													
В пределах контрактной территории													
K_{1nc}		ВН	В	196	4,84	950	0,28	0,735	0,9875	0,8358	161	0,137	22
			В	196		950					161		22
В пределах контрактной территории													
J₂		ВН	А	924	6,14	5675	0,301	0,679	0,9625	0,8807	983	0,543	534
			А	924		5675					983		534
Вне контрактной территории													
		ВН	А	38	2,55	96	0,301	0,679	0,9625	0,8807	17	0,543	9
			А	38		96					17		9
Итого по Южному участку, в т.ч.			А	962		5771					1000		543
			В	196		950					161		22
			А+В	1158		6721					1161		565
в пределах контрактной территории			А	924		5675					983		534
			В	196		950					161		22
			А+В	1120		6625					1144		556
Вне контрактной территории			А	38		96					17		9
			В	-		-					-		-
			А+В	38		96					17		9
Северо-Восточный участок													
В пределах контрактной территории													
J₂		ВН	В	169	8,31	1402	0,289	0,739	0,795	0,7991	190	0,495	94
			В	169		1402					190		94
Вне контрактной территории													
		ВН	В	93	4,38	405	0,289	0,739	0,795	0,7991	55	0,495	27
			В	93		405					55		27
Итого по Северо-Восточному участку, в т.ч.			В	262		1807					245		120
в пределах контрактной территории			В	169		1402					190		94
вне контрактной территории			В	93		405					55		27

Продолжение таблицы 2.4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Восточный участок													
В пределах контрактной территории													
I	I	ВН	В	138	5,51	760	0,277	0,72	0,995	0,9314	141	0,228	32
K_{1al}			В	138		760					141		32
	II	ВН	В	224	10,47	2349	0,277	0,72	0,995	0,9314	434	0,228	99
			В	224		2349					434		99
	III	ВН	В	44	16,37	727	0,277	0,72	0,995	0,9314	134	0,228	31
			В	44		727					134		31
	IV	ВН	В	26	4,8	127	0,277	0,72	0,995	0,9314	24	0,228	5
			В	26		127					24		5
	V	ВН	В	17	3,8	63	0,277	0,72	0,995	0,9314	12	0,228	3
			В	17		63					12		3
	VI	ВН	C ₁	29	7,71	223	0,277	0,72	0,995	0,9314	41	0,228	9
			C₁	29		223					41		9
	VII	ВН	В	93	8,6	798	0,277	0,72	0,995	0,9314	148	0,228	34
			В	93		798					148		34
Итого по I верхнеальбскому горизонту			В	542		4824					893		204
			C₁	29		223					41		9
			В+C₁	571		5047					934	0,228	213
В пределах контрактной территории													
III	I	ВН	В	47	5,11	239	0,277	0,72	0,99	0,9217	44	0,333	15
K_{1al}			В	47		239					44		15
	II	ВН	В	48	4,94	236	0,277	0,72	0,99	0,9217	43	0,333	14
			В	48		236					43		14
	III	ВН	C ₁	32	4,36	142	0,277	0,72	0,99	0,9217	26	0,333	9
			C₁	32		142					26		9
	IV	ВН	C ₁	11	3,53	38	0,277	0,72	0,99	0,9217	7	0,333	2
			C₁	11		38					7		2
	V	ВН	C ₂	19	3,68	69	0,277	0,72	0,99	0,9217	13	0,170	2
			C₂	19		69					13		2
Итого по III верхнеальбскому горизонту			В	95		475					87		29
			C₁	43		180					33		11
			В +C₁	138		655					120	0,333	40
			C₂	19		69					13	0,170	2

Продолжение таблицы 2.4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
В пределах контрактной территории													
К1а- пс	I	ВН	A	935	11,89	11114	0,28	0,735	0,9548	0,8772	1916	0,683	1309
			A	935		11114					1916		1309
Вне контрактной территории													
	I	ВН	A	298	3,76	1120	0,28	0,735	0,9548	0,8772	193	0,683	132
			A	298		1120					193		132,0
В пределах контрактной территории													
К1а- пс	II	ВН	A	693	14,56	10105	0,28	0,735	0,9548	0,8772	1742	0,683	1190
			A	693		10105					1742		1190
Вне контрактной территории													
	II	ВН	A	216	4,51	975	0,28	0,735	0,9548	0,8772	168	0,683	115
			A	216		975					168		115
В пределах контрактной территории													
	III	ВН	A	92	13,71	1260	0,28	0,735	0,9548	0,872	217	0,683	148
			A	92		1260					217		148
В пределах контрактной территории													
	VII	ВН	A	126	11,89	1492	0,28	0,735	0,9548	0,8772	257	0,673	173
			A	126		1492					257		173
Итого по апт-неокомскому горизонту в т.ч.			A	2360		26066					4493		3067
в пределах контрактной территории			A	1846		23971					4132	0,682	2820
вне контрактной территории			A	514		2095					361		247
В пределах контрактной территории													
К1пс		ВН	A	127	2,13	270	0,28	0,735	0,95	0,8772	46	0,526	24,2
Итого по неокомскому горизонту			A	127		270					46		24

Продолжение таблицы 2.4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
В пределах контрактной территории													
J ₂		ВН	В	277	5,2	1440	0,327	0,698	0,9	0,8411	249	0,482	120
			В	277		1440					249		120
Вне контрактной территории													
J ₂		ВН	В	380	2,62	995	0,327	0,698	0,9	0,8411	172	0,482	83
			В	380		995					172		83
Итого по юрскому горизонту в т.ч.			В	657		2435					421		203
в пределах контрактной территории			В	277		1440					249		120
вне контрактной территории			В	380		995					172		83
Итого по Восточному участку, в т.ч.			А	2487		26336					4539		3091
			В	1294		7734					1401		436
			С₁	72		403					74		20
			А+В+С₁	3853		34473					6014		3547
			С₂	19		69					13		2
в пределах контрактной территории			А	1973		24241					4178		2844
			В	914		6739					1229		353
			С₁	72		403					74		20
			А+В+С₁	2959		31383					5481		3217
			С₂	19		69					13		2
вне контрактной территории			А	514		2095					361		247
			В	380		995					172		83
			С₁	-		-					-		-
			А+В+С₁	894		3090					533		330
			С₂	-		-					-		-

Продолжение таблицы 2.4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
В целом по месторождению Байчунас по категориям			A	3449		32107					5539		3634
			B	2373		14278					2502		865
			C₁	447		2695					554		116
			A+B+C₁	6269		49080					8595		4615
			C₂	19		69					13		2
Из них в контрактной территории по категориям:			A	2897		29916					5161		3378
			B	1730		11910					2097		682
			C₁	419		2630					540		113
			A+B+C₁	5046		44456					7798	0,535	4173
			C₂	19		69					13		2
Вне контрактной территории по категориям:			A	552		2191					378		256
			B	643		2368					405		182
			C₁	28		65					14		3
			A+B+C₁	1223		4624					797		441

3 ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА НЕДР

3.1 Характеристика фонда скважин

Месторождение Байчунас находится в промышленной разработке с 1931г.

Месторождение разделено на четыре промысловых участка. К ним относятся:

- Северо-Западный Байчунас (неокомский, юрский продуктивные горизонты);
- Северо-Восточный Байчунас (юрский продуктивный горизонт);
- Восточный Байчунас (сеноманский, I-III верхнеальбские, апт-неокомский, неокомский и юрский продуктивные горизонты);
- Южный Байчунас (юрский, неокомский продуктивные горизонты).

Согласно Проекту разработки 2019г (Протокол ЦКРР №15/15 от 07.08.2019г), на месторождении выделено шесть эксплуатационных объектов:

- I объект – сеноманский, I, II, III верхнеальбские горизонты Восточного участка;
- II объект – апт-неокомский и неокомский горизонты Восточного участка;
- III объект – среднеюрский горизонт Восточного участка;
- IV объект – неокомский горизонт Северо-Западного участка;
- V объект – юрский горизонт Северо-Западного и Северо-Восточного участков;
- VI объект – неокомский и юрский горизонты Южного участка.

При этом в рамках проекта была предусмотрена разработка только трех эксплуатационных объектов:

- I объект (I и III-альбские продуктивные горизонты);
- II объект (апт-неокомский продуктивный горизонт);
- VI объект – (неокомский и юрский продуктивные горизонты).

Разработка остальных объектов, находившихся на дату составления проекта в консервации, не предусматривалась по причине выработки запасов и обводнения эксплуатационных скважин, так как месторождение находится на завершающей стадии разработки.

Проектом разработки месторождения Байчунас предусматривалась разработка месторождения в период 2019-2026гг.

Основные положения утвержденного второго варианта «Проекта разработки...» (2019г), характеризуются следующими показателями разработки:

- Проектный уровень добычи нефти – 4,8 тыс.т ;
- Проектный уровень добычи жидкости – 135,2тыс.т;
- Проектный уровень закачки воды – 121,5 тыс. м³;

- Проектный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 22 и 11 ед.;
- Проектный ввод новых добывающих скважин – 2ед.;
- Проектный КИН – 0,536 доли ед.

На месторождении предусмотрена система ППД закачки воды. За период 2019-2022гг система ППД осуществлялась на I, II и VI объектах разработки.

На дату составления настоящего проекта в целом по месторождению на Государственном балансе числятся геологические/извлекаемые запасы нефти в количестве 7798/4173 тыс.т., оцененные по категории А+В+С₁ Согласно последнему утвержденному в 2013г отчету по Пересчету запасов нефти (Протокол ГКЗ №1331-13-У от 05.09.2013г)

На 01.01.2023г весь пробуренный фонд месторождения составил 426 скважин, из них 50 скважин в консервации, 376 скважин ликвидированы (213 из которых ликвидированы по геологическим причинам и 163 по техническим причинам). На конец года весь добывающий фонд находится в консервации ввиду экономической нерентабельности по причине высокой обводненности и низких дебитов по нефти в связи с высокой выработанностью запасов.

Характеристика фонда скважин по месторождению в целом по состоянию на 01.01.2023г представлено в таблице 3.1.1. На рисунке 3.1.1. представлена характеристика фонда скважин за декабрь 2022 года, когда месторождение находилось в эксплуатации.



Рис. 3.1.1 – Характеристика фонда скважин по месторождению в целом по состоянию на 01.01.2023г

Таблица 3.1.1 – Характеристика фонда скважин месторождения Байчунас на 01.01.2023г

№№ п.п.	Фонд	Категория	Восточный участок		Южный участок	Всего
			I объект	II объект	VI объект	
1	Фонд добывающих скважин	Всего				
		в том числе: действующих				
		из них ШГН				
		в бездействии				
2	Фонд нагнетательных скважин	Всего				
		в том числе: действующих				
		в бездействии				
3	В консервации		23 (338,359,395, 223,358,373,328,215, 218,200,397,394,226,371,162,362,295, 342,375,390,151,264,391)	23 (187,319,203,376,227,242,188,244,261,268,501, 274,306,152,297,336,393,147,410,356,385, 214,255)	4 (217, 247,185, 149)	50
4	Фонд ликвидированных скважин	по геологическим причинам после бурения	213 (68с,69а,77в,85с,87с,93,94с,114ю,136ю,141ю,142ю, 174ю,177ю,178ю,248в,337в,348ю,412в, 2ю, 4с,15с,16с,25с,33,36с,37с,38с,39с,48,50,51с,59,62юз,64, 70,72с,74,75,76,82,84,89в,91,92,97а,98с, 101ю, 105ю, 108ю,109ю,110ю,111ю,112ю,118ю,120ю,121ю,125ю, 128ю,137ю,154ю,156ю157ю, 163ю,169ю., 170ю,172, 175ю,186в,189,192,196,199,204в,210,211,221,225в, 228в,235,238,239,241, 251,252в,256, 259, 263,265,269, 271,276,283,285,288,300,301,307в,308в,311в,314в,316, 320,322,325в,327, 330,333,335в,344, 345,351в,352,354, 355в,366,368,378в392в,399,401,418,267,305,340,383, 88,103,116,291,370,181, 7с,8с, 12с,14с,17с,18с,24с,27с,28с,45с,49,52с,53с,54,55с,56с, 58,66,69,78,81,83,86,99с,131,148, 160,167,191, 201,202, 208,209,216,222,229,230,232,233,234,237,246,249,258,262,270, 272,273,279,280, 281,282,290,293,298,266,302,304,321,323, 326,329,331,334,339,341,346,363,364,367,369,379,380, 381,382,402,404,405,417,419,360,372)			213
		по техническим причинам после бурения	163 (3с,5ю,9с,90, 97с,113ю,133ю,140ю,159ю,224в,309в, 310в,349с, 1ю,13с,19с,20с,23с,26с, 29с,30с,31с, 34с,57с,95с,96с, 100с,107ю,115ю,117ю,119ю,122ю,124ю,127ю,129ю, 135ю,138ю,145ю,150в,153ю, 171ю, 180в,184в,236в, 260в,299с,324в,332в,350в,396в,416в,254, 1с,1юз,2с,3ю,4ю,5с,6с,10с,11юз, 21ю,22в,32в, 35с, 40с,41с,42с,43с,44в,46с,47ю,60юз,61юз,63юз,65юз, 67юз,80в,102ю,104ю,130ю,134ю,139ю, 143ю, 144ю, 146ю,155ю,161ю,168ю,176ю,179ю,182ю,183ю,193с, 195в,197с,245ю,275в,312в,313в, 315в,318в, 377,406, 407с,409с,411с,415с,420в, 173,287,365,374,387,123,106,257,361, 71,73,79,132,158,164, 166,190, 194, 198,205,206, 207,212,213,219,220,231,240,243,250,253,277,278, 284,286,289,292,296,303, 317,343,347,357,384, 386,388,398,400,403,294,165,389,224а,126)			163
Итого пробуренный фонд, ед			426			

Таблица 3.1.2–Текущие показатели эксплуатации добывающих скважин за декабрь 2022г.

№№ скв	Объект	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Накопленная добыча нефти, т
151V	I	0,9	1,4	36,4	480,3
188V	II	0,2	1,2	86,6	13185,7
244V	II	0,4	1,1	61,9	31085,4
261V	II	0,3	1,1	71,2	10228,7
264V	I	0,9	1,0	10,2	20987,7
268V	II	0,3	1,4	75,5	18255,2
501	II	0,9	14,8	93,7	48,9

Анализ показателей эксплуатации скважин позволил условно распределить добывающие скважины месторождения по дебитам нефти на несколько групп. На дату отчета все скважины находятся в консервации. На рисунке 3.1.2 представлено распределение фонда добывающих скважин по дебитам нефти по состоянию на декабрь 2022г.

В целом по месторождению за период 2019-2022г средний дебит по месторождению составил 0,5 т/сут. Основной причиной низких дебитов нефти является выработка запасов в следствие длительной разработки месторождения: месторождение находится на завершающей IV стадии разработки при выработке запасов 99,5%

На рисунках 3.1.2-3.1.5 представлена динамика распределения действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти в целом по месторождению и по каждому эксплуатационному объекту за период 2019-2022гг. Данные в 2022 году указаны за декабрь месяц.

Как видно из рисунка 3.1.2 по I объекту в 2022г в эксплуатации пребывало 2 скважины и обе скважины работали с дебитами 1,0 т/сут.

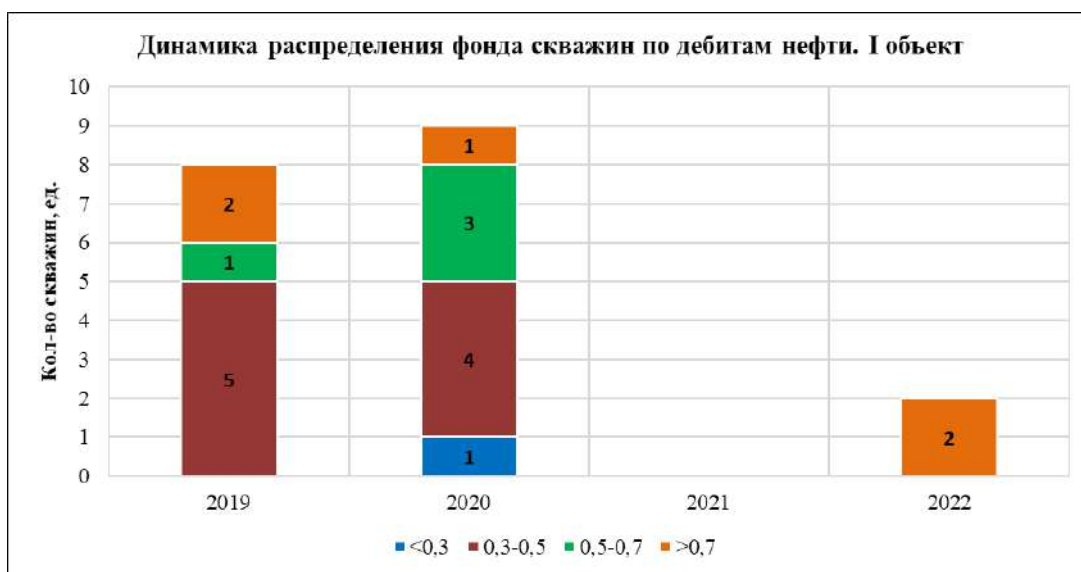
**Рис.3.1.2 - Динамика распределения действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти по I объекту**



Рис.3.1.3 - Динамика распределения действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти по II объекту

Из рисунка 3.1.3 наблюдается снижение количества добывающих скважин по годам и в 2022г их количество составило 5 ед. Из них 2 скважины работают с дебитами в диапазоне 0,3-0,4 т/сут., еще 2 скважины - с дебитами 0,8 и 0,6 т/сут, и 1 скважина - с дебитом 0,2т/сут.



Рис.3.1.4 - Динамика распределения действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти по VI объекту.

В 2019 году на VI объекте работало 3 скважины со средними дебитами нефти 0,3т/сут., при обводненности 98,5%. В июне 2020 года скважина №181 ввелась в консервацию по геологическим причинам и в дальнейшем была ликвидирована. В августе того же года две скважины №№185, 247 также ввелись в консервацию по геологическим причинам. Далее эксплуатация объекта не велась.

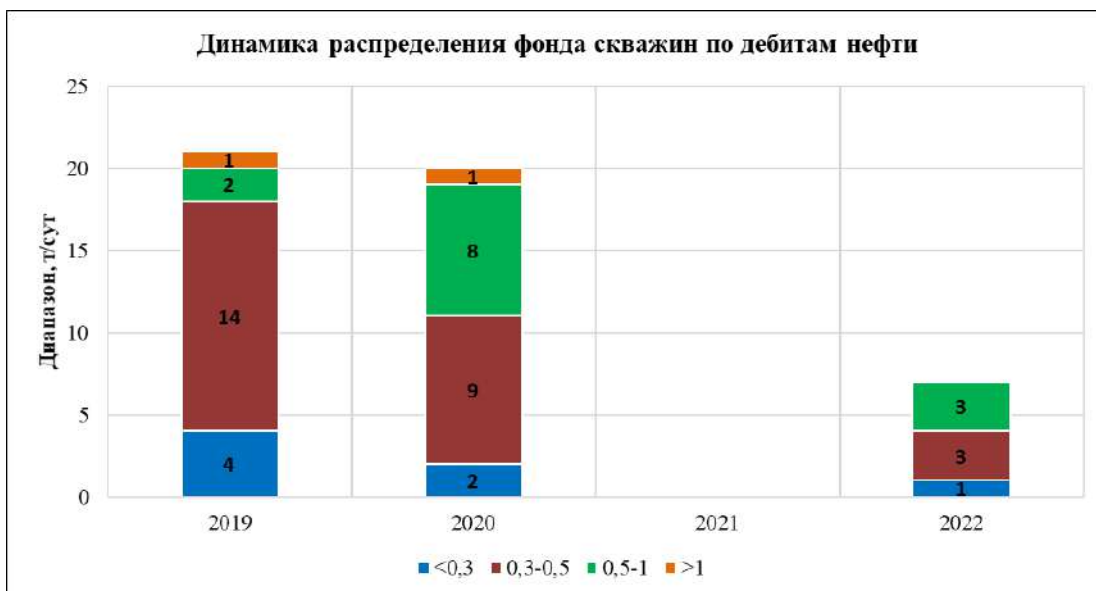


Рис.3.1.5 - Динамика распределения действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти в целом по месторождению

В целом по месторождению видно что количество добывающих скважин уменьшилось по причине перевода низкодебитных скважин в консервацию, ликвидацию и под закачку воды. Среднесуточный дебит скважин по месторождениям 2022г составил 0,5 т/сут.

На рисунках 3.1.6-3.1.8 представлена динамика распределения действующего фонда, добывающего скважин по обводненности в целом по месторождению и по каждому эксплуатационному объекту за период 01.01.2019-01.01.2023гг.



Рис.3.1.6 - Распределения действующего фонда добывающих скважин I объекта по обводненности

По I объекту обе скважины работают с обводненностью в диапазоне $W < 80\%$.

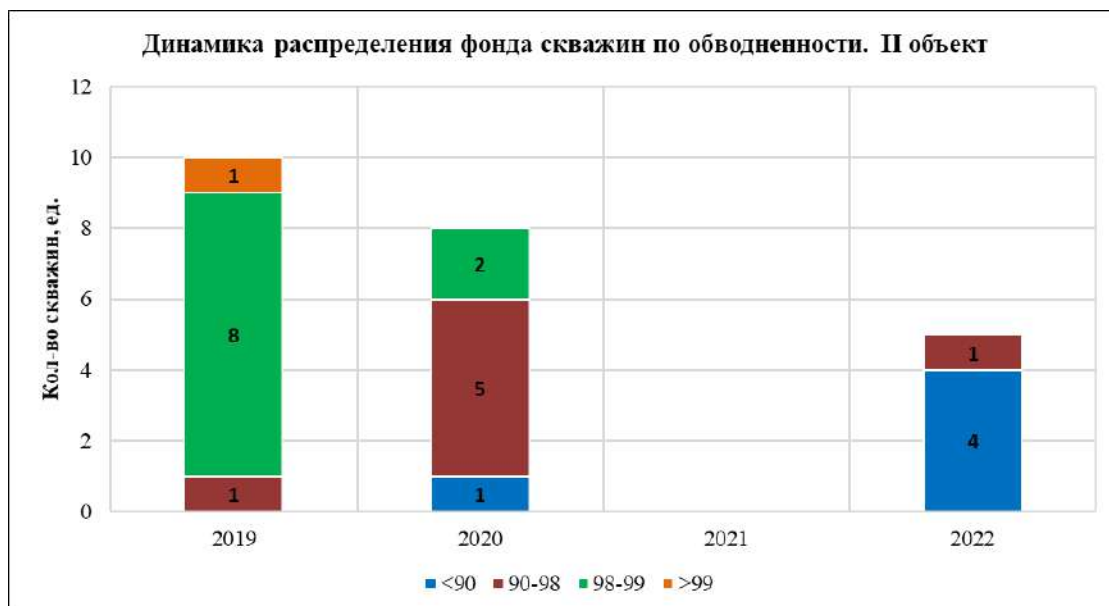


Рис.3.1.7 - Распределение действующего фонда добывающих скважин II объекта по обводненности

На втором объекте работает 5 скважин, из которых 4 ед. работают со средней обводненностью 89% и 1 скважина с 95,1%.

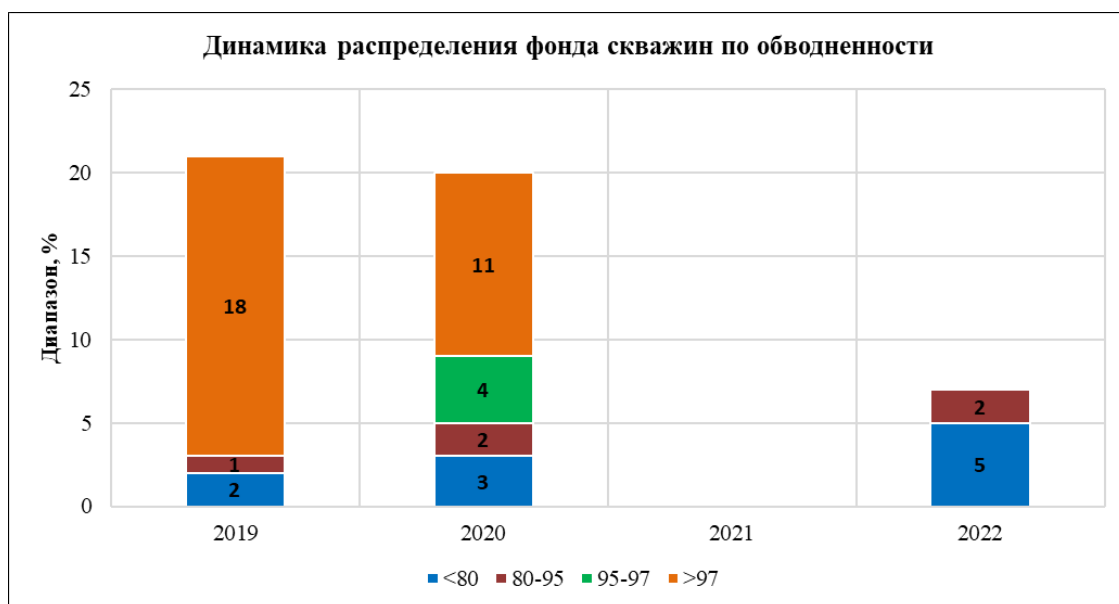


Рис.3.1.8 - Распределение действующего фонда добывающих скважин по обводненности в целом по месторождениям

В целом по месторождению по состоянию на декабрь 2022г в эксплуатации пребывало 7 скважин, из них 2 ед. № 151 и №264 на I объекте эксплуатировались с обводненностью 37,6: и 15% следовательно. 3 скважины №№244, 261, 268- в диапазоне 69%<80%. И 2 скважины №№188, 501 эксплуатировались с обводненностью 85,7% и 94,3% следовательно. В целом средняя обводненность по месторождению 83,2%.

Таким образом, исходя из приведенного выше анализа, становятся очевидными причины очень низких дебитов нефти, высокой обводненности продукции добывающих

скважин I, II и VI эксплуатационных объектов, остановки разработки III, IV и V эксплуатационных объектов, недостаточного взаимодействия эксплуатационного фонда добывающих и нагнетательных скважин при высокой разбуренности площади нефтеносности объектов. Основными причинами данных фактов являются длительный период разработки месторождения, ликвидация 88,5% пробуренного фонда скважин, необходимость постоянного контроля обводненности продукции и, соответственно, высоких эксплуатационных затрат.

По месторождению Байчунас длительное время добывают нефть, месторождение находится на последней стадии разработки и характеризуется большой разбуренностью. Всего на месторождении было пробурено 426 скважин.

Большая часть скважин, 88,5% от всего фонда ликвидированы. Из шести объектов разработки согласно ПР-2019г в эксплуатации находилось только три объекта (I, II, VI). Разработка остальных объектов долгое время не ведется по причине выработки запасов и обводнения эксплуатационных скважин, так как месторождение находится на завершающей стадии разработки:

II объект (среднеюрский горизонт участка Восточный Байчунас)

Разработка среднеюрского горизонта началась в 1935г. Нефтеносность горизонта установлена по данным опробования интервала 556-566,5 м в скважине №307, где получен приток нефти в количестве 11 т/сут безводной нефти. В дальнейшем горизонт опробован в 32 скважинах. В начальный период дебиты скважин изменялись от 1 до 35 т/сут по нефти и от 0 до 13 т/сут по воде. Начальное пластовое давление составляло 5,57 МПа.

По мере разработки горизонта пластовое давление и добыча нефти непрерывно снижались. Снижение пластового давления вызвано слабой активностью контурных вод. Замеры пластового давления выполнены в 2000г, т.е. перед прекращением разработки горизонта из-за снижения экономического предела рентабельности, составило 0,23 МПа.

IV объект (неокомский горизонт западного крыла участка Северо-Западный Байчунас)

Нефтеносность неокомского горизонта установлена в 1934г по результатам опробования скважин №№7,8. По данным скважинам при опробовании была получена безводная нефть в количестве 10 и 17 т/сут соответственно. Начальное пластовое давление составляло 1,34 МПа.

Всего горизонт опробован 30 скважинами. Начальные суточные дебиты по скважинам варьировали от 0,1 до 19 т/сут по нефти и от 0 до 2 т/сут по воде. Эксплуатационные скважины горизонта в большинстве были малodeбитные. Пластовое

давление в 2000г составляло 0,26 МПа. Начиная с 2000г из-за нерентабельности горизонт не разрабатывается.

V объект (юрские горизонты западного и восточного крыла участка Северный Байчунас)

Нефтеносность юрский горизонт северо-западного крыла установлена в 1941г скважиной №45, давшей приток безводной нефти в количестве 6,8 т/сут. Всего горизонт опробован 8 скважинами. Начальные суточные дебиты скважин колебались от 2,4 до 10,6 т/сут по нефти. Начальное пластовое давление – 1,48 МПа. Начиная с 2000г горизонт не разрабатывается, из-за нерентабельности.

Продуктивность юрского горизонта северо-восточного крыла установлена в 1941г скважиной №39, давшей приток нефти в количестве 43,2 т/сут. Всего горизонт опробован 8 скважинами. Начальные суточные дебиты скважин колебались от 0,4 до 43,2 т/сут по нефти. Начальное пластовое давление – 0,8 МПа. С 1998г из-за нерентабельности горизонт не разрабатывается.

В декабре 2022г в действующем фонде добывающих скважин числились 7 скважин. Все скважины действующего фонда малodeбитные. Большая часть скважин эксплуатировалась с дебитами менее 0,5 т/сут. На дату отчета все скважины введены в консервацию из-за низких дебитов нефти по причине выработки запасов и дальнейшей нерентабельностью их эксплуатации.

3.2 Характеристика отборов нефти и воды

Динамика основных технологических показателей с начала разработки в целом по месторождению и по объектам представлена на рисунках 3.2.1-3.2.8.

I объект (I + III альбские горизонты участка Восточный Байчунас)

Данный объект представлен двумя горизонтами I и III верхнеальбские. I верхнеальбский горизонт находится в промышленной разработке с 1938 года. Нефтеносность была установлена в 1938г, в скважине №367. Горизонт представлен тонко и мелкозернистым песком и чередованием песчаных прослоев с глинами. Эффективная нефтенасыщенная толщина достигает 21,0м. III верхнеальбский горизонт в промышленной разработке с 1938г, однако нефтеносность установлена в 1949 году, в скважине №338. горизонт представлен переслаиванием песчаных прослоев с глинами. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 10 метров. Залежи нефти данного объекта характеризуется как сводовая, тектонически-экранированная.

В 2018 году добыча нефти было практически на прежнем уровне 1,16 тыс.т против 1,1тыс.т. В данном году количество добывающих скважин не изменился. В 2018году было 31,70 м³/сут за 2018г было закачано 35,96 тыс. м³, при компенсации отборов 29%.

В 2019 году было добыто 1,3 тыс. т. нефти, средний дебит скважин составил 1,4 т/сут. Фонд добывающих скважин составил 8 ед. что на 2 ед. больше, чем в прошлом году, ввиду ввода новых добывающих скважин из наблюдательного и ликвидационного фонда. Отбор от НИЗ составил 97,5%.

В 2020 году годовая добыча составила 0,7 тыс.т. не смотря на ввод скважин из консервации в количестве 3 ед. параллельно было выбытие в консервацию 11 добывающих скважин по геологическим причинам, что и повлияло главным образом на годовую добычу.

В 2021 году объект находился в консервации.

На дату составления настоящего проекта КИН достиг 0,235 доли ед. Выработка запасов находится на уровне 97,9%. Накопленная добыча нефти составила 247,6 тыс.т. Фонд добывающих скважин на дату отчета находится в консервации.

По I объекту количество добывающих скважин значительно снизилось с 40 скважин (1990г.) до 2 скважин (2022г) по причине выбытия из-за высокой обводненности и низкого дебита скважин. В объекте закачка воды началась в 2017г. Видно, что закачка воды немного повлияла на повышение добычи нефти. Обводненность составила 28,6% за счет выбытия высоко обводнённых скважин (рис. 3.2.2).

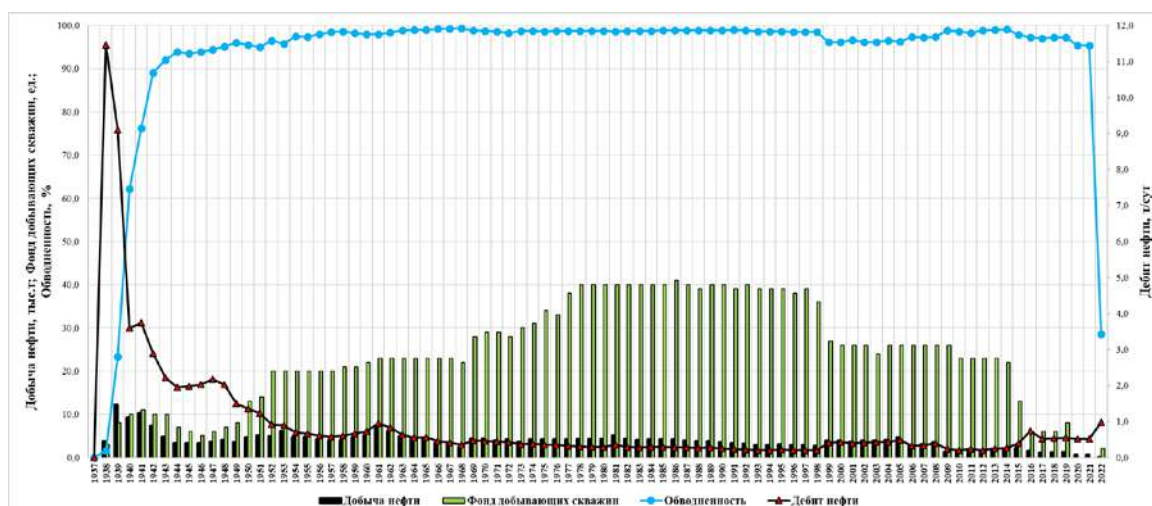


Рис. 3.2.1 – График разработки I объекта

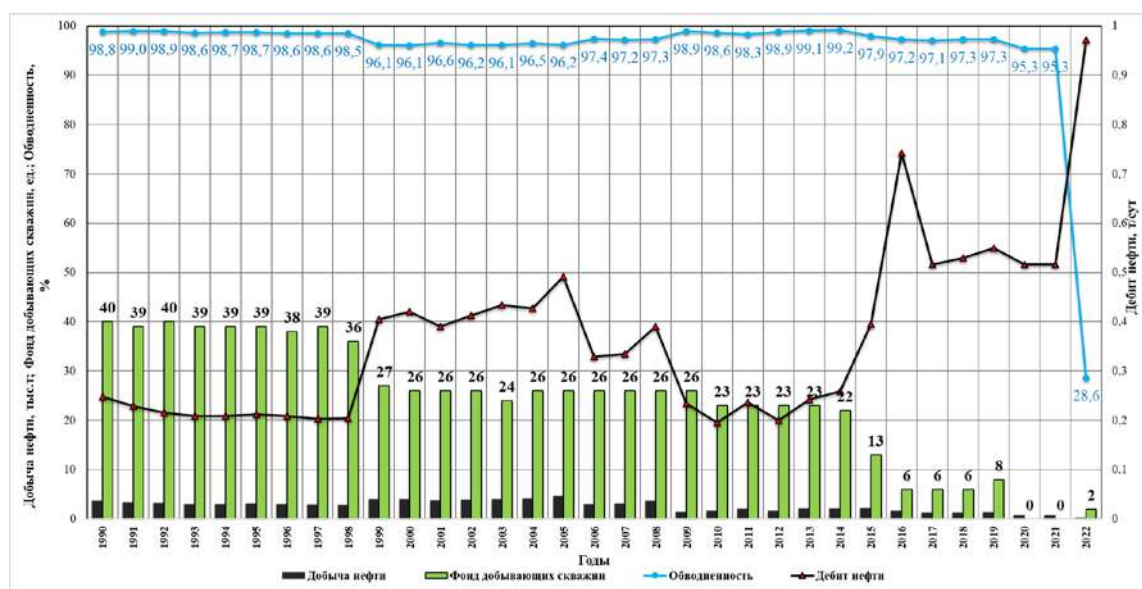


Рис. 3.2.2 – График разработки I объекта с 1990г.

II объект (апт-неоком + неокомский горизонты участка Восточный Байчунас)

Объект представлен двумя горизонтами: апт-неокомским и неокомским. Промышленная нефтеносность апт-неокома впервые установлена в 1936 году при опробовании скважины №311. Горизонт представлен переслаиванием песчаных глинистых прослоев. Начальная эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта достигает 43,5м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам колеблется от 2 до 5м. Тип залежей – сводовый, тектонический экранированный плоскостью сброса.

Добыча нефти за 2018г составила 1,68 тыс.т, что ниже показателя прошлого года на 4%. Причина более низкой добычи нефти является фонд добывающих скважин, который фактически составил 10 ед, т.к. в этом году выбыла одна добывающая скважина (№291). Скважина выбыла по причине достижения предельной обводненности продукции, и экономической нецелесообразности дальнейшей эксплуатации. За счет выбытия данной

низкодебитной скважины средний дебит нефти незначительно выше предыдущего года. Средняя приемистость нагнетательных скважин составила 25,3м³/сут, за 2018г было закачано 38350, 94тыс.м³. Обводненность продукции незначительно выше за счет выработки запасов по переходящим скважинам.

В 2019 году было добыто 1,8 тыс. т. нефти, фонд скважин остался на прежнем уровне и составил 10 ед. Среднесуточный дебит одной добывающей скважины 0,5 т/сут. Отбор от НИЗ составил 99,5%. Обводненность 97,7%.

В 2020 году добыча составила 0,6 тыс. т. ввиду выбытия 10 добывающих скважин в консервацию по геологическим причинам. Накопленная добыча по нефти равна 2830,8 тыс. т.

В 2021 году все скважины объекта находились в консервации.

За 2022 год было добыто 114 тонн. Значение текущего КИН составляет 0,678 доли ед., при проектном значении 0,681 доли ед. Остаточные извлекаемые запасы составили 13,1 тыс.т. Стоит отметить, что в 2022г была пробурена скважина №501 в рамках проекта разработки 2019г., начальный дебит составил 0,9 т/сут., и уже во втором месяце упала до 0,6 т/сут.

По состоянию отчета, в целом по объекту накопленная добыча нефти составила 2830,8 тыс. т нефти. При текущем КИН 0,678 доли ед. Выработанность запасов составила 99,5%. Фонд добывающих скважин на дату отчета находится в консервации.

С 1990года число добывающих скважин значительно снизилось со 101 скважины до 5 скважин в 2022г. Дебит нефти увеличился с 0,16т/сут (1990г) до 0,44т/сут (2022г) по причине выбытия добывающих скважин с высокой обводненностью. Объём закачки воды за это время намного уменьшился (рис.3.2.4).

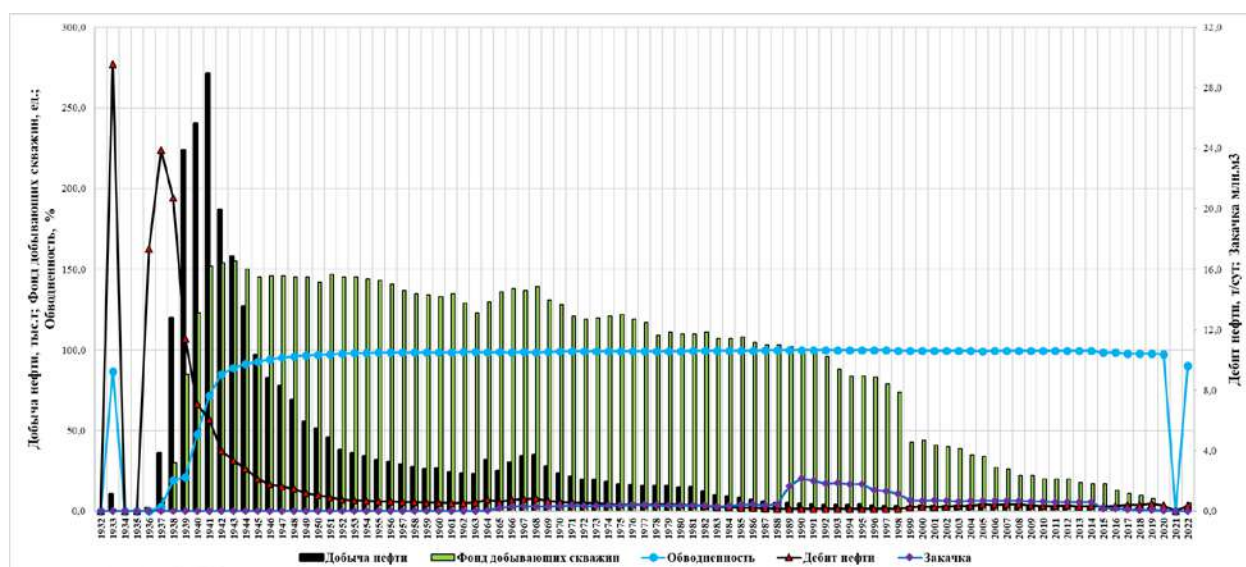


Рис. 3.2.3 – График разработки II объекта

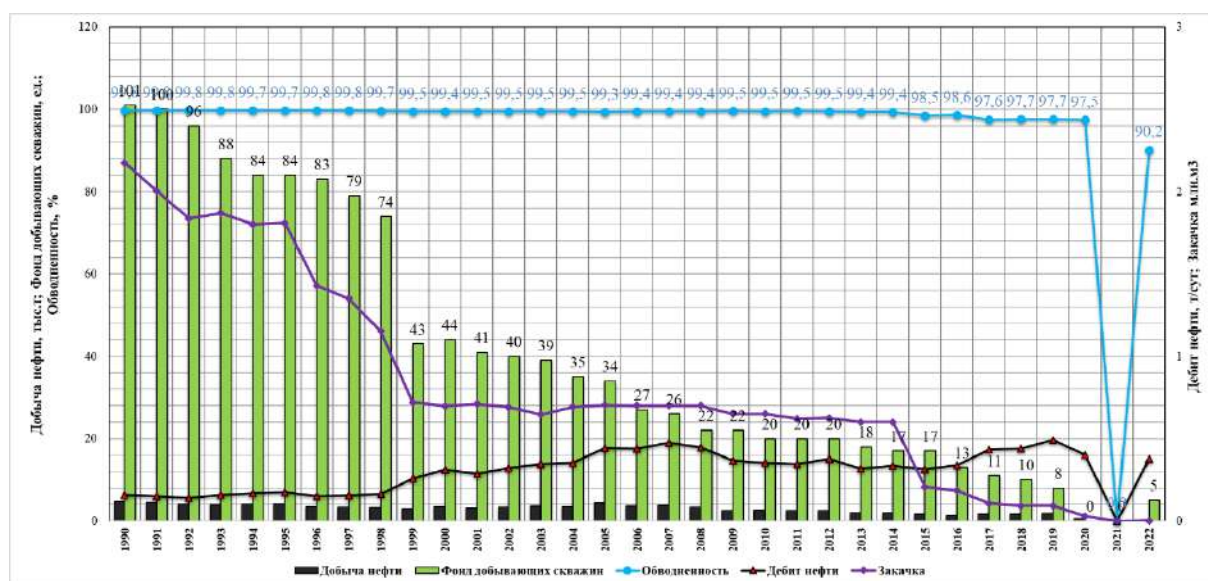


Рис. 3.2.4 – График разработки II объекта с 1990г.

III объект (среднеюрский горизонт участка Восточного Байчунас)

Данный объект находился в разработке с 1951г. С 2000 года из-за экономической нерентабельности объект не разрабатывается, все скважины данного объекта были ликвидированы по различным причинам. Накопленная добыча составляет 120 тыс.т нефти, 3904,7 тыс.т жидкости. Коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,286 д.ед. За 1999г добыто 0,14 тыс.т нефти и 1,84 тыс.т жидкости, при обводненности продукции 98%.

IV объект (неокомский горизонт западного крыла участка Северо-Западного Байчунас)

По данному объекту накопленная добыча на 01.01.2000г составляет 213 тыс.т нефти, 3821 тыс.т жидкости. Коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,306 д.ед. За 1999 год добыто 0,15 тыс.т нефти и 1,75 тыс.т жидкости. Среднегодовая обводненность составила 91,4 %, против проектного 99,2 %. С 2000 года по причине экономической нерентабельности объект не разрабатывается.

V объект (юрские горизонты западного крыла + восточного крыла участка Северный Байчунас)

Данный объект с 2000 года из-за экономической нерентабельности не разрабатывается. Все скважины данного объекта были ликвидированы по различным причинам. Накопленная добыча в целом по объекту на 01.01.2000г составляет 186 тыс.т нефти, 3048,8 тыс.т жидкости. Коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,255 д.ед.

Ниже приводятся данные по горизонтам:

а) юрский горизонт северо-западного крыла. Накопленная добыча в целом по горизонту составляет 92,5 тыс.т нефти, 2046,8 тыс.т жидкости. За 1999 год добыто 0,15 тыс.т нефти и 1,25 тыс.т жидкости, обводненность при этом 88%.

С 2000 года из-за нерентабельности горизонт не разрабатывается.

б) юрский горизонт северо-восточного крыла. Накопленная добыча в целом по горизонту составляет 93,5 тыс.т нефти, 1002 тыс.т жидкости.

С 1998 года из-за нерентабельности горизонт не разрабатывается.

VI объект (неокомский + юрский горизонты участка Южный Байчунас)

Данный объект представляет собой 2 горизонта неокомский и юрский. Неокомский горизонт впервые опробован в 1957г в скважине №267, давшей 0,9т безводной нефти. Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта по скважинам колеблется от 2 до 10,5м. Нефтеносность юрского горизонта впервые была установлена в 1930 году скважиной №101, начальный суточный дебит нефти по скважинам колебался от 0,11м³/сут до 38 м³/сут. Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта составляет 13,5м. Залежь стратиграфически экранированная.

2018г было добыто 0,33 тыс.т при среднесуточном дебите нефти 0,44 т/сут, жидкости 17,86 т/сут. По сравнению с предыдущим годом добыча нефти уменьшилась почти на половину по причине выбытие двух добывающих скважин (№№106,149). В целом по объекту накопленная добыча нефти составила 553,5 тыс.т. Отбор от НИЗ находится на уровне 99,55%. Текущий КИН достиг 0,484 доли ед. В данном году две добывающие скважины (№№106,149) были переведены в нагнетательный фонд. Также, из фонда консерваций был перевод скважины (№361) в нагнетательный фонд. С 2017 года закачка в объекте началась с тремя нагнетательными скважинами (№№106,149,361) с приёмистостью 10,34 тыс. м³, за год было закачано 10,8тыс. м³.

В 2019 году было добыто 0,2 тыс. т. нефти, среднесуточный дебит одной добывающей скважины по нефти составил 0,3 т/сут., фонд добывающих скважин 3 ед. Отбор от НИЗ составил 99,6%.

В 2020г годовая добыча так же составила 0,2 тыс. т. нефти, при том же дебите 0,3 т/сут. К концу года 3 скважины, составляющие весь добывающий фонд объекта, выбыли в консервацию по геологическим причинам. Отбор от НИЗ составил 99,6%. Накопленная добыча 553,9 тыс. т.

В 2021 году объект находился в консервации.

На дату отчета объект так же находится в консервации по геологическим причинам.

На рисунке 3.2.6 видно, что количество скважин уменьшилось до 3 ед. в 2019г. За это время дебит нефти незначительно изменился. К концу 2020г объект вовсе выбыл в консервацию.

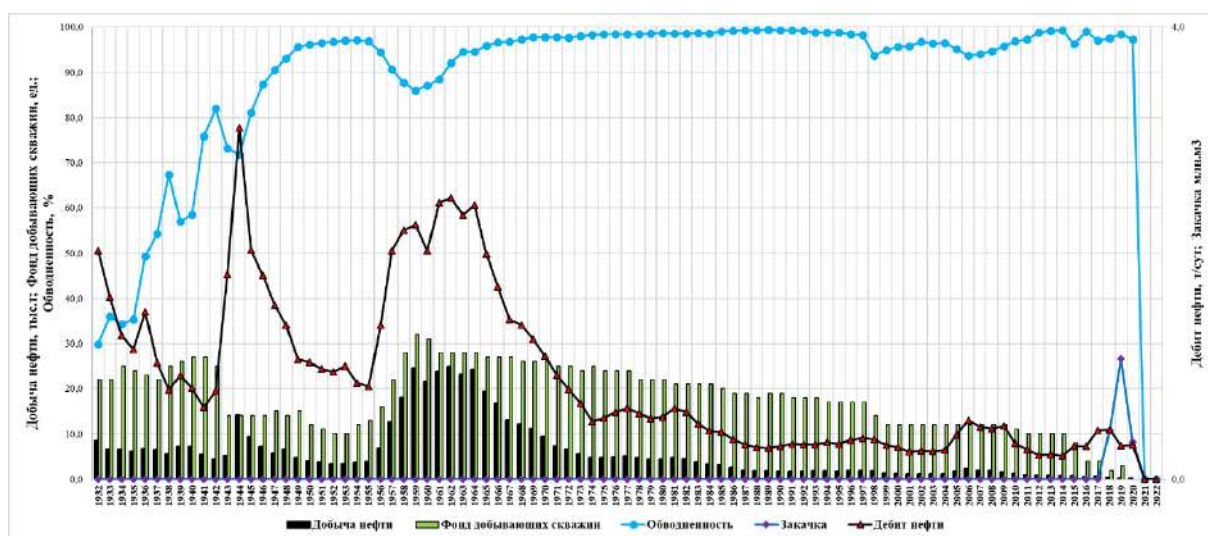


Рис. 3.2.5 – График разработки VI объекта

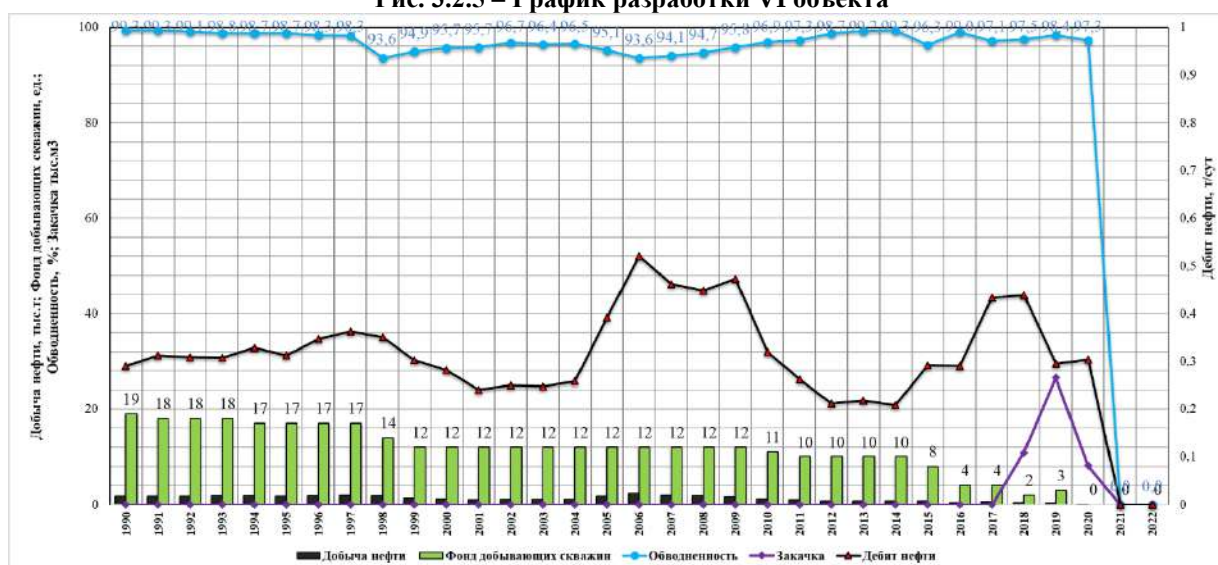


Рис. 3.2.6 – График разработки VI объекта с 1990г.

В целом по месторождению

В целом по месторождению наблюдается тенденция снижения добычи нефти, что характерно для завершающей IV стадии разработки. В основном причиной снижения добычи нефти является периодическое выбытие скважин по причине полной обводненности и нерентабельности их дебитов. На дату составления настоящего проекта выработанность извлекаемых запасов нефти находится на уровне 99,5%. Текущий КИН равно 0,532 доли ед. Накопленная добыча нефти составляет 4151,4 тыс.т. весь фонд добывающих скважин на дату отчета находится в консервации.

На рисунке 3.2.8 наблюдается снижение обводненности с 99,6% в 1990г до 83,2% в 2022г, объём закачки уменьшился с 2263,6тыс. м³ в 1990г до 38,2 тыс. м³ в 2020г. Дебит нефти увеличился с 0,2т/сут в 1990г до 0,5 т.сут в 2022г благодаря выбытию низкодебитных скважин и снижению обводненности.

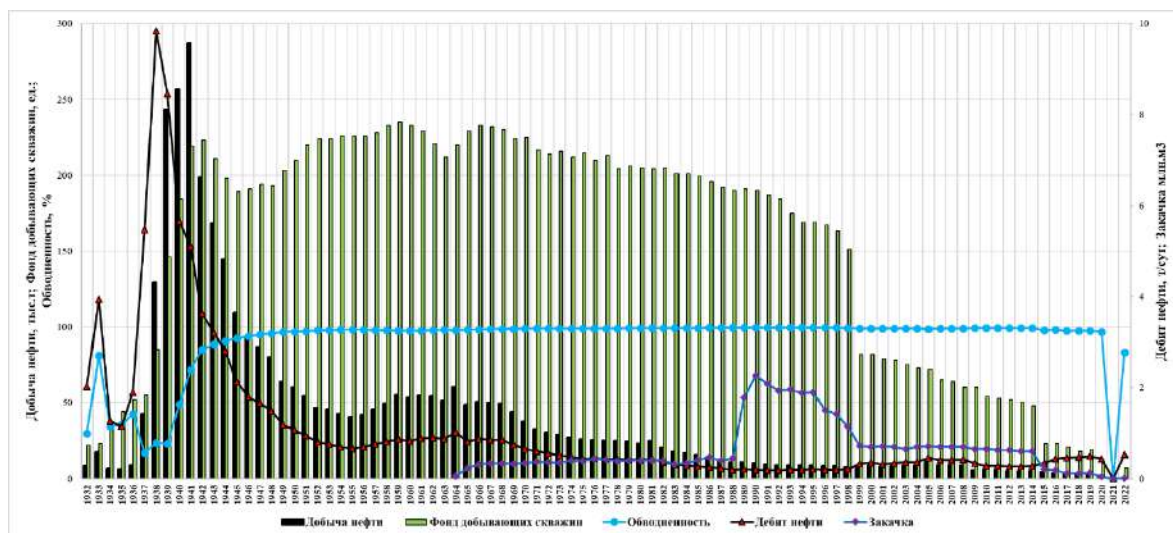


Рис. 3.2.7 – График разработки в целом по месторождению

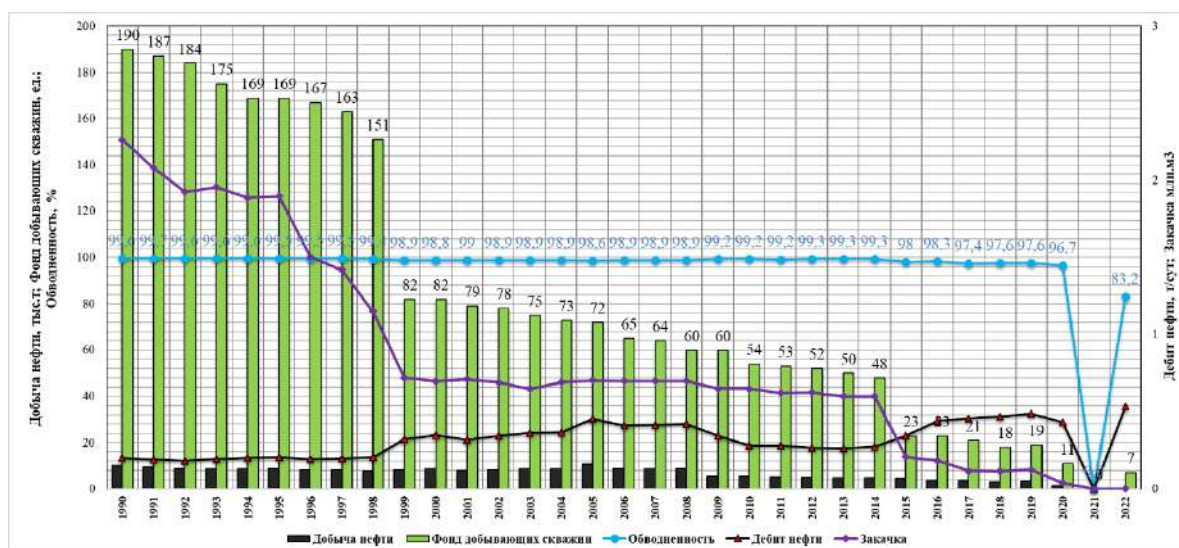


Рис. 3.2.8 – График разработки в целом по месторождению с 1990г.

Таблица 3.2.1 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по I объекту

№ п/п	Показатели	Годы							
		2019		2020		2021		2022	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	1,3	1,3	2,0	0,7	1,9	0,0	1,7	0,1
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,3	0,2	0,0	0,006	0,0	0,0	0,0	0,1
3	<i>из переходящих скважин</i>	1,0	1,1	2,0	0,7	1,9	0,0	1,7	0,0
4	Накопленная добыча нефти, тыс.т	246,8	246,8	248,8	247,5	250,7	247,5	252,4	247,6
5	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,234	0,234	0,236	0,235	0,238	0,235	0,239	0,235
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,5	0,5	0,8	0,3	0,7	0,0	0,7	0,0
7	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	17,0	17,1	31,9	11,3	43,6	0,0	71,7	1,9
8	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	97,5	97,5	98,3	97,8	99,1	97,8	99,7	97,9
9	Добыча жидкости, тыс.т	47,6	47,8	45,8	15,1	45,4	0,0	44,7	0,1
10	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,4	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1
11	<i>из переходящих скважин</i>	47,2	47,5	45,8	14,9	45,4	0,0	44,7	0,0
12	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	14828,2	12464,2	14874,0	12479,4	14919,4	12479,4	14964,1	12479,5
13	Обводненность продукции (по весу), %	97,3	97,3	95,7	95,3	95,9	0,0	96,1	28,6
14	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	40,0	20,3	0,0	97,1	0,0	0,0	0,0	28,6
15	<i>переходящих скважин</i>	97,8	97,8	95,6	95,3	95,8	0,0	96,2	0,0
16	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	4,4	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	40,4	40,6	40,4	40,6	40,4	40,6	40,4	40,6
18	Ввод новых добывающих скважин, ед.	3	3	0	3	0	0	0	2
19	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
20	<i>из наблюдательного фонда</i>	0	1	0	0	0	0	0	0
21	<i>из ликвидации</i>	3	2	0	0	0	0	0	0
22	<i>из консервации</i>	0	0	0	3	0	0	0	2
23	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	1	0	11	0	0	0	2
24	<i>в т.ч.: ликвидированы</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
25	<i>на другой объект</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
26	<i>под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
27	<i>в консервацию</i>	0	1	0	11	0	0	0	2
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	9	8	9	0	9	0	9	0
29	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	9	8	9	0	9	0	9	0
30	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
31	<i>в т.ч.: из добывающего фонда</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
32	<i>из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
33	<i>из ликвидации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	1	1	0	0	0	0	0	0
35	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	0,5	0,5	0,6	0,5	0,6	-	0,6	1,0
38	по жидкости	20,4	20,4	14,7	11,1	14,5	-	14,3	1,4
39	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	1,0	1,4	0,0	0,5	0,0	-	0,0	1,0
40	по жидкости	1,7	1,8	0,0	17,3	0,0	-	0,0	1,4
41	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут	25,4	24,3	0,0	-	0,0	-	0,0	-
42	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,94	0,95	0,72	0,95	0,00	0,95	0,60
43	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,94	0,95	0,72	0,95	0,00	0,95	0,60
44	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,15	0,15	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,15

Таблица 3.2.2- Сравнение проектных и фактических показателей разработки по II объекту

№ _п /п	Показатели	Годы							
		2019		2020		2021		2022	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	1,9	1,8	1,6	0,6	2,0	0,0	2,9	0,1
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	1,8	0,0	0,6	0,6	0,0	0,6	0,1
3	<i>из переходящих скважин</i>	1,9	0,0	1,6	0,0	1,4	0,0	2,3	0,0
4	Накопленная добыча нефти, тыс.т	2830,4	2830,2	2832,0	2830,8	2834,0	2830,8	2836,9	2830,9
5	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,677	0,677	0,678	0,678	0,678	0,678	0,679	0,678
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0
7	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	12,5	11,3	11,8	4,2	16,7	0,0	29,3	0,9
8	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	99,5	99,5	99,6	99,5	99,6	99,5	99,8	99,5
9	Добыча жидкости, тыс.т	77,8	76,8	72,6	22,6	64,8	0,0	62,6	1,2
10	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	76,8	0,0	22,6	1,6	0,0	1,6	1,2
11	<i>из переходящих скважин</i>	77,8	0,0	72,6	0,0	63,2	0,0	61,0	0,0
12	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	127919,6	127918,6	127992,2	127941,3	128057,0	127941,3	128119,6	127942,4
13	Обводненность продукции (по весу), %	97,5	97,7	97,8	97,5	96,9	0,0	95,3	90,2
14	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,0	97,7	0,0	97,5	60,0	0,0	60,0	90,2
15	<i>переходящих скважин</i>	97,6	0,0	97,8	0,0	97,8	0,0	96,2	0,0
16	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	95,1	92,7	84,5	30,0	86,0	0,0	81,7	1,0
17	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	38446,0	38479,6	38530,5	38509,6	38616,5	38509,6	38698,2	38510,6
18	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	1	0	1	5
19	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	1	0	1	1
20	<i>из наблюдательного фонда</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
21	<i>из ликвидации</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
22	<i>из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	4
23	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	1	10	1	0	1	5
24	<i>в т.ч.: ликвидированы</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
25	<i>на другой объект</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
26	<i>под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
27	<i>в консервацию</i>	0	0	1	10	1	0	1	5
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	10	10	9	0	9	0	9	0
29	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	10	10	9	0	9	0	9	0
30	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	7	0	0	0	0	2
31	<i>в т.ч.: из добывающего фонда</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
32	<i>из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	2
33	<i>из ликвидации</i>	0	0	7	0	0	0	0	0
34	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	5	3	3	7	1	0	1	2
35	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	5	7	9	0	8	0	7	0
36	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	5	7	9	0	8	0	7	0
37	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	0,6	0,5	0,5	0,4	0,6	-	0,9	0,4
38	<i>по жидкости</i>	22,4	21,4	22,0	15,8	20,8	-	20,1	3,8
39	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	0,0	0,5	0,0	0,4	3,7	-	3,7	0,4
40	<i>по жидкости</i>	0,0	21,4	0,0	15,8	9,3	-	9,3	3,8
41	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	26,0	29,6	34,2	23,6	28,1	-	30,2	8,1
42	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,98	0,95	0,76	0,95	0,00	0,95	0,66
43	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,98	0,95	0,76	0,95	0,00	0,95	0,66
44	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,47	0,00	0,47	0,17

Таблица 3.2.3 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по VI объекту

№ п/ п	Показатели	Годы							
		2019		2020		2021		2022	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	0,24	0,2	0,32	0,2	0,19	0,0	0,18	0,0
2	в т.ч.: из новых скважин	0,0	0,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	из переходящих скважин	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,0	0,2	0,0
4	Накопленная добыча нефти, тыс.т	553,7	553,7	554,0	553,9	554,2	553,9	554,4	553,9
5	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,484	0,484	0,484	0,484	0,484	0,484	0,485	0,484
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
7	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	9,7	9,5	14,2	6,9	9,5	0,0	9,9	0,0
8	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	99,6	99,6	99,6	99,6	99,7	99,6	99,7	99,6
9	Добыча жидкости, тыс.т	9,8	15,0	12,4	5,7	8,3	0,0	8,1	0,0
10	в т.ч.: из новых скважин	0,6	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	из переходящих скважин	9,2	13,9	12,4	5,7	8,3	0,0	8,1	0,0
12	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	13985,0	13990,3	13997,4	13996,0	14005,7	13996,0	14013,8	13996,0
13	Обводненность продукции (по весу), %	97,5	98,4	97,4	97,3	97,8	0,0	97,8	0,0
14	в т.ч.: новых скважин	96,0	97,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	переходящих скважин	97,4	98,5	97,4	97,3	97,7	0,0	97,8	0,0
16	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	22,0	26,6	27,2	8,2	20,5	0,0	18,5	0,0
17	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	32,8	37,4	60,0	45,6	80,5	45,6	99,0	45,6
18	Ввод новых добывающих скважин, ед.	1	1	0	0	0	0	0	0
19	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0
20	из наблюдательного фонда	0	0	0	0	0	0	0	0
21	из ликвидации	0	0	0	0	0	0	0	0
22	из консервации	1	1	0	0	0	0	0	0
23	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	1	3	1	0	0	0
24	в т.ч.: ликвидированы	0	0	0	0	0	0	0	0
25	на другой объект	0	0	0	0	0	0	0	0
26	под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0
27	в консервацию	0	0	1	3	1	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	3	3	2	0	1	0	1	0
29	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	3	3	2	0	1	0	1	0
30	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
31	в т.ч.: из добывающего фонда	0	0	0	0	0	0	0	0
32	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0
33	из ликвидации	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	1	1	0	2	0	0	1	0
35	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2	2	0	2	0	1	0
36	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2	2	0	2	0	1	0
37	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	-	0,3	-
38	по жидкости	13,0	18,5	11,9	11,1	12,0	-	11,7	-
39	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	0,4	0,3	0,0	-	0,0	-	0,0	-
40	по жидкости	10,0	12,6	0,0	-	0,0	-	0,0	-
41	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут	21,0	28,8	37,7	22,5	28,3	-	34,4	-
42	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,95	0,95	0,71	0,95	0,00	0,95	0,00
43	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,95	0,95	0,71	0,95	0,00	0,95	0,00
44	в т.ч.: новых скважин	0,15	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 3.2.4 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом

№ п/п	Показатели	Годы							
		2019		2020		2021		2022	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	3,5	3,3	3,9	1,4	4,0	0,0	4,8	0,2
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,6	0,05
3	<i>из переходящих скважин</i>	3,5	3,3	3,9	1,4	3,4	0,0	4,2	0,2
4	Накопленная добыча нефти, тыс.т	4149,9	4149,7	4153,8	4151,1	4157,8	4151,1	4162,6	4151,4
5	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,532	0,532	0,533	0,532	0,533	0,532	0,534	0,532
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0
7	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	13,0	12,4	17,0	6,2	21,1	0,0	31,8	1,0
8	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	99,4	99,4	99,5	99,5	99,6	99,5	99,8	99,5
9	Добыча жидкости, тыс.т	135,2	139,6	130,8	43,5	118,5	0,0	115,4	1,3
10	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	1,6	0,9
11	<i>из переходящих скважин</i>	135,2	139,6	130,8	43,5	116,9	0,0	113,8	0,5
12	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	167507,9	167512,2	167638,7	167555,7	167757,2	167555,7	167872,6	167557,0
13	Обводненность продукции (по весу), %	97,4	97,6	97,0	96,7	96,6	-	95,8	83,2
14	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	-	-	-	-	60,0	-	60,0	94,3
15	<i>переходящих скважин</i>	97,4	97,6	97,0	96,7	97,1	-	96,3	62,0
16	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	121,5	123,9	111,8	38,2	106,5	0,0	100,1	1,0
17	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м³	38612,6	38615,0	38724,4	38653,2	38830,9	38653,2	38931,0	38654,2
18	Ввод добывающих скважин, ед.	4	4	0	3	1	0	1	7
19	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	1	0	1	1
20	<i>из наблюдательного фонда</i>	0	1	0	0	0	0	0	0
21	<i>из ликвидации</i>	3	2	0	0	0	0	0	0
22	<i>из консервации</i>	1	1	0	3	0	0	0	6
23	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	1	2	24	2	0	1	7
24	<i>в т.ч.: ликвидированы</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
25	<i>под закачку</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
26	<i>в консервацию</i>	0	1	2	24	2	0	1	7
27	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	22	21	20	0	19	0	19	0
28	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	22	21	20	0	19	0	19	0
29	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	7	0	0	0	0	2
30	<i>в т.ч.: из добывающего фонда</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
31	<i>из консервации</i>	0	0	0	0	0	0	0	2
32	<i>из ликвидации</i>	0	0	7	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	7	5	3	9	1	0	2	2
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	7	9	11	0	10	0	8	0
35	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	7	9	11	0	10	0	8	0
36	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	0,5	0,5	0,5	0,4	0,6	-	0,7	0,5
37	<i>по жидкости</i>	20,6	20,7	17,5	13,1	17,1	-	16,6	3,2
38	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	0,0	0,0	-	0,0	3,7	-	3,7	0,8
39	<i>по жидкости</i>	0,0	0,0	-	0,0	9,3	-	9,3	13,9
40	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут	25,0	29,2	35,0	23,3	28,1	-	30,9	8,1
41	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,96	0,95	0,73	0,95	0,00	0,95	0,64
42	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,96	0,95	0,73	0,95	0,00	0,95	0,64
43	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,15	0,00	0,00	0,00	0,47	0,00	0,47	0,67

Характеристика закачки рабочего агента

На дату отчета месторождение разрабатывалось с ППД. На месторождении закачка воды внедрена с 1964г на апт-неокомские горизонты. Источником воды для системы ППД является попутно-добываемая пластовая вода.

Накопленная закачка рабочего агента в основном сосредоточена на II объекте разработки, из-за раннего заводнения, по причине того, что на данном объекте сосредоточено максимальное количество извлекаемых запасов (3091тыс.т) по сравнению с другими объектами.

I объект разработки

По I объекту закачка воды велась с 2016г по 2019г нагнетательной скважиной №257. Изначально скважина №257 вступила в эксплуатацию глубинно-насосным способом 29.03.1941г со среднесуточным дебитом $Q_n=4,0$ тн/сут без воды с интервалом перфорации: 330-334м. За время эксплуатации в скважине дебит нефти постепенно снизился от добывных возможностей, в связи с обводнением пласта.

В скважине в процессе эксплуатации были проведены следующие работы: форсированный отбор жидкости, промывка песчаной пробки, капитальный ремонт. И в 2015г скважина работала со среднесуточным дебитом $Q_{ж}=30,1$ м³/сут при обводненности 100%. С начала разработки было добыто: 13974тн нефти и 661570тн воды.

Исходя из вышеизложенного, для увеличения дебита нефти добывающих скважин №№ 395,359 и поддержания пластового давления на I объекте, скважину № 257 перевели в нагнетательный фонд.

В 2019 году скважина №257 была введена в консервацию по геологическим причинам, тем самым закачка на I объекте полностью остановлена. В целом по объекту было закачано 40,6 тыс. м³, воды.

II объект разработки

ППД на II эксплуатационном объекте реализуется с 1964г. С начала реализации ППД было закачано 38510,6 тыс. м³ воды. Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины за 2022г составила 8,1 м³/сут.

За отчетный период 8 нагнетательных скважин были введены в консервацию, на данный момент в нагнетательном фонде все скважины находятся в консервации.

Таблица 3.2.5 – Основные показатели закачки по объектам разработки

Объект	Год начала реализации ППД	Накопленная закачка воды, тыс.м ³	Накопленная компенсация, %	Текущая компенсация, %	Средняя приемистость скважин
I	2016	40,6	0,4	0,0	-
II	1964	38510,6	34,9	104,8	10,6
В целом		38654,2	-	-	10,6

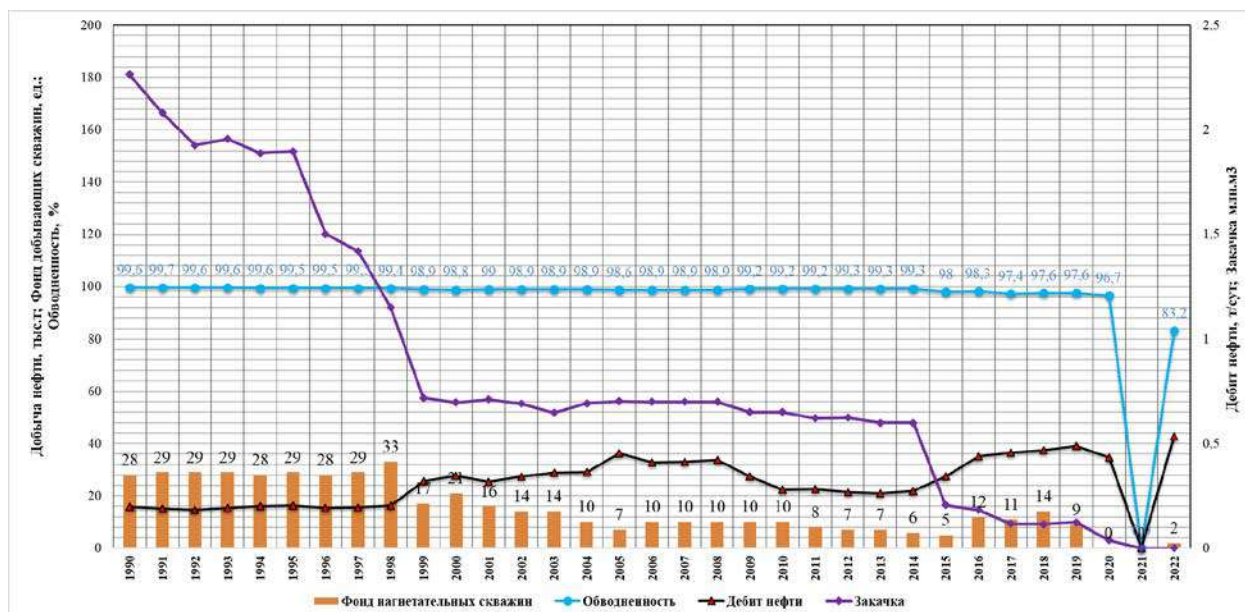


Рис.3.2.9 - Динамика изменения показателей закачки воды в целом по месторождению

3.3 Оценка выработанности запасов нефти

Анализ выработки запасов нефти из продуктивных горизонтов месторождения выполнен на основе геологических и извлекаемых запасов нефти, состоящих на государственном балансе РК, и промысловых данных учета добычи нефти и воды по эксплуатационным объектам по состоянию на 01.01.2023г. Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по категориям А+В+С₁ представлено в таблице 3.3.1 и на рисунке 3.3.1. По месторождению в целом извлекаемые запасы нефти по категориям А+В+С₁ составляют 4173 тыс.т. Большая часть извлекаемых запасов по категориям А+В+С₁ сконцентрирована на II объекте и составляет 68% (2844 тыс.т), соответственно от общих извлекаемых запасов всего месторождения.

Распределение накопленной добычи нефти и достигнутых на дату отчета значений КИН по объектам разработки и месторождению в целом представлено на рисунке 3.3.2. Накопленная добыча нефти с начала разработки по состоянию на 01.01.2023г по месторождению в целом составляет 4151,4 тыс.т, отбор от начальных извлекаемых запасов составляет 99,5%. Отбор от НИЗ по I, II и VI объектам составляет 97,9%, 99,5% и 99,6% соответственно. При этом текущий КИН по трем объектам составляет 0,235, 0,678 и 0,484 доли ед. при утвержденном значении 0,240, 0,681 и 0,486 доли ед. соответственно.

Стоит отметить, что по III, IV, и V объектам отбор от НИЗ находится на уровне 100%, 100 % и 99,5%, однако, как упоминалось ранее из-за нерентабельности дебитов разработка данных объектов приостановлена с 2000г и не предусматривается проектом.

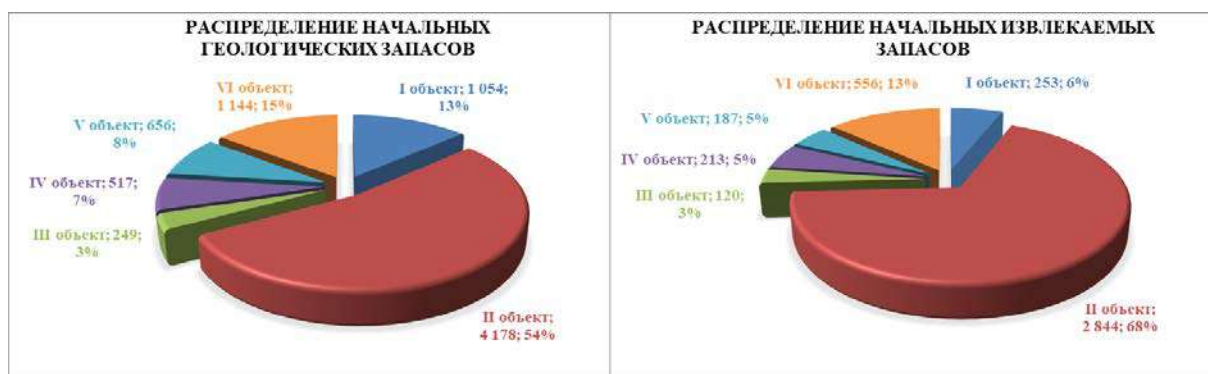


Рис. 3.3.1 – Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по объектам



Рис. 3.3.2 - Распределение накопленной и текущей добычи нефти по объектам разработки

Таблица 3.3.1 – Основные показатели выработки запасов нефти

№№ п/п	Наименование показателей	Объекты						В целом
		I	II	III	IV	V	VI	
1	Начальные геологические запасы по категории А+В+С1, тыс.т	1 054	4178	249	517	656	1144	7798
2	Начальные извлекаемые запасы по категории А+В+С1, тыс.т	253	2844	120	213	187	556	4173
3	Утвержденный КИН, доли ед.	0,240	0,681	0,482	0,412	0,285	0,486	0,535
4	Текущий КИН, доли ед.	0,235	0,678	0,482	0,412	0,284	0,484	0,532
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т.	247,6	2830,9	120,0	213,0	186,0	553,9	4151,4
6	Отбор от НИЗ, %	97,9	99,5	100,0	100,0	99,5	99,6	99,5
7	Темп отбора от ТИЗ, %	1,9	0,9	-	-	-	-	1,0
8	Обводненность, %	28,6	90,2	-	-	-	-	83,2
9	Дебит нефти, т/сут	1,0	0,4	-	-	-	-	0,5
10	Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс.т.	5,4	13,1	0,0	0,0	1,0	2,1	21,6
11	Добыча нефти за 2022 год, тыс.т.	0,1	0,1	-	-	-	-	0,2
12	Фонд добывающих скважин, ед.	-	-	-	-	-	-	0

С начала реализации ПР-2019г в разработке пребывало 3 объекта. На момент остановки скважин в декабре 2022г в эксплуатации пребывали только I и II объекты. Распределение текущей и накопленной добычи представлено на рисунке 3.3.2, из которого можно сделать вывод о том, что основная доля накопленной добычи приходится на II объекты разработки (68%). По текущему отбору, в 2022г основная добыча нефти также приходится на II объект разработки и составляет 52% соответственно от всей добычи нефти в целом по месторождению. Это объясняется фондом скважин, по данным объектам фонд действующих скважин на 3 ед. больше, чем на I объекте.

I объект

На дату проекта накопленная добыча нефти в целом по объекту составляет 247,6 тыс.т, отбор от НИЗ оценивается на уровне 97,9%,. Значение текущего КИН составляет 0,235 доли ед. при проектном значении 0,240 доли ед. Утвержденные запасы по объекту практически выработаны, остаточные извлекаемые запасы нефти составляют всего 5,4 тыс.т.

II объект

По состоянию на 01.01.2023г накопленная добыча нефти по объекту составила 2830,9 тыс.т, отбор от НИЗ оценивается на уровне 99,5%, при этом обводненность добываемой продукции находится на уровне 90,2%, дебит по нефти - 0,4 т/сут.,. Значение текущего КИН составляет 0,678 доли ед., при утвержденном значении 0,681 доли ед. Остаточные извлекаемые запасы составили 13,1 тыс.т. по результатам бурения в 2022г новой скважины №501, вступившей в эксплуатацию с начальным дебитом 0,9 т/сут., подтверждается полная выработка запасов нефти по данному объекту.

В новой скважине №501 проведен полный комплекс ГИС. По результатам обработки материалов ГИС открытого ствола в интервалах 358-359.5м, 361-362.1м, 367.2-367.8м, 368.2-368.6м, 373.8-375.3м, 376-378м выделяются слабонефтенасыщенные коллектора. Коэффициент нефтенасыщенности варьируется в пределах 45-56%. По результатам опробования, проведенного 14.07.2022 г, в интервалах 358-362м, 374-377м. получен приток $Q_{ж} = 13,6 \text{ м}^3$, $Q_n = 1,6 \text{ тн/сут}$, обводненность 87%.

III объект

Данный объект находился в разработке с 1951г. С 2000 года из-за экономической нерентабельности объект не разрабатывается, все скважины данного объекта были ликвидированы по различным причинам. Накопленная добыча составляет 120 тыс.т нефти, 3904,7 тыс.т жидкости. Коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,286 д.ед. За 1999г добыто 0,14 тыс.т нефти и 1,84 тыс.т жидкости, при обводненности продукции 98%.

IV объект

По данному объекту накопленная добыча на 01.01.2000г составляет 213 тыс.т нефти, 3821 тыс.т жидкости. Коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,306 д.ед. За 1999 год добыто 0,15 тыс.т нефти и 1,75 тыс.т жидкости. Среднегодовая обводненность составила 91,4 %, против проектного 99,2 %. С 2000 года по причине экономической нерентабельности объект не разрабатывается.

V объект

Данный объект с 2000 года из-за экономической нерентабельности не разрабатывается. Все скважины данного объекта были ликвидированы по различным причинам. Накопленная добыча в целом по объекту на 01.01.2000г составляет 186 тыс.т нефти, 3048,8 тыс.т жидкости. Коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,255 д.ед.

Ниже приводятся данные по горизонтам:

а) юрский горизонт северо-западного крыла. Накопленная добыча в целом по горизонту составляет 92,5 тыс.т нефти, 2046,8 тыс.т жидкости. За 1999 год добыто 0,15 тыс.т нефти и 1,25 тыс.т жидкости, обводненность при этом 88%.

С 2000 года из-за нерентабельности горизонт не разрабатывается.

б) юрский горизонт северо-восточного крыла. Накопленная добыча в целом по горизонту составляет 93,5 тыс.т нефти, 1002 тыс.т жидкости.

С 1998 года из-за нерентабельности горизонт не разрабатывается.

VI объект

На дату составления отчета накопленная добыча нефти в целом по горизонту составляет 553,9 тыс.т, отбор от НИЗ оценивается на уровне 99,6%. Значение текущего КИН составляет 0,484 доли ед., при проектном значении 0,486 доли ед. На дату отчета

остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 2,1 тыс.т.

С 31.12.2022г все скважины находятся в консервации по причине экономической нерентабельности, по причине высокой обводненности и малых дебитов по нефти.

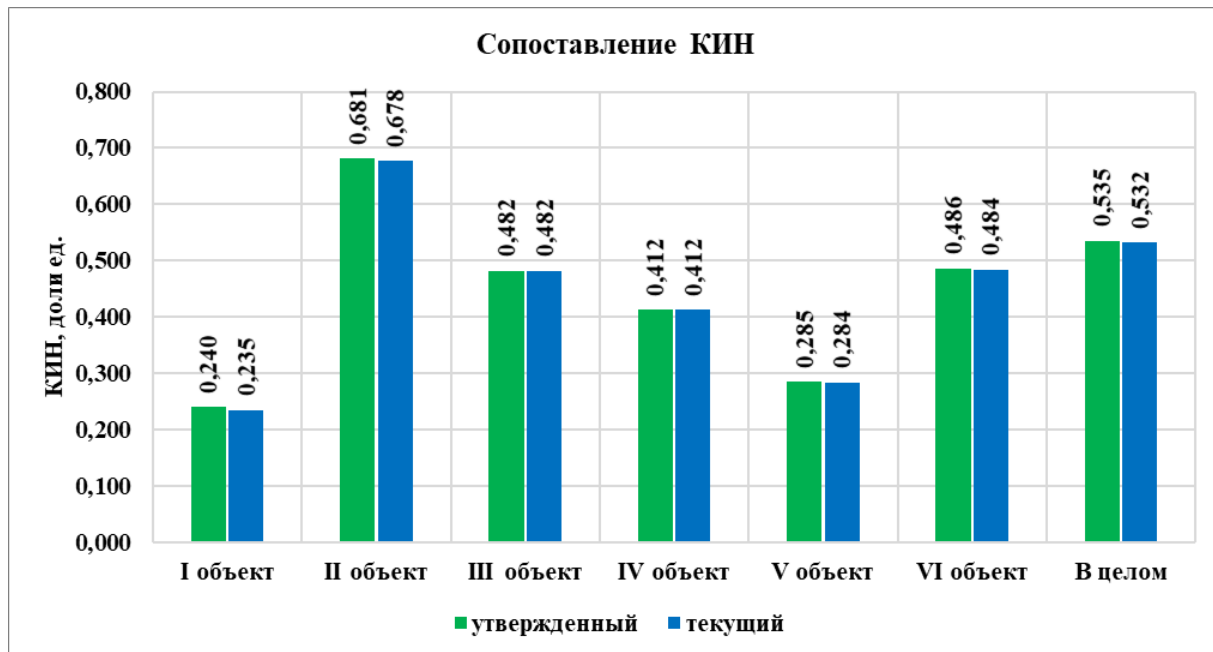


Рис. 3.3.3 – Сравнение КИН по объектам разработки и месторождению в целом

4 ОБОСНОВАНИЕ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

4.1 Оценка эффективности процесса разработки

Месторождение Байчунас расположено в 85 км к востоку от областного центра г.Атырау. В 16 км на запад находится месторождение Искине и в 20 км на восток месторождение Тентексор.

Первые геологические исследования (картировочные работы) были проведены в 1925-1926 гг. на участке Южный Байчунас. Работы производились на топографической основе масштаба 1:42000.

В 1928 году в южной части месторождения производилась топосъемка масштаба 1:50000 и нивелировка.

В период 1932-33гг. на месторождении трижды проводились сейсморазведочные работы. Почти одновременно с сейсморазведкой проводилась и электроразведка. При проведении работ применялись два метода - метод профилирования и вертикального зондирования.

В 1941-1942 гг. проводилось структурно-поисковое бурение.

В 2013г институтом «КазНИГРИ» выполнен Пересчет извлекаемых запасов, утвержденный Протоколом ГКЗ РК №1331-13-У от 05.09.2013г, согласно которому геологические запасы нефти по месторождению в целом по сравнению с ранее утвержденными запасами уменьшились на 415 тыс.т, а извлекаемые запасы увеличились на 267 тыс.т..

Согласно Протоколу ГКЗ РК (№1331-13-У от 05.09.2013г) на Государственный баланс приняты следующие геологические и извлекаемые запасы нефти в количестве:

- по категории А+В+С1 – 8595 тыс.т и 4615 тыс.т соответственно;
- по категории С2 – 13 тыс.т и 2 тыс.т соответственно.

В том числе в пределах контрактной территории АО «Эмбаунайгаз» запасы нефти оценены в количестве:

- по категории А+В+С1 – 7798 тыс.т геологических и 4173 тыс.т извлекаемых;
- по категории С2 – 13 тыс.т геологических и 2 тыс.т извлекаемых.

В 2019г филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» был выполнен «Проект разработки». согласно утвержденному второму варианту, предусматривалась разработка 3 эксплуатационных объектов с ППД закачкой воды, ввод из бурения 2 новых добывающих скважин, и мероприятия по вводу из ликвидации 4 скважин. В рамках

проекта была пробурена скважина №501, с начальным дебитом 0,9 т/сут., вместо ожидаемых 3,7 т/сут., спустя месяц дебит спустился до 0,6 т/сут.

По состоянию на 01.01.2023г с начала разработки по месторождению отобрано 4151,4 тыс.т. нефти. Средний дебит нефти на одну скважину составил 0,5 т/сут., при обводненности продукции 83,2%. Текущий КИН составляет 0,532 доли ед. при проектном 0,535 доли ед., отбор от начальных извлекаемых запасов достиг 99,5%. Остаточные извлекаемые запасы в целом по месторождению составляют 21,6 тыс.т

В таблице 4.1.1 приведены фактические затраты за 2022г. по месторождению Байчунас. Всего затраты составили 208 295 тыс.тенге. Капитальные затраты в бурение скважины составили 117 222 тыс.тенге. с новой скважины была получена добыча 0,2тыс.тонн. Выручка от данной добычи при реализации на экспорт составила 47 966 тыс.тенге. была получена отрицательная балансовая прибыль, составившая *минус 160 329* тыс.тенге. Поток денежной наличности составил *минус 272 281 тыс.тенге*. Бурение скважины не дало ожидаемого эффекта, разработка месторождения показала отрицательный экономический эффект.

Таблица 4.1.1 - Общая себестоимость за 2022г

Статьи затрат	Байчунас
	Факт 2022г
	тыс.тенге
Материальные затраты	21 165
Сырье и материалы	1 478
Работы и услуги	48 644
Услуги производственного характера	6 205
Аренда	1 179
Транспортные расходы	4 279
Техобслуживание и содержание ОС	1 033
Охрана объектов	27 249
Охрана труда	7 967
Обучение персонала, подготовка кадров и повышение)	30
Консультационные, информационные услуги	0,00
Почтовые услуги и связь	140
Страхование	402
Прочие услуги	159
Расходы на экологию	159
Расходы на персонал	39 317
Оплата труда и премии	33 602
Отчисления	3 240
Пособия и выплаты	2 341,97
Расх по актуар обяз-вам перед сотруд.и пенс-ми	132
Амортизация	5 270
Расх по налогам, сборам и отчислениям	4 125
Прочие затраты	27 303
Командировочные расходы	-
Фонд ликвидации скважин)	27 303
НДПИ)	940
Бригада ППД	- 5 849
ЦППН	2 764
Химлаборатория	1 255

Цех ПРС	8 525
Гараж спецтехники	54 835
Всего затраты	208 295
Добыча нефти, тыс.тонн	0,20
Цена на экспорт	239830
Транспортировка на экспорт	16490
Выручка от реализации	47 966,02
Балансовая прибыль	- 160 329,00
Капитальные затраты	117 221,65
Поток денежной наличности	- 272 281

Таким образом, исходя из проведенного экономического анализа, приведенного в разделе 5.2, и анализа работы скважин, а также практически полной выработанности извлекаемых запасов, проведение дальнейших работ по добыче нефти на месторождении Байчунас не представляется возможным. На данный момент все скважины находятся в консервации. В связи с этим, рекомендуется ликвидация месторождения Байчунас.

5 ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПОВТОРНОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

5.1 Расчет технологических показателей разработки

Несмотря на то, что на момент составления настоящего проекта месторождение выработано на 99,5% и дальнейшая разработка невозможна по причине экономической нерентабельности, в рамках настоящего проекта с целью оценки целесообразности повторной разработки месторождения в условиях изменившейся экономической ситуации (цены на нефть и т.д.) были рассчитаны 3 варианта дальнейшей разработки месторождения.

Первый вариант разработки предусматривает ввод из консервации 10 добывающих и 2 нагнетательных скважин.

№ скв.	Объект	Год	Проектный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
1	2	3	4	5
203	II	2023	0,7	Ввод из консервации добывающей скважины
319	II	2023	0,7	Ввод из консервации добывающей скважины
376	II	2023	0,7	Ввод из консервации добывающей скважины
151	I	2023	0,9	Ввод из консервации добывающей скважины
264	I	2023	0,9	Ввод из консервации добывающей скважины
501	II	2023	0,8	Ввод из консервации добывающей скважины
188	II	2023	0,2	Ввод из консервации добывающей скважины
244	II	2023	0,4	Ввод из консервации добывающей скважины
261	II	2023	0,3	Ввод из консервации добывающей скважины
268	II	2023	0,3	Ввод из консервации добывающей скважины
256	II	2023	-	Ввод из консервации нагнетательной скважины
385	II	2023	-	Ввод из консервации нагнетательной скважины.

Второй вариант разработки предусматривает ввод из консервации 7 добывающих скважин.

№ скв.	Объект	Год	Проектный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
1	2	3	4	5
151	I	2023	0,9	Ввод из консервации добывающей скважины
264	I	2023	0,9	Ввод из консервации добывающей скважины
501	II	2023	0,8	Ввод из консервации добывающей скважины
188	II	2023	0,2	Ввод из консервации добывающей скважины
244	II	2023	0,4	Ввод из консервации добывающей скважины
261	II	2023	0,3	Ввод из консервации добывающей скважины
268	II	2023	0,3	Ввод из консервации добывающей скважины

Третий вариант разработки предусматривает ввод из консервации 3 относительно высокодебитных добывающих скважин.

№ скв.	Объект	Год	Проектный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
1	2	3	4	5
151	I	2023	0,9	Ввод из консервации добывающей скважины
264	I	2023	0,9	Ввод из консервации добывающей скважины
501	II	2023	0,8	Ввод из консервации добывающей скважины

Во всех трех вариантах разработки предусмотрен вывоз жидкости на месторождение Карсак с помощью автотранспортных средств.

Прогнозные технологические показатели по трем вариантам разработки по объектам и месторождению в целом на первые 5 лет представлены в таблицах 5.1.2-5.1.19.

По результатам технико-экономического анализа все три варианта являются экономически нерентабельными с первого расчетного года (2023г).

Таблица 5.1.1 – Основные технологические показатели по варианту разработки

№пп	Показатели	Ед.	Вариант		
		изм.	1	2	3
1	Окончание расчета	год	2023	2023	2023
2	Кол-во добывающих скважин	ед.	10	7	3
3	Кол-во нагнетательных скважин	ед.	2	0	0
6	Проектный уровень добычи нефти,	тыс.т.	1,8	1,1	0,8
7	Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т.	9,9	7,1	5,4
8	Проектный уровень закачки воды	тыс.м3	7,2	0	0
10	Накопленная добыча нефти на конец расчета	тыс.т	4153,2	4152,5	4152,2
11	Обводненность на конец расчета	%	99,5	99,5	99,5

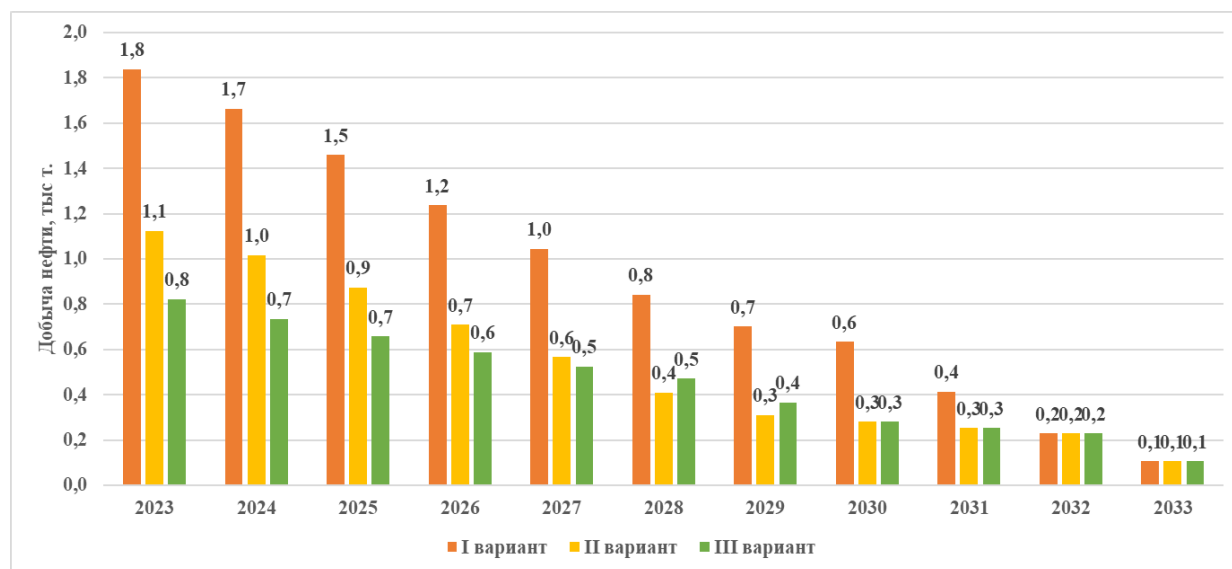


Рис. 5.1.1 – Сравнение показателей добычи нефти по вариантам разработки

Таблица 5.1.2 - Характеристика основного фонда скважин по I объекту. 1 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из консервации, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
					добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2023	0	45	2	30,8	0	0	2	0	0,9	1,4	0,0
2024	0	45	0	30,8	0	0	2	0	0,8	1,7	0,0
2025	0	45	0	30,8	0	0	2	0	0,7	2,0	0,0
2026	0	45	0	30,8	0	0	2	0	0,7	2,4	0,0
2027	0	45	0	30,8	0	0	2	0	0,6	2,7	0,0

Таблица 5.1.3 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. 1 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2023	0,6	0,2	10,4	248,1	98,1	0,235	0,9	12480,4	35,0	0,0	40,6
2024	0,5	0,2	10,5	248,7	98,3	0,236	1,1	12481,5	53,7	0,0	40,6
2025	0,5	0,2	10,6	249,1	98,5	0,236	1,3	12482,8	64,7	0,0	40,6
2026	0,4	0,2	10,8	249,5	98,6	0,237	1,5	12484,3	72,4	0,0	40,6
2027	0,4	0,1	10,9	249,9	98,8	0,237	1,8	12486,1	78,5	0,0	40,6

Таблица 5.1.4 - Характеристика основного фонда скважин по II объекту. 1 вариант.

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из консервации, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Ввод нагнетательных скважин из консервации, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
						доб	нагн			нефти	жидкости	
2023	0	182	8	108,0	2	0	0	8	2	0,5	3,5	22,0
2024	0	182	0	108,0	0	0	0	8	2	0,4	4,4	14,0
2025	0	182	0	108,0	0	1	0	7	2	0,4	5,1	16,0
2026	0	182	0	108,0	0	1	0	6	2	0,4	5,7	16,0
2027	0	182	0	108,0	0	1	0	5	2	0,4	6,2	15,4

Таблица 5.1.5 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. 1 вариант.

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2023	1,3	0,0	9,7	2832,2	99,6	0,678	9,1	127951,5	86,0	7,2	38517,9
2024	1,2	0,0	9,7	2833,3	99,6	0,678	11,4	127962,9	89,9	9,7	38527,6
2025	1,0	0,0	9,3	2834,3	99,7	0,678	12,6	127975,5	92,1	11,1	38538,6
2026	0,8	0,0	8,5	2835,1	99,7	0,679	12,2	127987,7	93,3	11,1	38549,8
2027	0,7	0,0	7,5	2835,8	99,7	0,679	11,3	127999,0	94,1	10,7	38560,4

Таблица 5.1.6 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. 1 вариант.

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из консервации, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Ввод нагнетательных скважин из консервации, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
						доб	нагн			нефти	жидкости	
2023	0	384	10	174,5	2	0	0	10	2	0,6	3,0	22,0
2024	0	384	0	174,5	0	0	0	10	2	0,5	3,8	14,0
2025	0	384	0	174,5	0	1	0	9	2	0,5	4,5	16,0
2026	0	384	0	174,5	0	1	0	8	2	0,4	4,9	16,0
2027	0	384	0	174,5	0	1	0	7	2	0,4	5,3	15,4

Таблица 5.1.7 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. 1 вариант.

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2023	1,8	0,0	8,5	4153,2	99,5	0,533	9,9	167567,0	81,5	7,2	38661,5
2024	1,7	0,0	8,4	4154,9	99,6	0,533	12,6	167579,5	86,8	9,7	38671,2
2025	1,5	0,0	8,0	4156,3	99,6	0,533	13,9	167593,4	89,5	11,1	38682,2
2026	1,2	0,0	7,4	4157,6	99,6	0,533	13,7	167607,1	91,0	11,1	38693,4
2027	1,0	0,0	6,8	4158,6	99,7	0,533	13,0	167620,1	92,0	10,7	38704,0

Таблица 5.1.8 - Характеристика основного фонда скважин по I объекту. 2 вариант.

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из консервации, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
					доб	нагн			нефти	жидкости	
2023	0	45	2	30,8	0	0	2	0	0,9	1,4	0,0
2024	0	45	0	30,8	0	0	2	0	0,8	1,7	0,0
2025	0	45	0	30,8	0	0	2	0	0,7	2,0	0,0
2026	0	45	0	30,8	0	0	2	0	0,7	2,4	0,0
2027	0	45	0	30,8	0	0	2	0	0,6	2,7	0,0

Таблица 5.1.9 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. 2 вариант.

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2023	0,6	0,2	10,4	248,1	98,1	0,235	0,9	12480,4	35,0	0,0	40,6
2024	0,5	0,2	10,5	248,7	98,3	0,236	1,1	12481,5	53,7	0,0	40,6
2025	0,5	0,2	10,6	249,1	98,5	0,236	1,3	12482,8	64,7	0,0	40,6
2026	0,4	0,2	10,8	249,5	98,6	0,237	1,5	12484,3	72,4	0,0	40,6
2027	0,4	0,1	10,9	249,9	98,8	0,237	1,8	12486,1	78,5	0,0	40,6

Таблица 5.1.10- Характеристика основного фонда скважин по II объекту. 2 вариант.

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из консервации, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
					доб	нагн			нефти	жидкости	
2023	0	182	5	108,0	0	0	5	0	0,3	3,8	0,0
2024	0	182	0	108,0	0	0	5	0	0,3	5,0	0,0
2025	0	182	0	108,0	1	0	4	0	0,3	6,1	0,0
2026	0	182	0	108,0	1	0	3	0	0,3	7,3	0,0
2027	0	182	0	108,0	1	0	2	0	0,2	8,9	0,0

Таблица 5.1.11 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. 2 вариант.

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2023	0,6	0,0	4,3	2831,5	99,6	0,678	6,2	127948,6	91,0	0,0	38510,6
2024	0,5	0,0	4,0	2832,0	99,6	0,678	8,1	127956,8	93,8	0,0	38510,6
2025	0,4	0,0	3,4	2832,4	99,6	0,678	9,0	127965,7	95,4	0,0	38510,6
2026	0,3	0,0	2,5	2832,7	99,6	0,678	8,4	127974,1	96,5	0,0	38510,6
2027	0,2	0,0	1,7	2832,9	99,6	0,678	7,3	127981,5	97,4	0,0	38510,6

Таблица 5.1.12 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. 2 вариант.

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из консервации, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
					доб	нагн			нефти	жидкости	
2023	0	384	7	174,5	0	0	7	0	0,5	3,1	0,0
2024	0	384	0	174,5	0	0	7	0	0,4	4,0	0,0
2025	0	384	0	174,5	1	0	6	0	0,4	4,8	0,0
2026	0	384	0	174,5	1	0	5	0	0,4	5,5	0,0
2027	0	384	0	174,5	1	0	4	0	0,4	6,2	0,0

Таблица 5.1.13 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. 2 вариант.

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2023	1,1	0,0	5,2	4152,5	99,5	0,533	7,1	167564,1	84,1	0,0	38654,2
2024	1,0	0,0	5,0	4153,5	99,5	0,533	9,2	167573,4	89,0	0,0	38654,2
2025	0,9	0,0	4,5	4154,4	99,6	0,533	10,3	167583,6	91,5	0,0	38654,2
2026	0,7	0,0	3,8	4155,1	99,6	0,533	9,9	167593,5	92,9	0,0	38654,2
2027	0,6	0,0	3,2	4155,6	99,6	0,533	9,1	167602,6	93,8	0,0	38654,2

Таблица 5.1.14 - Характеристика основного фонда скважин по I объекту. 3 вариант.

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из консервации, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
					доб	нагн			нефти	жидкости	
2023	0	45	2	30,8	0	0	2	0	0,9	1,4	0,0
2024	0	45	0	30,8	0	0	2	0	0,8	1,7	0,0
2025	0	45	0	30,8	0	0	2	0	0,7	2,0	0,0
2026	0	45	0	30,8	0	0	2	0	0,7	2,4	0,0
2027	0	45	0	30,8	0	0	2	0	0,6	2,7	0,0

Таблица 5.1.15 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. 3 вариант.

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2023	0,6	0,2	10,4	248,1	98,1	0,235	0,9	12480,4	35,0	0,0	40,6
2024	0,5	0,2	10,5	248,7	98,3	0,236	1,1	12481,5	53,7	0,0	40,6
2025	0,5	0,2	10,6	249,1	98,5	0,236	1,3	12482,8	64,7	0,0	40,6
2026	0,4	0,2	10,8	249,5	98,6	0,237	1,5	12484,3	72,4	0,0	40,6
2027	0,4	0,1	10,9	249,9	98,8	0,237	1,8	12486,1	78,5	0,0	40,6

Таблица 5.1.16 - Характеристика основного фонда скважин по II объекту. 3 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из консервации, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
					доб	нагн			нефти	жидкости	
2023	0	182	1	108,0	0	0	1	0	0,8	13,7	0,0
2024	0	182	0	108,0	0	0	1	0	0,7	15,8	0,0
2025	0	182	0	108,0	0	0	1	0	0,6	16,9	0,0
2026	0	182	0	108,0	0	0	1	0	0,5	17,6	0,0
2027	0	182	0	108,0	0	0	1	0	0,4	18,0	0,0

Таблица 5.1.17- Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. 3 вариант.

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2023	0,3	0,0	2,0	2831,2	99,5	0,678	4,5	127946,9	94,3	0,0	38510,6
2024	0,2	0,0	1,7	2831,4	99,6	0,678	5,2	127952,1	95,7	0,0	38510,6
2025	0,2	0,0	1,5	2831,6	99,6	0,678	5,5	127957,7	96,5	0,0	38510,6
2026	0,2	0,0	1,4	2831,7	99,6	0,678	5,8	127963,4	97,1	0,0	38510,6
2027	0,1	0,0	1,2	2831,9	99,6	0,678	5,9	127969,3	97,5	0,0	38510,6

Таблица 5.1.18 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. 3 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из консервации, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
					доб	нагн			нефти	жидкости	
2023	0	384	3	174,5	0	0	3	0	0,8	5,5	0,0
2024	0	384	0	174,5	0	0	3	0	0,8	6,5	0,0
2025	0	384	0	174,5	0	0	3	0	0,7	7,1	0,0
2026	0	384	0	174,5	0	0	3	0	0,6	7,5	0,0
2027	0	384	0	174,5	0	0	3	0	0,5	7,9	0,0

Таблица 5.1.19 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. 3 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс. м³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2023	0,8	0,0	3,8	4152,2	99,5	0,532	5,4	167562,4	84,7	0,0	38654,2
2024	0,7	0,0	3,5	4152,9	99,5	0,533	6,3	167568,7	88,3	0,0	38654,2
2025	0,7	0,0	3,3	4153,6	99,5	0,533	6,9	167575,5	90,4	0,0	38654,2
2026	0,6	0,0	3,0	4154,2	99,5	0,533	7,3	167582,8	91,9	0,0	38654,2
2027	0,5	0,0	2,8	4154,7	99,6	0,533	7,7	167590,5	93,2	0,0	38654,2

5.2 Экономическая эффективность разработки месторождения

Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей

Общие положения

Настоящий раздел приводит подробное описание параметров и допущений, использованных для определения доходной и расходной части прогнозных экономических расчетов.

В экономическую оценку включены технологические показатели вариантов разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин, динамикой ввода новых скважин, порядком и темпами разбуривания, уровнями добычи УВ, способами эксплуатации и др.

Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов, применительно к рассматриваемым вариантам технико-экономических показателей.

Все расчеты проводились на основе фактических плановых данных, предоставленных недропользователем. В расчетах отражены доходная часть и расходная часть, которая включает в себя прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации вариантов разработки. Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в текущих ценах.

Цены

В основу экономических показателей проекта заложены прогнозные цены на нефть, согласно макропрогнозу НК КМГ. (таблица 5.2.1).

Транспорт продукции

Транспортные расходы по реализации товарной продукции, учитываются при определенных принятых допущениях и включают в себя: транспортировка, терминал, прием, хранение и отгрузка продукта реализации, оформление документов.

Таблица 5.2.1 - Маркетинговые показатели

Наименование параметров	Ед.изм.	2023	2024	2025	2026	2027
Реализация по направлениям						
КТК	%	32%	39%	53%	54%	56%
КТО	%	13%	13%	14%	15%	17%
на внутренний рынок	%	55%	47%	33%	31%	27%
Транспортные тарифы по направлениям						
КТК	тг/тонн	29615	30434	30306	30309	30309
КТО	тг/тонн	18677	19002	18952	18943	18926
на внутренний рынок	тг/тонн	11608	12174	12251	11287	12671
Цены по направлениям						
КТК	тг/тонн	302924	262288	269677	273371	277065
КТО	тг/тонн	272412	236880	243648	247032	250416
на внутренний рынок	тг/тонн	79159	78915	82039	84716	87469

Капитальные вложения

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производится в соответствии с объемными технологическими показателями по варианту разработки и удельными затратами в разрезе отдельных направлений:

Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат.

Эксплуатационные затраты рассчитывались в соответствии с основными удельными технологическими эксплуатационными показателями, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти и газа. Нормативы производственных и административных затрат определены на основе анализа данных по бюджету АО «Эмбаунайгаз».

Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы затрат:

- затраты на сырье и материалы;
- затраты на электроэнергию;
- оплата труда и обучение персонала;
- услуги производственного и непроизводственного характера, предоставленные сторонними организациями;
- прочие расходы;
- амортизационные отчисления.

Затраты на сырье и материалы определялись в зависимости от объема добываемой нефти и включают удельные затраты по используемым материалам.

Затраты на электроэнергию рассчитывались в зависимости от добычи нефти. Оплата труда персонала рассчитывалась исходя из численности персонала, рассчитанной по нормативам для предприятий нефтяной и газовой промышленности и среднемесячной заработной платы.

Услуги производственного и непроизводственного характера рассчитывались от фонда скважин.

Услуги сторонних организаций производственного характера включают затраты на транспортные услуги, охрана объектов, охрана труда и ТБ, техобслуживание и содержание ОС.

Услуги сторонних организаций не производственного характера включены затраты на связь, страхование, медобслуживание работников, услуги по стирке спецодежды, затраты на спецпитание.

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат по месторождению представлена в таблицах 5.2.2. При расчете капитальных и эксплуатационных затрат использовалась инфляция в 2023г.-5%, 2024г.-4,5%, далее 3,5%. согласно макропрогнозу НК КМГ.

Амортизационные отчисления являются одним из источников воспроизводства основных фондов. Стоимость фиксированных активов относится на вычеты посредством исчисления амортизационных отчислений в порядке и на условиях, установленных Налоговым Кодексом.

Амортизационные отчисления по группе фиксированных активов, не включенных в другие группы, в том числе нефтяные, газовые скважины, передаточные устройства, машины и оборудование нефтегазодобычи, рассчитывались производственным методом, в зависимости от объема добычи углеводородов и доказанных разрабатываемых запасов.

Таблица 5.2.2 - Техничко-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты	Ед.изм.	Значения
Средняя стоимость покупной электроэнергии	тг/тн.н	36596,59
Расходы на химреагенты	тг/тн.н	376,20
Расходы на материалы	тг/тн.н	1536,46
НИР	тыс.тг/скв	2925,25
Геофизические работы	тыс.тг/скв	373,93
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг/скв	119,28
Охрана объектов	тыс.тг/скв	992,80
Командировочные расходы	тыс.тг/скв	1,80
ЦППН	тг/т.н.	1579,23
ПРС	тыс.тг/скв	745,97
Стоимость 1 скважино-операции по:		
Ликвидация	тыс.тг	8063,10
Вывод из консервации	тыс.тг	8209,04
Затраты на оплату труда ОПП		
ФОТ ОПП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1 работника ОПП в месяц	тг	1085547,9
Пособия и выплаты	тыс.тг/чел	6,08
Затраты на обучение персонала	%	1

Налоги и прочие платежи

Все выплаты и налоговые отчисления, производятся согласно Налоговому Законодательству Республики Казахстан и контрактам на недропользование. Согласно контракту, на недропользование АО «Эмбаунайгаз» платит следующие виды налогов и сборов:

- Налог на добычу полезных ископаемых, согласно НК РК;
- Рентный налог, согласно НК РК;
- Экспортная таможенная пошлина, согласно ТК РК;
- Корпоративный подоходный налог по ставке 20%;

- Налог на имущество по ставке 1,5% от остаточной стоимости материальных активов;
- Социальный налог по ставке - 9.5%, с 2025г -11%;
- Социальные отчисления - 3,5%, с 2025г – 5%;

Сумма социального налога, подлежащая уплате в бюджет, определяется как разница между исчисленным социальным налогом и суммой социальных отчислений, исчисленных в соответствии с Законом Республики Казахстан «Об обязательном социальном страховании». Таким образом расчет социальных отчисления упраздняется.

- ОСМС - 3%.

Ставка дисконтирования

Введена ставка дисконтирования в размере 10,85%, для расчета чистой приведенной стоимости (ЧПС).

5.2.1 Экономические показатели вариантов разработки

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемый в виде соотношения между доходами и расходами по проекту.

При оценке экономической эффективности вариантов разработки в работе использовались основные и оценочные показатели. К основным показателям эффективности относятся:

- денежные потоки;
- дисконтированные денежные потоки (NPV);
- рентабельный период.

К оценочным показателям относятся:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа;
- доход государства - налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды Республики Казахстан.

В настоящем отчете рассматривается три варианта разработки. При расчете получены следующие величины экономических показателей:

Расчетный период составил 2023-2027гг.

Капитальные вложения предусмотрены на реконструкцию выкидных линии и закуп ОС, по трем вариантам составили 19,4 млн.тг.

Эксплуатационные затраты, рассчитаны в зависимости от фонда скважин и добычи нефти, по вариантам получены следующие величины:

- 1 вариант – 1 757,4 млн. тг.

- 2 вариант – 1 296,1 млн. тг.
- 3 вариант – 1 120,5 млн. тг.

Чистая приведенная стоимость (10,85%), который показывает доход недропользователя, по всем вариантам показал отрицательный итог:

- 1 вариант – (-338,0) млн. тг.
- 2 вариант – (-426,7) млн. тг.
- 3 вариант – (-419,5) млн. тг.

Согласно технико-экономическому анализу, по всем вариантам получена отрицательная чистая приведенная стоимость, таким образом дальнейшая разработка месторождения является не рентабельной. Ниже приведена сравнительная таблица технико-экономических показателей по вариантам (таблица 5.2.4). Развернутые таблицы движения денежных средств приведены в таблицах 5.2.5-5.2.7.

5.2.4 - Техничко-экономические показатели по трем вариантам разработки месторождения

Наименование показателей	Ед.изм.	Варианты		
		1	2	3
Рентабельный период	период	2023 - 2027	2023 - 2027	2023 - 2027
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	14	10	8
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	1,8	1,1	0,8
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	11,1	0,0	0,0
Максимальный фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч :	ед.	384	384	384
добывающих	ед.	382	384	384
нагнетательных	ед.	2	0	0
Ввод новых скважин из бурения	ед.	0	0	0
Накопленные показатели				
добыча нефти за рентабельный период	тыс. т	7	4	3
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	4 159	4 156	4 155
добыча жидкости за рентабельный период	тыс. т	63	46	33
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	167 620	167 603	167 591
закачка воды за рентабельный период	тыс. м3	50	0	0
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	50	0	0
Коэффициент извлечения нефти	доли ед.	0,533	0,533	0,533
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	92,0%	93,8%	93,2%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	1 390,6	821,1	641,2
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг	19,4	19,4	19,4
в строительство скважин	млн. тг	0,0	0,0	0,0
в нефтепромысловое строительство	млн. тг	19,4	19,4	19,4
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг	1 757,4	1 296,1	1 120,5
производственные расходы	млн. тг	1 081,2	872,1	782,9
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	137,5	85,0	62,4
непроизводственные расходы	млн. тг	538,7	339,0	275,1
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. тг	1 843,8	1 382,5	1 206,9
Чистые недисконтированные поступления				
- Поток денежной наличности	млн. тг	-386,2	-494,4	-498,7
- Поступления Государству	млн. тг	462,2	276,5	212,3
Чистые дисконтированные поступления				
- после налогообложения				
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	-338,0	-426,7	-419,5
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	-324,0	-406,8	-396,6
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	-309,6	-386,3	-372,9
- бюджета Государства				
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	384,9	231,9	175,9
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	362,4	218,8	165,4
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	339,0	205,3	154,4

Таблица 5.2.5 – Анализ движения денежных средств, 1 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	1 390 560	320 036	284 602	296 311	260 099	229 512
Итого приток средств	тыс.тг.	1 390 560	320 036	284 602	296 311	260 099	229 512
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	1 757 357	485 790	338 504	341 014	309 878	282 170
прямые затраты	тыс.тг.	1 081 157	304 950	208 404	204 016	189 247	174 540
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	137 496	30 801	28 152	29 014	26 084	23 445
расходы периода	тыс.тг.	538 704	150 040	101 948	107 984	94 547	84 185
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	19 381	1 851	7 072	2 360	4 033	4 064
Бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	19 381	1 851	7 072	2 360	4 033	4 064
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0
Баланс НДС	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	1 776 738	487 642	345 575	343 375	313 911	286 234
Поток денежной наличности	тыс.тг.	-386 178	-167 605,98	-60 973,46	-47 064,12	-53 812,28	-56 722,19
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.						
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	-337 987	-167 606	-55 005	-38 302	-39 507	-37 567
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	-324 027	-167 606	-53 020	-35 587	-35 382	-32 431
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	-309 596	-167 606	-50 811	-32 683	-31 141	-27 354
Накопленный поток денежной наличности							
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	-386 178	-167 606	-228 579	-275 644	-329 456	-386 178
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	-337 987	-167 606	-222 611	-260 913	-300 420	-337 987
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	-324 027	-167 606	-220 626	-256 214	-291 596	-324 027
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	-309 596	-167 606	-218 417	-251 101	-282 242	-309 596

Таблица 5.2.6 – Анализ движения денежных средств, 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	821 062	195 816	174 136	177 688	148 994	124 429
Итого приток средств	тыс.тг.	821 062	195 816	174 136	177 688	148 994	124 429
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	1 296 086	366 691	263 751	255 943	221 129	188 572
прямые затраты	тыс.тг.	872 057	238 397	181 775	172 013	150 601	129 271
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	84 986	20 419	18 562	18 039	15 266	12 700
расходы периода	тыс.тг.	339 044	107 876	63 414	65 890	55 263	46 601
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	19 381	1 851	7 072	2 360	4 033	4 064
Бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	19 381	1 851	7 072	2 360	4 033	4 064
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0
Баланс НДС	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	1 315 467	368 543	270 823	258 303	225 162	192 636
Поток денежной наличности	тыс.тг.	-494 405	-172 726,83	-96 687,17	-80 615,43	-76 168,62	-68 206,60
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.						
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	-426 650	-172 727	-87 223	-65 606	-55 920	-45 173
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	-406 839	-172 727	-84 076	-60 957	-50 082	-38 997
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	-386 254	-172 727	-80 573	-55 983	-44 079	-32 893
Накопленный поток денежной наличности							
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	-494 405	-172 727	-269 414	-350 029	-426 198	-494 405
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	-426 650	-172 727	-259 950	-325 557	-381 477	-426 650
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	-406 839	-172 727	-256 803	-317 759	-367 842	-406 839
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	-386 254	-172 727	-253 299	-309 282	-353 361	-386 254

Таблица 5.2.7 – Анализ движения денежных средств, 3 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	641 174	143 120	125 713	133 385	123 483	115 473
Итого приток средств	тыс.тг.	641 174	143 120	125 713	133 385	123 483	115 473
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	1 120 476	283 253	212 011	213 952	207 772	203 488
прямые затраты	тыс.тг.	782 900	179 381	153 579	151 447	149 821	148 671
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	62 431	13 882	12 506	12 700	11 973	11 370
расходы периода	тыс.тг.	275 146	89 989	45 925	49 805	45 979	43 448
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	19 381	1 851	7 072	2 360	4 033	4 064
Бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	19 381	1 851	7 072	2 360	4 033	4 064
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0
Баланс НДС	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	1 139 857	285 104	219 082	216 312	211 805	207 553
Поток денежной наличности	тыс.тг.	-498 683	-141 984,77	-93 369,43	-82 926,90	-88 322,35	-92 079,65
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.						
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	-419 531	-141 985	-84 230	-67 488	-64 843	-60 985
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	-396 600	-141 985	-81 191	-62 705	-58 073	-52 647
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	-372 899	-141 985	-77 808	-57 588	-51 112	-44 406
Накопленный поток денежной наличности							
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	-498 683	-141 985	-235 354	-318 281	-406 603	-498 683
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	-419 531	-141 985	-226 215	-293 703	-358 546	-419 531
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	-396 600	-141 985	-223 176	-285 880	-343 954	-396 600
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	-372 899	-141 985	-219 793	-277 381	-328 493	-372 899

6 ПОРЯДОК ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

6.1 Порядок ликвидации последствий недропользования при проведении разведки и добычи углеводородов на месторождении

В соответствии с пунктом 2 статьи 126 Кодекса «О недрах и недропользовании» [1] (далее – Кодекса о недрах) ликвидация последствий недропользования (далее – ликвидация) при проведении разведки и добычи углеводородов производится:

- 1) на участке недр, право недропользования по которому прекращено, за исключением случаев, предусмотренных подпунктами 2) и 3) пункта 4 статьи 107 Кодекса о недрах [1];
- 2) на участке недр (его части), который (которую) недропользователь намеревается вернуть государству в порядке, предусмотренном статьей 114 Кодекса о недрах [1].

Ниже приведены основные положения о порядке ликвидации последствий недропользования при проведении разведки и добычи углеводородов согласно требований «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» [2] (далее – Правил консервации и ликвидации).

За пятнадцать календарных дней до начала ликвидации, недропользователь направляет в компетентный орган письменное извещение о намечаемой ликвидации с указанием причин, предполагаемых сроков начала и окончания работ по ликвидации.

К уведомлению о намечаемой ликвидации прилагаются:

- 1) обоснование о необходимости ликвидации;
- 2) сведения об оставшихся неотработанных запасах углеводородов, а также отходах производства (в том числе содержащих и не содержащих полезные компоненты, вредные и ядовитые вещества);
- 3) утвержденный и прошедший предусмотренные Кодексом о недрах [1] и иными законами экспертизы проект ликвидации последствий недропользования.

Документы, указанные в подпунктах 1), 2), 3) настоящего пункта, полностью отражают информацию о фактическом состоянии запасов углеводородов, состоянии участка недр, земной поверхности, ограниченной земельным отводом.

Недропользователь после завершения ликвидации в течение пятнадцати календарных дней письменно извещает компетентный орган о завершении таких работ.

Недропользователь после завершения ликвидации в течение тридцати календарных дней письменно извещает о завершении ликвидационных работ местный исполнительный орган области для его использования в иных хозяйственных целях.

Приемка завершенной работы по ликвидации осуществляется комиссией, создаваемой компетентным органом из:

недропользователя;

представителя компетентного органа;

представителей уполномоченных органов в области охраны окружающей среды, сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения, местных исполнительных органов области.

Состав комиссии утверждается компетентным органом по каждому отдельному случаю в течение тридцати календарных дней со дня получения извещения, предусмотренного пунктом 8 Правил консервации и ликвидации [2].

Комиссией решение о приемке (об отказе в приемке) завершенной работы по ликвидации принимается после осмотра участка недр и оценки полноты и качества выполненных работ, предусмотренных проектом ликвидации последствий недропользования, которое оформляется в виде акта ликвидации последствий недропользования по форме, согласно приложению 2 к Правилам консервации и ликвидации [2] (далее – акт ликвидации), и подписывается членами Комиссии в течение десяти рабочих дней с даты окончания осмотра.

К акту ликвидации прилагаются:

- 1) планы размещения участка недр, а также ликвидированных производственных объектов, включая технологические объекты;
- 2) перечень и объем фактически выполненных работ, предусмотренных проектом ликвидации последствий недропользования;
- 3) справка о фактически произведенных затратах на ликвидацию.

Комиссия прекращает свою деятельность с момента подписания акта ликвидации с положительным решением.

После получения экземпляра подписанного акта ликвидации геологическая, маркшейдерская и иная документация пополняется недропользователями на момент завершения, и в срок не более тридцати календарных дней с даты подписания акта ликвидации, представляется в уполномоченный орган по изучению недр для хранения.

Уполномоченным органом по изучению недр ведется перечень участков недр, на котором завершены работы по ликвидации последствий недропользования, по форме, согласно приложению 4 к Правилам консервации и ликвидации [2].

Требования к проведению работ по ликвидации последствий недропользования при проведении разведки и добычи углеводородов установлены приложением 5 к Правилам консервации и ликвидации [2].

6.2 Порядок ликвидации технологических объектов на месторождении

Технологические объекты ликвидируются в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения предусмотренных Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз проектом ликвидации технологических объектов, за исключением отдельных категорий скважин, предусмотренных в пункте 20 Правил консервации и ликвидации [2], ликвидация которых осуществляется в соответствии с планом ликвидации.

К отдельным категориям скважин относятся нефтяные, газовые и нагнетательные скважины различного назначения при разведке и добыче углеводородов, не относящиеся к скважинам с содержанием сероводорода в пластовом флюиде 3,5 % и более, с аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом аномальности 1,5 и более, на суше глубиной более пяти тысяч метров, на море и внутренних водоемах.

В соответствии с пунктом 1 статьи 128 Кодекса в любое время до истечения периода разведки или добычи углеводородов недропользователь вправе произвести ликвидацию отдельных технологических объектов, используемых при проведении операций по недропользованию, включая сооружения, оборудование, скважины и иное имущество.

При этом в течение периода добычи по контракту на разведку и добычу или добычу углеводородов недропользователь обязан ликвидировать скважины, которые подлежат ликвидации по техническим и (или) геологическим причинам и не могут быть использованы в иных целях в соответствии с проектом разработки месторождения.

Решение о ликвидации технологических объектов принимается приказом недропользователя.

Акт о приемке ликвидированных технологических объектов или 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, на море и внутренних водоемах, подписывается членами комиссии, созданной приказом недропользователя, в состав которой включаются технический руководитель и ответственные работники недропользователя, а также представители исполнителя работ (подрядчика, при наличии).

Акт о приемке ликвидированных нефтяных, газовых и нагнетательных скважин различного назначения с содержанием сероводорода в пластовом флюиде 3,5 % и более, с аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом аномальности 1,5 и более, на

суше глубиной более пяти тысяч метров, а также скважин на море и (или) внутренних водоемах подписывается членами комиссии, созданной приказом недропользователя, в состав которой включаются технический руководитель и ответственные работники недропользователя, представители уполномоченного органа в области промышленной безопасности, а также представители исполнителя работ (подрядчика, при наличии).

В случае приемки ликвидированных нефтяных, газовых и нагнетательных скважин различного назначения на море и (или) внутренних водоемах в состав комиссии также включается представитель регионального органа уполномоченного органа в области использования и охраны водного фонда, водоснабжения, водоотведения.

Акт о приемке ликвидированных технологических объектов или скважин составляется по форме, согласно приложению 7 к Правилам консервации и ликвидации [2].

Все материалы (акты, приказы, протоколы и другие материалы) по ликвидации нефтяных, газовых и нагнетательных скважин различного назначения при разведке и добыче углеводородов подшиваются и хранятся в деле скважины до окончания операций по недропользованию, и вместе с материалами ликвидации последствий недропользования представляются в уполномоченный орган по изучению недр.

Требования к проведению работ по ликвидации технологических объектов при проведении разведки и добычи углеводородов установлены приложением 8 к Правилам консервации и ликвидации [2].

6.3 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 [2].

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.

Проект ликвидации включает следующее:

- 1) пояснительную записку, в которой отражаются вопросы по соответствующей подготовке и непосредственной ликвидации;
- 2) геологическую, маркшейдерскую и графическую документацию, полностью отражающую фактическое состояние данных участка недр;
- 3) копии топографических планов земной поверхности, геологической карты, разрезов и по горизонтным планов месторождения углеводородов или урана;
- 4) схемы размещения участка недр, а также других производственных объектов, включая технологические объекты;
- 5) меры по обеспечению безопасности населения и персонала, охране недр и окружающей среды, зданий и сооружений;
- 6) меры по предотвращению загрязнения подземных вод;
- 7) меры по обеспечению радиационной безопасности персонала и населения;
- 8) оценку воздействия ликвидации на окружающую среду;
- 9) меры по рекультивации нарушенных земель при проведении ликвидации.

6.4 Требования к проведению работ по ликвидации технологических объектов на месторождении

К проведению работ по ликвидации технологических объектов на месторождении согласно Правил консервации и ликвидации [2] предъявляются следующие требования.

Ликвидация нефтяных и нагнетательных скважин различного назначения на участке недр выполняется на основании плана ликвидации, разработанного по каждой скважине и утвержденного недропользователем.

План ликвидации содержит наименование организации, номер контракта, название месторождения и базового проектного документа, анализа разработки либо проектного документа, утвержденного до введения в действие Кодекса, номер и географические координаты скважины, проектную и фактическую глубину скважины, даты начала и завершения бурения скважины, фактическую конструкцию скважины, интервалы перфорации, интервалы нефтегазоводонасыщенных пластов, планируемые мероприятия и сроки проведения работ, краткое обоснование причин проведения работ.

План ликвидации обеспечивает предупреждение прорыва подошвенной воды и газа из газовой шапки, предотвращение неконтролируемых газоводонефтепроявлений и открытых фонтанов, предотвращение деформации обсадных колонн, появления межпластовых перетоков и межколонных проявлений, охрану недр и окружающей среды.

План ликвидации также содержит расчеты цементирования, требования к тампонажным материалам, требования к подъемным установкам, данные об объемах и плотности раствора в скважине.

7 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

7.1 Работы по ликвидации последствий недропользования при добыче углеводородов на месторождении Байчунас

Ликвидация последствий деятельности предприятия подразумевает восстановление структуры территории и окружающей среды до первоначального состояния, которое было определено на момент начала работ.

Таким образом, к работам по ликвидации последствий недропользования относятся:

- ликвидация всех скважин, имеющих на месторождении на момент начала работ по ликвидации, кроме ранее ликвидированных;
- переликвидация ранее ликвидированных скважин в случае обнаружения утечек на устье;
- устройство площадок для проведения работ по переликвидации скважин;
- установка и переустановка реперов с тумбами на ранее ликвидированных скважинах при необходимости;
- демонтаж всех объектов, аппаратов, зданий, сооружений, расположенных на территории месторождения (перечень объектов см. в подразделе 9.3 настоящего отчета) и дальнейшая транспортировка элементов демонтажа;
- биоремедиация нарушенного почвенного покрова земли контрактной территории при необходимости;
- очистка территории от мусора, металлолома и их транспортировка до пункта сбора и (или) утилизации.

Применяемые на месторождении оборудование, агрегаты, здания и сооружения будут демонтироваться и затем элементы демонтажа будут вывозиться с территории работ для дальнейшего использования на других объектах, либо утилизации.

Завершающим этапом ликвидационных работ будет биоремедиация земель, нарушенных в процессе недропользования на месторождении.

7.2 Ликвидация скважин

7.2.1 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. 7.2.1), на которой рельефно (для обеспечения сохранности данных) указываются номер скважины, наименование месторождения, недропользователь, дата ликвидации.

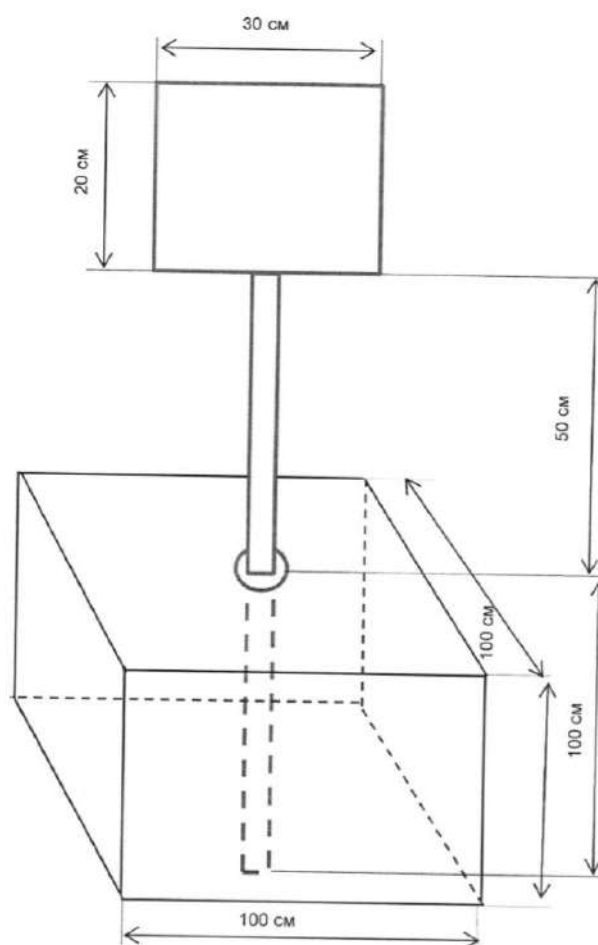


Рисунок 7.2.1 – Схема установки репера и тумбы при ликвидации скважины

7.2.2 Порядок оформления документов

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, по эксплуатационному фонду скважин – АО «Эмбаунайгаз».

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.

По скважинам I, II, III и IV категорий перечисленные материалы представляются в «Запказнедра» и ДКПБ МЧС РК. При положительном их заключении ликвидация и списание затрат на их сооружение производится приказом предприятия или вышестоящей организацией. Приказы на ликвидацию скважин направляются в территориальные органы указанных выше ведомств и финансирующему органу.

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.

Контроль за правильностью ликвидации скважин, соблюдением требований законодательства о недрах при ликвидации осуществляют «Запказнедра» и ДКПБ МЧС РК.

Восстановление ликвидированных скважин производится при положительном решении предприятия, на учете которого находятся эти скважины.

Ремонтно-восстановительные работы проводятся по плану, согласованному с территориальным департаментом ДКПБ МЧС РК и АСС.

7.2.3 Порядок действий при разработке планов изоляционно-ликвидационных работ

Общие положения

Индивидуальный план проведения изоляционно-ликвидационных работ по каждой скважине, подлежащей ликвидации, утверждается пользователем недр и согласовывается с ДКПБ МЧС РК, «Запказнедра» и АСС.

При наличии межколонных давлений и межколонных перетоков в скважине должны быть проведены ремонтно-изоляционные работы по отдельным планам до начала проведения работ по ликвидации. Осложнения и аварии, возникшие в процессе изоляционно-ликвидационных работ в скважинах, устраняются по дополнительному плану, утвержденным АО «Эмбаунайгаз». На ремонтно-восстановительные работы составляется акт организацией, проводившей работы, заверенный АО «Эмбаунайгаз». Отсутствие межколонных перетоков и циркуляции должно быть подтверждено документально.

Цементные мосты устанавливаются в соответствии с настоящим проектом и с учетом «Методики расчета операций по установке цементных мостов в нефтяных и газовых скважинах», ВНИИКРнефть, 1971 г.

Кровля каждого цементного моста и его прочность проверяются гидравлической опрессовкой или разгрузкой колонны буровых труб (колонны НКТ) на 4-6 т.

В эксплуатационной колонне после установки цементных мостов оставляется буровой раствор (рассол), обработанный ингибитором коррозии.

Требования к свойствам раствора при установке цементных мостов такие же, как и при бурении скважины.

Плотность раствора для глушения или промывки скважины при проведении изоляционно-ликвидационных работ должна определяться из расчета создания столбом раствора гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое давление на величину не менее 10-15 %, но не более 1,5 МПа (15 кгс/см²).

Указанные требования к плотности раствора находятся в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

При ликвидации поисковых и разведочных скважин, не обсаженных эксплуатационной колонной, установкой цементных мостов изолируются все продуктивные пласты и региональные водоносные комплексы.

При обнаружении негерметичности эксплуатационной колонны все интервалы негерметичности должны быть изолированы установкой цементных мостов.

При обнаружении межпластовых перетоков проводятся работы по их ликвидации (перфорация, задавка тампонирующего материала (цементаж под давлением).

Работы по ликвидации межпластовых перетоков проводятся по дополнительному плану организации работ.

При ликвидации поисковых и разведочных скважин, не обсаженных эксплуатационной колонной, самый верхний цементный мост совместно с кондуктором или промежуточной колонной (выше кровли моста) подвергается испытанию на герметичность опрессовкой на то давление, на которое они испытаны при строительстве скважины.

Подготовка к работам по ликвидации скважины

Наземные сооружения, буровое и вспомогательное оборудование, инструменты и контрольно-измерительные приборы, исходя из предстоящих работ на скважине, должны быть проверены и приведены в соответствие с действующими требованиями, обеспечивающими безопасное проведение работ.

Подготовка насосно-компрессорных труб (НКТ) и бурильных труб (БТ) осуществляется в соответствии с РД 39-2-132-78 «Инструкцией по эксплуатации, ремонту и учету бурильных труб» (ВНИИТнефть, Куйбышев 1982), РД 39Р-05753520-001-95 «Положение по приемке, хранению, отбраковке, учету движения и по порядку перевода в другие области назначения НКТ и глубинно-насосных штанг». На трубной базе производятся гидравлические испытания, шаблонировка, маркировка, сортировка труб, а также калибровка резьбы. Непосредственно на площадке осуществляется наружный осмотр, повторное шаблонирование, укладка труб в порядке спуска в скважину и замер их длины.

Транспортирование труб на скважину должно производиться специальным транспортом. При погрузке между рядами труб необходимо прокладывать деревянные прокладки, предохраняющие трубы от ударов. При этом концы труб не должны свешиваться или выступать за габариты транспортного средства более чем на 1 метр. Транспортировка труб без предохранительных колец и ниппелей запрещается.

При разгрузке и укладке труб у скважины необходимо, чтобы муфтовые концы были обращены к устью скважины. При этом не допускается сбрасывание труб, удары их друг о друга, перетаскивание волоком.

При работе с трубами необходимо иметь запас труб из расчета 50 м дополнительного резерва на каждые 1000 м.

При визуальном осмотре труб на скважине определяется состояние наружной поверхности трубы, муфты и их резьбовых частей. Обнаруженные небольшие забоины на поверхности трубы допускается удалять с помощью напильника.

Шаблонирование труб необходимо производить при подъеме труб с мостков для спуска в скважину. При непрохождении шаблона трубу отбраковывают. На трубах, забракованных при проверке, необходимо сделать пометку «БРАК» устойчивой к климатическим условиям краской. Выбракованные трубы складываются отдельно от основных труб.

При использовании труб разных диаметров и конструкций необходимо группировать их по типам и размерам. Переводник для свинчивания их между собой рекомендуется навернуть заранее в муфту последней трубы спускаемой секции.

Необходимо выяснить техническое состояние обсадной колонны и глубину фактического забоя скважины путем спуска в скважину печати на НКТ или бурильных трубах. Если инструмент спускается впервые, обследование состояния колонны необходимо производить полномерной конусной печатью, имеющей диаметр на 6-7 мм меньше, чем внутренний диаметр обсадных труб.

Без предварительного обследования печатями ствола находившейся в эксплуатации скважины, определение глубины забоя шаблонами, спускаемыми на металлической проволоке или каротажном кабеле, запрещается.

План на ликвидацию скважин

В данном разделе описана технология по ликвидации скважин подобранная исходя из природных условий расположения месторождения Байчунас.

Выполняемые работы при ликвидации и переликвидации скважин (необходимый объем, плотность раствора и жидкости указывается в «Плане организации работ» отдельно по каждой ликвидируемой скважине):

- определить наличие избыточного давления на устье скважины. При наличии избыточного давления произвести глушение скважины жидкостью глушения с плотностью в соответствии с требованиями промышленной безопасности;
- провести монтаж подъемного агрегата и выполнение подготовительных работ к ликвидации скважины;
- перед началом работ по ликвидации скважины устьевую арматуру оборудовать превентором, имеющим необходимые технические характеристики;
- после монтажа превентора на устье, испытать на герметичность способом опрессовки на давление не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны в соответствии с проектом на строительство скважины. Указанные давления в зависимости от степени изношенности колонны и характера ликвидируемой скважины, по данным геофизических исследований, толщинометрии могут быть изменены по усмотрению геологической службы. Все эти данные должны быть показаны в «Плане организации работ». Опресовку противовыбросового оборудования проводят в присутствии представителя АСС.

Работы по ликвидации/переликвидации скважин, исходя из разности конструкции скважин и интервалов перфорации, проводятся по 3 различным схемам, описанным ниже.

Схема ликвидации для скважин I (№ 187;188; 203; 227; 242; 244; 247; 261; 268; 319; 359; 376; 395; 501; 147; 147; 149; 152; 274; 297; 306; 336; 356; 385; 393; 410; 214; 255)

- глушение скважины;
- спуск в скважину колонны НКТ Ø73 мм с ВЗД и долотом до искусственного забоя;
- промывка, заменить буровой раствор со скважины на свежий раствор расчетной плотностью;
- промывка скважины со свежим раствором;
- полный подъем инструмента для смены инструмента;
- сборка и спуск инструмента НКТ с пером. ПЗР и установка цементного моста в интервале 315-375 м для чего последовательно закачать в колонну НКТ: буферный жидкость $V_{\text{буф}}$ (м^3), цементный раствор плотностью 1,85-1,90 г/см³ в объеме $V_{\text{ц.р}}$ (м^3), расчетную продавочную жидкость в объеме $V_{\text{пр}}$ (м^3);
- поднять компоновку на кровлю моста и произвести срезку цементного моста обратной промывкой;
- поднять НКТ на 100 м выше от кровли ЦМ и произвести ОЗЦ (24-48 часа);

- спустить колонну НКТ до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн,
- определение герметичности цементного моста двумя методами;
- подъем колонны НКТ с выбросом на приемные мостки с заполнением скважины раствором (рассолом) обработанным ингибитором коррозии;
- произвести демонтаж ПВО и устьевой арматуры;
- произвести срез гидравлической труборезкой на уровне поверхности земли;
- на устье ликвидированной скважины устанавливается армированная бетонная тумба размером 1х1х1 метров.
- рекультивация земли на устье скважины;
- отбить и зафиксировать координаты скважины маркшейдерской службой АО «Эмбаунайгаз».

Схема ликвидации для скважин II (№ 151; 162; 185; 200; 215; 217; 218; 223; 226; 264; 295; 328; 338; 342; 358; 362; 371; 373; 375; 390; 394; 397; 391)

- глушение скважины;
- спуск в скважину колонны НКТ Ø73 мм с ВЗД и долотом до искусственного забоя;
- промывка, заменить буровой раствор со скважины на свежий раствор с расчетной плотностью;
- промывка скважины со свежим раствором;
- полный подъем инструмента для смены инструмента;
- сборка и спуск инструмента НКТ с пером. ПЗР и установка цементного моста в интервале 58-91 м для чего последовательно закачать в колонну НКТ: буферный жидкость $V_{\text{буф}}$ (м^3), цементный раствор плотностью 1,85-1,90 г/см³ в объеме $V_{\text{ц. р}}$ (м^3), расчетную продавочную жидкость в объеме $V_{\text{пр}}$ (м^3);
- поднять компоновку на кровлю моста и произвести срезку цементного моста обратной промывкой;
- поднять трубы до 0 м и произвести ОЗЦ (24-48 часа);
- спустить колонну НКТ до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн,
- определение герметичности цементного моста двумя методами;
- подъем колонны НКТ с выбросом на приемные мостки с заполнением скважины раствором обработанным ингибитором коррозии;
- произвести демонтаж ПВО и устьевой арматуры;
- произвести срез гидравлической труборезкой на уровне поверхности земли;

- на устье ликвидированной скважины устанавливается армированная бетонная тумба размером 1х1х1 метров.
- рекультивация земли на устье скважины;
- отбить и зафиксировать координаты скважины маркшейдерской службой АО «Эмбамунайгаз».

Схема переликвидации для скважин III (№ 381; 307; 132; 29; 30; 128; 153; 167; 206; 216; 298; 369; 417; 62; 120; 188; 187; 201; 202; 268; 299; 30; 28; 314; 316; 321; 335; 341; 352; 36; 380; 392; 49; 72; 74; 78; 82; 86)

- демонтировать репер и тумбу;
- очистить устье скважины и головку обсадной колонны;
- установить посадочный фланец и ПВО;
- разбурить цементные мосты до искусственного забоя с помощью колонны НКТ с ВЗД и долотом;
- промывка, заменить буровой раствор со скважины на свежий раствор с расчетной плотностью;
- промывка скважины со свежим раствором;
- полный подъем инструмента для смены инструмента;
- сборка и спуск инструмента НКТ с пером. ПЗР и установка цементного моста в интервале 330-376м (для скважины №299 установка цементного моста в интервале 782-804м) для чего последовательно закачать в колонну НКТ: буферный жидкость $V_{\text{буф}}$ (м^3), цементный раствор плотностью 1,85-1,90 г/см^3 в объеме $V_{\text{ц. р}}$ (м^3), расчетную продавочную жидкость в объеме $V_{\text{пр}}$ (м^3);
- поднять компоновку на кровлю моста и произвести срезку цементного моста обратной промывкой;
- поднять трубы на 100 м выше ЦМ и произвести ОЗЦ (24-48 часа);
- спустить колонну НКТ до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн,
- определение герметичности цементного моста двумя методами;
- подъем колонны НКТ с выбросом на приемные мостки с заполнением скважины раствором обработанным ингибитором коррозии;
- произвести демонтаж ПВО и устьевой арматуры;
- произвести срез гидравлической труборезкой на уровне поверхности земли;
- на устье ликвидированной скважины устанавливается армированная бетонная тумба размером 1х1х1 метров.
- рекультивация земли на устье скважины;

- отбить и зафиксировать координаты скважины маркшейдерской службой АО «Эмбаунайгаз».

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

Для установки цементных мостов в открытом стволе и обсадной колонне используются тампонажные портландцементы типа ПЦТ-I по ГОСТ 1581-96.

Транспортирование цемента осуществляется по ГОСТ 22237, хранение - по ГОСТ 30515.

Качество (пригодность) цемента для установки цементного моста определяется по соответствию физико-механических свойств тампонажного раствора, приготовленного из испытываемого цемента, требованиям ГОСТ 1581-96.

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 4 - 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, закачиваемую 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.

Технология и расчеты установки цементного моста

При ликвидации скважин необходима установка цементных мостов в зонах возможного флюид проявления. Для этого используется балансовый способ установки цементных мостов, при котором размещение тампонажного раствора в интервале установки моста производится уравниванием его столбов в заливочной колонне и

кольцевом пространстве. При таком способе заливочную колонну спускают до глубины, соответствующей подошве моста. После промывки скважины закачивают тампонажный раствор с подъемом его в кольцевом пространстве до расчетной высоты, при которой гидростатические давления столбов тампонажного раствора в трубах и затрубном пространстве уравниваются. После окончания продавливания поднимают заливочную колонну до глубины, соответствующей кровле моста плюс 5-10 м, обвязывают устье и при прямой или обратной циркуляции удаляют из скважины излишки тампонажного раствора (срезают кровлю моста). Скважину промывают до полного удаления излишков цементного раствора: при обратной промывке - в течение времени прокачивания промывочной жидкости не менее 1,5-2-х объемов заливочной колонны; при прямой промывке - в течение двух циклов. Затем приподнимают заливочную колонну на 50-100 м выше кровли цементного моста и оставляют скважину на 24 часа или 72 часа на ОЗЦ в зависимости от конкретных условий.

Излишки цементного раствора при установке цементного моста в колонне удаляют при обратной промывке, а в открытом стволе - при прямой промывке. Если есть опасность возникновения поглощения, то кровлю моста не срезают.

Через 24-72 часа ОЗЦ моста с промывкой «нащупывают» кровлю моста и проверяют его прочность разгрузкой веса инструмента на 4-6 т (при необходимости проверяют и герметичность моста способом опрессовки).

При установке цементных мостов в условиях проявлений или поглощений первоначально ликвидируют осложнение известными способами по дополнительно составленному плану.

При установке цементных мостов по балансовому способу разность плотностей тампонажного и глинистого раствора должна быть не менее $0,2 \text{ г/см}^3$, а колебания плотности затворяемых растворов относительно заданной не должны превышать $\pm 0,03 \text{ г/см}^3$ для цементных растворов на основе портландцемента.

Расчетами определяются следующие основные параметры технологического процесса установки цементного моста: объем тампонажного раствора, требуемую массу цемента, объем и состав буферной жидкости, объем продавочной жидкости, потребное количество замедлителя или ускорителя схватывания тампонажного раствора, общую продолжительность операции по установке моста.

Продолжительность процесса установки цементного моста (Т) должна удовлетворять следующим требованиям:

$$T < 0,75 T_{\text{заг}}$$

где: $T_{\text{заг}}$ - время загустевания тампонажного раствора по консистометру, определяемое при температуре и давлении, соответствующих условиям в скважине при установке моста;

$$T = T_1 + T_2 + T_3 + T_4,$$

где: T_1, T_2 - время соответственно закачки и продавливания тампонажного раствора;

T_3 - продолжительность снятия цементировочной головки и подъема заливочной колонны для срезки кровли моста или выхода из зоны тампонажного раствора;

T_4 - время на подготовку к «срезке» и «срезка» кровли моста до полного удаления из скважины избыточного объема тампонажного раствора.

Для установки цементного моста используют: в открытом стволе заливочную колонну из стальных бурильных труб (СБТ) или алюминиевых бурильных труб (АБТ); в обсадной колонне - заливочную колонну из НКТ, при этом в компоновку нижней части заливочной колонны включают беззамковые АБТ или НКТ длиной, равной высоте цементного моста.

При подборе рецептуры тампонажного раствора для скважин с высокой температурой важное значение имеет правильное определение динамической температуры в интервале установки моста. Динамическую температуру рекомендуется определять известными способами.

Требуемый объем тампонажного раствора V_u определяют по формуле:

$$V_u = H * S_c + V_t * (0,02 + C_1 + C_2 + C_3), \quad (1)$$

где: H - проектная высота цементного моста, м;

S_c - площадь сечения ствола скважины (или обсадной колонны) в интервале установки моста, м^2 (в открытом стволе учитывается кавернозность ствола);

V_t - внутренний объем заливочной колонны;

C_1 - коэффициент, учитывающий потери цементного раствора на стенках труб;

C_2 - коэффициент, учитывающий потери цементного раствора при смешении на I границе (глинистый раствор - тампонажный раствор);

C_3 - коэффициент, учитывающий потери цементного раствора при смешении на II границе (тампонажный раствор - глинистый раствор).

Объем продавочной жидкости V_n вычисляют по формуле:

$$V_n = V_t - H * S_t - V_t * (C_1 + C_3) - V_{g2}, \quad (2)$$

S_t - площадь проходного сечения труб в интервале установки моста, м;

V_{g2} - объем второй порции буферной жидкости;

Объемы первой V_{g1} и второй порций V_{g2} буферной жидкости рассчитываются по формулам:

$$V_{g1} = C_4 - V_t + C_5 - H - S_c, \quad (3)$$

$$V_{g2} = V_{g1} * d_1 / (D_c^2 - d_2^2) \quad (4)$$

где: C_4 - коэффициент, учитывающий потери буферной жидкости при движении по заливочной колонне;

C_5 - коэффициент, учитывающий потери буферной жидкости при движении по кольцевому пространству;

d_1, d_2 - соответственно внутренний и наружный диаметры заливочных труб, м;

D_c - средний диаметр скважины, м.

Для участков открытого ствола скважины:

$$D_c = D_d * K_{\text{кав}}, \quad (5)$$

где: D_d - диаметр ствола скважины по долоту, м;

$K_{\text{кав}}$ - среднее значение коэффициента кавернозности в скважине в интервале установки цементного моста.

Значения C_1, C_2, C_3, C_4, C_5 рекомендуется использовать из таблицы 7.2.1

Чтобы гарантированно обеспечивалась закачка в цементируемый интервал исходного тампонажного раствора, методика расчетов V_u и V_n должна отвечать определенным требованиям. Одним из таких требований считается обеспечение оставления в заливочных трубах столба исходного тампонажного раствора, равного по длине высоте столба не смешавшегося цементного раствора в кольцевом пространстве, и объемов жидкостей, учитываемых коэффициентами C_1 и C_3 . Это требование можно представить таким образом:

$$\Delta V = C_1 + C_3 + H - S_t / V_t,$$

где: ΔV - объемная доля тампонажного раствора, оставляемого в заливочной колонне.

При установке моста без разделительных пробок или второй порции буферной жидкости успешность операции будет обеспечена при условии, если $\Delta V > 0,065$.

Таблица 7.2.1- Коэффициенты, учитывающие интенсивность смешения жидкостей при установке цементных мостов

Показатель	Обозначение	Коэффициент			
		для бурильных труб		для насосно-компрессорных труб	
Тип буферной жидкости	—	Вода	нет	вода	нет
Потери цементного раствора:					
- на стенках труб;	C_1	0,01	0,03	-	0,01
- при смешении на I границе;	C_2	0,02	0,04	0,01	0,02
- при смешении на II границе;	C_3	0,02	0,03	0,01	0,02
Потери буферной жидкости при движении:					
- по заливочной колонне;	C_4	0,02	-	0,02	-
- по кольцевому пространству	C_5	0,40	-	0,40	-

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 (1), (2), (3), и (4). 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.

Возможные осложнения и работы по их устранению

Причины осложнения встречающихся во время производства технологических операций и мероприятия по их предупреждению указаны в таблице 7.2.2.

Таблица 7.2.2 - Осложнения, возникающие при установке цементных мостов

Осложнения при установке мостов	Наиболее характерные причины осложнений	Мероприятия по предупреждению осложнений
Повышение давления и прихват заливочной колонны.	Недостаточное содержание замедлителя схватывания или жидкости - воды затворения.	Контроль за содержанием реагентов в жидкости затворения и процессом приготовления цементного раствора по плотности и расходу компонентов, приготовление всего объема раствора в осреднительной емкости.
	Образование затрудняющих прокачивание зон смешения цементного раствора с глинистым раствором.	Применение буферных жидкостей и разделительных пробок, проверка смесей на загустевание.
	Подъем цементного раствора на значительно большую высоту, чем проектная, вследствие смешения и образования застойных зон.	То же, а также применение центраторов, эксцентриков.
	Загустевание цементного раствора при остановках циркуляции.	Проверка рецептуры цементного раствора по показаниям консистометра с учетом температуры и давления.
	Образование застойных зон цементного раствора при вымывании его избытка.	Цементирование с расхаживанием колонны, применение легко разрушаемых или отсоединяемых хвостовиков.
Низкая прочность или отсутствие цементного камня в проектном интервале установки моста.	Повышенное содержание замедлителя схватывания или воды в цементном растворе.	Жесткий контроль за приготовлением цементного раствора.
	Смешение цементного раствора с находящейся в контакте с ним жидкостью и низкая точность его продавливания.	Учет потерь на смешение, компенсация неточности при продавливании, применение буферной жидкости, разделительных пробок и контролирующих устройств, контрольный замер внутреннего объема заливочной колонны.
	Подсос пластовых флюидов вследствие поршневого эффекта.	Снижение вязкости и СНС глинистого раствора, уменьшение зон смешения, снижение скорости подъема труб, применение отсоединяемого хвостовика.
	Наличие каверны или желобной выработки.	Определение объема цементного раствора с учетом фактического диаметра скважины, применение гидромониторного устройства или эксцентриков.
Недостаточная несущая способность и негерметичность моста.	Малая высота моста и недостаточное сцепление со стенками.	Расчет высоты моста в соответствии с условиями его эксплуатации и техническими средствами для установки.
Газопроницаемость моста.	Насыщение цементного камня пластовым газом вследствие контракции.	Предварительная установка над местом поступления газа механического пакера или закачка высоковязкой жидкости, введение в тампонажный раствор высоковязкой жидкости.

7.2.4. Выбор подъемного агрегата для выполнения работ по ликвидации скважин

Основным критерием выбора установки для проведения 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.

При выборе установки, кроме грузоподъемности, должны учитываться дополнительно следующие факторы:

- мобильность и компактность подъемного агрегата (возможность монтажа возле устья ликвидируемой скважины на кустовой площадке);
- минимальные затраты времени и средств на монтаж и демонтаж подъемного агрегата;
- минимальные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при работе подъемного агрегата.

Подъемный агрегат для проведения работ должен быть механизирован и оснащен самостоятельным пультом управления спускоподъемными операциями (СПО), расположенным в безопасном месте и снабженным контрольно-измерительными приборами (КИП), в т.ч. индикатором веса с записью нагрузки на крюке. С пульта управления агрегатом должны осуществляться все технологические процессы и операции на скважине при обеспечении в ходе их выполнения видимости мачты, лебедки и устья.

Грузоподъемность подъемного агрегата, вышки, мачты, допустимая ветровая нагрузка должны соответствовать максимальным нагрузкам, ожидаемым в процессе изоляционно-ликвидационных работ.

Агрегаты для изоляционно-ликвидационных работ должны отвечать «Требованиям промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли».

Для ликвидации скважин, рекомендуется применять передвижной подъемный агрегат типа УПА-60/80А или другие подъемные установки, предназначенные для капитального ремонта.

Таблица 7.2.3 Техническая характеристика станка УПА-60/80А

Наименование	Шифр, тип оборудования	Показатель
Монтажно-транспортная база	КрАЗ-65101/КрАЗ-63221	Комплектация 0000100
Установки насосной	Насос типа НБ	
Привод механизмов	Тяговый двигатель	
Шасси	КрАЗ-ЯМЗ 238	176,5 кВт (240 л.с.)
Мощность привода подъемной установки (максимальная)		147 кВт (200 л.с.)
Лебедка (тип)	Однобарабанная с цепным приводом, двухленточным тормозом и шинопневматической муфтой включения барабана	
Число скоростей лебедки		4
Скорость подъема, м/с, расчетная		
-наименьшая		0,191±5%
-наибольшая		1,444±5%
Мачта	Телескопическая, наклонная с роликами вспомогательной лебедки, ограничителем выдвижения верхней секции и отбойным щитом	
Высота до оси кронблока		22,4±0,4м
Длина свечи, поднимаемой колонны труб (максимальная)		16м
Оснастка		3х4
Диаметр каната		25мм
Кратность полиспата		6
Ротор	Гидроприводной	
Нагрузка статическая на стол ротора		600кН (60тс), не более
Момент силы на столе ротора		6300кНм (630кгсм)
Проходное отверстие стола ротора		142мм
Давление гидросистемы,		10Мпа (100кгс/см ²) не более
Раскрепитель резьбовых соединений труб	Гидравлический	
Частота вращения вала привода бурового ротора, С1		
1 скорость		3,78 (226)
2 скорость		7,48 (448)
Лебедка вспомогательная или гидравлическая	ТЛ-9 ТУ22-5637-83 или ЛГ-35-1Б	
Нагрузка на крюке, максимальная		2,5 кН
Скорость подъема		0,25 м/с
Промывочный насос	НБ ТУ26-02-265 или НБ-125-1 НБ.00.00.000ТУ	
Идеальная подача насоса (наиб),		63м ³ /ч (18дм ³ /ч±10%)
Не менее		71м ³ /ч (19,7дм ³ /ч ±10%)
Максимальное давление насоса,		16Мпа (160кгс/см ³ ±10%)
Не менее		17МПа (170кгс/см ³ ±10%)

Примечание: Подъемные агрегаты производства зарубежных компаний могут быть использованы для проведения работ по ликвидации скважин при наличии сертификата соответствия, разрешения на применение в Республике Казахстан и технической документации фирмы-разработчика.

7.2.5 Установка изоляционно-ликвигационных цементных мостов

Таблица 7.2.4 - Расчет цементных мостов для схемы ликвидации скважин I (скважин № 187;188; 203; 227; 242; 244; 247; 261; 268; 319; 359; 376; 395; 501; 147; 147; 149; 152; 274; 297; 306; 336; 356; 385; 393; 410; 214; 255)

№ 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, кг
	подошва	кровля						
1	375	315	60	0,5	1,3	0,8	0,5	1617

Таблица 7.2.5 - Расчет цементных мостов для схемы ликвидации скважин II (скважин № 151; 162; 185; 200; 215; 217; 218; 223; 226; 264; 295; 328; 338; 342; 358; 362; 371; 373; 375;390; 394; 397; 391)

№ 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, кг
	подошва	кровля						
1	91	58	20		0,6	0,35	0,16	705

Таблица 7.2.6 - Расчет цементных мостов для схемы переликвидации скважин III (скважины № 381; 307; 132; 29; 30; 128; 153; 167; 206; 216; 298; 369; 417; 62;120; 188; 187; 201; 202; 268; 30; 28; 314; 316; 321; 335; 341; 352; 36; 380; 392; 49; 72;74; 78; 82; 86)

№ 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, кг
	подошва	кровля						
1	376	330	46		1,0	0,65	0,5	1300

Таблица 7.2.7 - Расчет цементных мостов для схемы переликвидации скважины № 299

№ 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, кг
	подошва	кровля						
1	804	782	22	0,5	0,6	0,38	0,6	751

7.2.6 Продолжительность работ

Продолжительность работ зависит от применяемого при этих работах подъемного агрегата (буровая установка, подъемный агрегат типа УПА-60/80А и др.), а также от применяемого оборудования и видов работ.

Таблица 7.2.8 - Подготовительные, строительно-монтажные и вспомогательные работы

№ п/п	Наименование работ	Единица измерения	Количество	№ расценки ЭСН/ЕРЕР
1	Передвижной подъемный агрегат (комплексные нормы). Состав работы:	Сутки	1	49-240-3/49-729 к=0,6 49-240-3/49-729 к=0,04
2	Строительство и монтаж, в том числе: - раскопка и оконтуривание устья, восстановление шахты - планировка площадки под передвижной агрегат; - устройство фундамента под вышку; - строительство направления, установка подъемного агрегата; - подъем вышки, центрирование ее и крепление оттяжками; - устройство рабочей площадки; - устройство ротора и металлических оснований под оборудование; - монтаж оборудования, коммуникаций и освещения; - устройство приемного моста, желобной системы, ограждений; - монтаж блока емкостей для воды, глинистого раствора и ГСМ.	Сутки	7	49-240-3/49-729 к=0,6 49-240-3/49-729 к=0,04
3	Демонтаж, в том числе: - разборка коммуникаций и ограждений, открепление и стаскивание оборудования; - разборка рабочей площадки, приемного моста и желобной системы; - открепление оттяжек вышки от якорей, опускание талевого блока с подъемным оборудованием	Сутки	2	49-240-3/49-729 к=0,6 49-240-3/49-729 к=0,04

Расчеты продолжительности работ и предварительной стоимости работ по ликвидации и переликвидации скважин, должны выполняться подрядчиком работ с учетом действующих норм времени на технологические процессы и согласовываться с недропользователем.

7.2.7 Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению нефтегазоводопроявлений

При ликвидации скважин основная опасность связана с возможными газонефтеводопроявлениями, которые при определенных условиях могут перейти в выброс, а затем и в открытый (неуправляемый) фонтан.

По ликвидируемой скважине и соседним скважинам до начала работ по ликвидации должен быть уточнен градиент пластового давления по всему геологическому разрезу скважины, а также наличие и интервалы залегания потенциально нефтегазоводопроявляющих пластов.

Вышеуказанные данные являются основополагающими показателями горно-геологических условий скважины и должны быть положены в основу при обосновании плотности жидкости глушения или глинистого раствора.

По степени опасности возникновения газонефтеводопроявлений скважины подразделяются на следующие категории.

Первая категория:

- газовые скважины, независимо от величины пластового давления;
- нефтяные скважины, в которых газовый фактор более $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
- нефтяные скважины, в которых выявлено поступление газа в скважину через нарушения колонны или в результате заколонных перетоков;
- нефтяные скважины с внутрискважинным газлифтом;
- нефтяные скважины с пластовым давлением, превышающим гидростатическое более, чем на 10%;
- нагнетательные скважины со сроком ввода под закачку менее года с пластовым давлением, превышающим гидростатическое более, чем на 10%;
- нагнетательные и наблюдательные скважины, перфорированные в зоне газоносности;
- нефтяные скважины, имеющие в разрезе близко расположенные между собой газовые и продуктивные нефтяные горизонты с толщиной разделяющей перемычки менее 3 м, а также находящиеся от внешнего контура ГНК на расстоянии 500 м и ближе.

Вторая категория:

- нефтяные скважины, в которых пластовое давление превышает гидростатическое не более, чем на 10 % и газовый фактор более $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$, но менее $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
- нагнетательные скважины со сроком ввода под закачку более года с пластовым давлением, превышающим гидростатическое более, чем на 10%.

Третья категория:

- нефтяные скважины, в которых давление равно или ниже гидростатического и газовый фактор менее $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$;

- нагнетательные скважины, расположенные вне контура газоносности, пластовое давление которых превышает гидростатическое не более, чем на 10%. Распределение скважин по категориям опасности возникновения газонефте-водопроявления и мероприятия по безаварийному проведению работ для данной категории должны пересматриваться 1 раз в год, утверждаться руководством предприятия и согласовываться с противофонтанной службой. Скважины, пробуренные в течение года и сданные НГДУ до пересмотра перечня категоричности, относятся к первой категории.

Мероприятия, проводимые перед началом работ

Перед началом проведения работ на скважине бригада должна быть ознакомлена с планом работ, который должен содержать сведения по конструкции и состоянию скважины, внутрискважинному оборудованию, перечню планируемых операций, ожидаемым технологическим параметрам при их проведении. С исполнителями работ должен быть проведен инструктаж по технике безопасности с соответствующим оформлением в журнале инструктажей.

Перед началом работ должны быть разработаны мероприятия по локализации и ликвидации последствий возможных аварий. В плане ликвидации возможных аварий (ПЛА), разрабатываемом в соответствии с рекомендациями следует предусматривать:

- оперативные действия персонала по предотвращению и локализации аварий;
- способы и методы ликвидации аварий и их последствий;
- порядок действий по исключению (минимизации) возможности загораний и взрывов, снижения тяжести возможных последствий аварий;
- эвакуации людей, не занятых ликвидацией аварии за пределами опасной зоны.

«План ликвидации аварий» должен быть вывешен на видном месте, доступном каждому работнику.

Перед началом работ скважина должна быть заглушена. Глушению подлежат все скважины с пластовым давлением выше гидростатического и скважины, в которых (согласно выполненным расчетам) сохраняются условия фонтанирования или газонефте-водопроявления при пластовых давлениях ниже гидростатического.

Монтаж противовыбросового оборудования должен производиться в соответствии со схемой обвязки устья скважины (которая определяется исходя из геолого-технических условий) и технической документацией (технический паспорт, технические условия или

инструкция по эксплуатации). Выбранная схема должна быть указана в плане работ на ремонт (ликвидацию) скважины.

В процессе работ допускается переход от одной схемы обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием к другой. Все изменения должны указываться в плане работ.

К работе по монтажу и эксплуатации допускаются рабочие и специалисты, прошедшие подготовку.

Устьевое оборудование и превентора должны собираться из узлов и деталей заводского изготовления, должны иметь паспорта и быть опрессованы на пробное давление. Периодичность проверки ПВО в условиях базы - гидравлическая опрессовка на рабочее давление - через 6 месяцев, дефектоскопия - один раз в год. После проведения проверки составляется акт.

Устье скважины с установленным ПВО должно быть обвязано с доливной емкостью. При температуре воздуха ниже минус 10°C превенторы должны быть обеспечены обогревом.

Для подъема превенторов на высоту должны использоваться стропы соответствующей грузоподъемности (вес ПВО указывается в техническом паспорте), прошедшие испытание и имеющие соответствующую маркировку.

Подготовительные работы к монтажу ПВО

Перед проведением работ по монтажу ПВО необходимо:

- а) произвести планировку территории вокруг скважины для предотвращения возможных разливов технологических жидкостей;
- б) провести инструктаж с членами бригад по безопасному ведению работ с записью в журнале;
- в) смонтировать подъемник и рабочую площадку согласно техническим условиям и требованиям охраны труда и техники безопасности;
- г) собрать и подготовить к работе линии обвязки (выкидные и глушения) для закачки технологических жидкостей в скважину и сброса флюида в коллектор;
- д) проверить центрирование мачты подъемного агрегата относительно устья скважины;
- е) перед демонтажем фонтанной арматуры (устьевого оборудования скважины) убедиться в отсутствии избыточного давления в трубном и межтрубном пространствах скважины;
- ж) подготовить запорную компоновку (или аварийную трубу с шаровым краном), опрессованную на рабочее давление ПВО. Наружный диаметр дистанционного патрубка

запорной компоновки или аварийной трубы должен соответствовать типоразмеру трубных плашек превентора. Произвести визуальный осмотр: запорная компоновка должна быть чистой, без снега и льда, не иметь вмятин, трещин и т.п. Запорная компоновка должна находиться на рабочей площадке, иметь свободный доступ, и должна быть защищена от попадания грязи и брызг.

з) подготовить противовыбросовое оборудование, очистить фланцы и канавки фланцевых соединений. Произвести визуальный осмотр: корпус превентора не должен иметь вмятин, задиров, трещин; штоки штурвалов не должны быть погнуты, и свободно вращаться.

Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием, выкидными линиями согласно типовой схеме установки и обвязки ПВО, утвержденной руководством предприятия, выполняющего работы, и согласованной с ПВАСС и территориальным департаментом КИРиПБ.

Монтаж ПВО

При ликвидации скважины с буровой установки должно применяться ПВО, тип которого указан в рабочем проекте на строительство скважин.

Монтаж противовыбросового оборудования для проведения работ по ликвидации скважины с подъемного агрегата необходимо произвести в следующем порядке:

Демонтировать фонтанную арматуру, проверить состояние уплотнительных колец и канавок фланцевых соединений.

Малогабаритный сдвоенный превентор (два превентора - с трубными и глухими плашками) установить на крестовину фонтанной арматуры (или через переходную катушку), фланец превентора при этом предварительно должен быть оснащен уплотнительным кольцом исходя из типоразмера фонтанной арматуры. Трубные плашки превентора должны соответствовать диаметру дистанционного патрубка запорной компоновки.

Требования к монтажу и оборудованию ПВО (см. таблицу 7.2.9):

- сдвоенный превентор (с трубными и глухими плашками) оборудуется дистанционным управлением посредством тяг длиной не менее 10 м, выполненных из труб диаметром 73 мм;
- перед штурвалами должна быть информация о направлении вращения и количестве оборотов для закрытия-открытия превенторов и метки, показывающие полное открытие и закрытие плашек превенторов;
- профиль уплотнительных колец фланцев должен соответствовать профилю канавок на фланцах фонтанной арматуры и противовыбросового оборудования. Кольца и

канавки должны быть очищены от льда и грязи, и при установке ПВО плотно входить друг в друга;

- крепление ПВО к крестовине фонтанной арматуры производится на все шпильки, при этом гайки должны быть накручены так, чтобы после заворота гайки на шпильке оставалось 2-3 витка резьбы. Затяжка их производится крест-накрест;

- применение трубно-кабельных плашек в превенторах не допускается, так как при герметизации насосно-компрессорных труб (НКТ) с кабелем электроцентробежного насоса (ЭЦН) не обеспечивается герметичность.

Таблица 7.2.9 - Характеристика устьевого и противовыбросового оборудования

Наименование обсадной колонны	Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и противовыбросового оборудования	ГОСТ, ост и ТУ	Количество, ед.
Эксплуатационная колонна	ОКК1-21 х 168х245	ГОСТ 13862-2003	1
	ОП-32- 280х21		1
	ПУГ 280х21-1шт		1 к-т
	ППГ 280х21-1шт		

После монтажа испытать ПВО на герметичность методом опрессовки:

- устье скважины с установленным ПВО, опрессовать на давление не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны при присутствии представителя АСС. Результат опрессовки оформить актом с указанием в нём размера установленных плашек;

- на скважинах, оборудованных ЭЦН, для опрессовки превентора необходимо отсоединить электрический кабель от клеммной коробки и спустить его в скважину, укрепляя клямсами на НКТ, до расположения напротив плашек превентора гладкой части трубы без кабеля. Количество спускаемых в скважину НКТ зависит от длины электрического кабеля;

- испытание на герметичность запорной арматуры, применяемой при проводимых работах (шаровые краны, обратные клапаны, клапаны-отсекателей), производится на заводе-изготовителе или на базе производственного обслуживания. Данные опрессовки указываются в паспорте;

- в случаях демонтажа и монтажа превентора по технологическим причинам, замены вышедших из строя деталей или плашек, производится повторная опрессовка превентора с оформлением акта и записью в вахтовом журнале.

Периодически, через шесть месяцев эксплуатации, ПВО совместно с запорной компоновкой должны проходить ревизию в условиях базы (цеха) и опрессовываться на рабочее давление, указанное в паспорте завода-изготовителя. Результат опрессовки оформляется актом.

Запрещается:

- монтаж превентора на не заглушенной скважине;
- эксплуатация не опрессованного превентора;
- производить удары по корпусу ПВО с целью очистки поверхности от грязи и льда;
- проводить сварочно-ремонтные работы соединительных швов на корпусе;
- обогреть элементы превентора открытым огнем;
- производить расхаживание и вращение труб при закрытых плашках.

Перед ликвидацией скважины необходимо провести:

- инструктаж членов бригады по практическим действиям при появлении признаков газонефтеводопроявлений и предельно допустимым параметрам (давление на устье при закрытом ПВО, скорость спускоподъемных операций, объем и порядок долива скважины и т.п.);

- проверку состояния подъемного агрегата, ПВО, инструмента и приспособлений;
- учебную тревогу по ликвидации нефтегазопроявлений;
- оценку готовности объекта к оперативному завозу дополнительного объема жидкости глушения.

Признаки возникновения и развития газонефтеводопроявлений следующие:

- перелив жидкости из скважины при отсутствии циркуляции;
- увеличение объема промывочной жидкости в приемных емкостях при бурении или промывке скважины;
- увеличение скорости потока промывочной жидкости из скважины при неизменной подаче насоса;
- уменьшение, по сравнению с расчетным, объема доливаемой жидкости при спускоподъемных операциях;
- увеличение объема вытесняемой из скважины жидкости при спуске труб по сравнению с расчетным;
- снижение плотности жидкости при промывке скважины;
- повышенное газосодержание в жидкости глушения;
- снижение уровня столба раствора в скважине при технологических остановках или простоях.

Во время изоляционно-ликвидационных работ необходимо иметь:

- на мостках аварийную трубу диаметром, соответствующим размеру плашек превентора, с навернутым шаровым краном и опрессованную на давление опрессовки ПВО;

- запасной шаровой кран;

- два обратных клапана с устройством для их открытия под давлением;

- запас жидкости с соответствующей плотностью в количестве не менее 2-х объемов скважины, находящемся непосредственно на скважине или на растворном узле при наличии дороги и дежурных автоцистерн.

В процессе подъема колонны НКТ (колонны бурильных труб) обязательным условием является производство долива жидкости глушения (глинистого раствора) в скважину. Блок долива должен обвязываться с устьем скважины с таким расчетом, чтобы обеспечивался самодоллив скважины или принудительный долив с помощью насоса агрегата ЦА-320. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня на устье скважины. Доливная емкость должна быть оборудована уровнемером и иметь градуировку.

Свойства жидкости глушения, доливаемой в скважину, не должны отличаться от находящейся в ней. Объемы вытесняемого из скважины при спуске труб и доливаемого раствора при их подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла труб. При разнице между объемом доливаемого раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5 м, подъем должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные инструкцией по действию вахты при ГНВП. Если в процессе СПО оборудования наблюдаются газонефтеводопроявления, поглощения, то СПО оборудования должны быть прекращены, устье скважины загерметизировано. Бурильщик, старший оператор должен информировать о ГНВП мастера, а при его отсутствии вышестоящее руководство и ждать дальнейших распоряжений. Вести наблюдение за давлением на устье скважины с регистрацией в вахтовом журнале.

После герметизации устья скважины дальнейшие работы по ликвидации газонефтеводопроявлений проводятся под руководством мастера или ответственного инженерно-технического работника по дополнительному плану, согласованному и утвержденному в установленном порядке Заказчиком и Подрядчиком.

При наличии признаков сальникообразования запрещается подъем инструмента из скважины до полной ликвидации сальника путем интенсивной промывки и расхаживания инструмента.

При перерывах в работе, независимо от их продолжительности, запрещается оставлять устье скважин незагерметизированным.

Основные мероприятия по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений следующие:

- емкости с жидкостью глушения (глинистым раствором) должны быть оборудованы уровнемерами;
- осуществлять постоянный контроль за уровнем жидкости глушения (глинистого раствора) в скважине;
- подъем колонны НКТ (колонны бурильного инструмента) должен выполняться при строгом выполнении «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

При надлежащем уровне организации работ подавляющее большинство своевременных обнаруженных газонефтеводопроявлений могут быть ликвидированы силами бригад освоения и ремонта скважин.

В то же время любое газонефтеводопроявление может привести к открытому фонтанированию скважины.

Основные причины перехода газонефтеводопроявлений в открытые фонтаны:

- недостаточная обученность персонала бригад освоения и ремонта скважин и инженерно-технических работников предприятий приемам и методам предупреждения и ликвидации газонефтеводопроявлений;
- несоответствие конструкции скважины горно-геологическим условиям вскрытия пласта и требованиям «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»;
- некачественное цементирование обсадных колонн;
- отсутствие, неисправность, низкое качество монтажа противовыбросового оборудования на устье скважины;
- неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования;
- отсутствие устройств, для перекрытия канала насосно-компрессорных или бурильных труб.

Первоочередные действия производственного персонала при возникновении открытого фонтана:

- остановить двигатели внутреннего сгорания;
- отключить силовые и осветительные линии электропитания;
- отключить электроэнергию в загазованной зоне;
- потушить технические и бытовые топки, находящиеся вблизи скважины;
- прекратить в газоопасной зоне все огневые работы, курение, а также другие действия, способные вызвать искрообразование;

- обесточить все производственные объекты (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и т.д.), которые могут оказаться в газоопасной зоне;

- оповестить руководство предприятия, противофонтанной службы и пожарной охраны о возникновении открытого фонтана;

- прекратить движение на прилегающих к скважине подъездных дорогах к территории, установить предупреждающие знаки и посты охраны;

- прекратить все работы в опасной зоне и немедленно удалиться за ее пределы;

- при возможном перемещении загазованности на другие объекты или населенные пункты принять меры по своевременному оповещению работников и населения.

Работа по ликвидации открытого фонтана должна проводиться силами работников противофонтанной службы по специальному плану.

По незатронутым вопросам следует руководствоваться «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» и другими нормативными документами.

7.3 Проведение ликвидационных работ на наземных объектах месторождения

Основное требование к проведению демонтажных работ – все работы должны быть регламентированы и согласованы с техническими службами и контролирующими органами. Для каждого вида работ составляется индивидуальный план с указанием ответственных лиц.

Все работы должны проводиться в соответствии с действующими нормативами по охране труда и промышленной безопасности.

Перед демонтажем оборудования производится полное отсекание разбираемого аппарата задвижками на входе и выходе, затем стравливание и продувка/промывка внутреннего объема.

Продукты промывки оборудования сбрасываются в дренажи и далее до мест утилизации.

При ликвидации месторождений нефти и газа ведутся работы по вывозу за территорию промысла резервуаров, буферных емкостей, мерников (АГЗУ), выкидных линий и т.д. после проведения демонтажа их. Демонтаж вышеотмеченного оборудования сопровождается проведением огневых работ, в основном газорезкой металлов.

Перед проведением огневых работ в соответствии с утвержденным планом проводится подготовка рабочего места. Проводятся работы по устранению взрывоопасных концентраций в резервуарах, нефтепроводах и т.д. и в воздушной среде производственного помещения.

Для предупреждения взрывов паров и газов, а также легковоспламеняющихся жидкостей рекомендуется все свободные емкости, резервуары заполнять водой, инертном газом, паром или дымом с непрерывной подпиткой.

Перед началом огневых работ руководитель отмечает место резки оборудования, аппаратов или трубопроводов с помощью мела, биркой или наклейкой ленты. После выполнения мероприятий, предусмотренных «Планом проведения огневых работ», начальник ЦДН подписывает «Разрешение на проведение огневых работ».

Состояние воздушной среды на местах ведения огневых работ непрерывно контролируется путем отбора проб и их анализа.

«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 РК 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 или грузчика.

7.3.1 Организация работ по ликвидации объектов системы сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды месторождения

Ликвидация объектов подготовки, перекачки нефти, газа и воды является самым конечным результатом в программе ликвидации объектов.

На месторождении Байчунас сбор скважинной продукции осуществляется на сборном пункте (СП). Через СП в процессе работы проходят нефть, пластовые воды и попутный нефтяной газ. Применяемое оборудование на данном объекте является пожароопасным и взрывоопасным. Демонтаж и ликвидация объектов СП должны производиться с соблюдением «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденных приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355.

Ликвидация объектов системы сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды месторождения Байчунас производится в следующем порядке:

- создание специальной комиссии в составе руководителей отделов по АО «Эмбаунайгаз», определение оборудования СП для дальнейшей ликвидации;

- направление письменного уведомления о необходимости намечаемой ликвидации с указанием предполагаемых сроков начала и окончания работ по ликвидации в компетентный орган и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды;
- составление индивидуального плана работы по ликвидации для каждого участка и оборудования данных объектов с назначением ответственных лиц для выполнения работ;
- работы по ликвидации объектов должны производить специализированные бригады или организации выполняющие данные работы с применением специальной техники и средств;
- планируемые работы по демонтажу ликвидации оборудования объектов должны проводиться согласно требованиям промышленной безопасности НПП, правил пожарной, электробезопасности и экологии;
- закрытие задвижек и отсечение подключенных трубопроводов, установка заглушек на вход;
- демонтаж оборудования объектов СП следует производить индивидуально, последовательно по участкам, согласно технологической схеме процесса поступления сырья с начала входа и до конца выхода СП;
- при демонтаже индивидуальное оборудование объекта должно быть отключено от технологического процесса, закрытие всех задвижек вход/выход с извещением инженерно-технических работников объекта до руководства цеха, службы ЦИТС, отделов НГДУ «Доссормунайгаз» и т.д.;
- стравливание объема жидкости, газа и разряжение давления в оборудовании и трубопроводах в дренажную систему;
- при демонтаже сосудов работающих под давлением (буферные емкости, отстойники, нефтегазовые сепараторы и т.д.) после стравливания объема жидкости произвести открытие всех заглушек и пропарку с помощью передвижной паровой установкой (ППУ);
- в объектах произвести полное отключение кабелей электропитания и телемеханики демонтируемого или консервируемого оборудования, отсоединить и сматывать кабели контроля и управления технологическим процессом. Кабели, уложенные в подземном варианте, откопать и демонтировать;
- демонтаж блоков управления электрических сетей и телемеханики, работы должны производиться специализированной бригадой или специалистами работающих в данных направлениях соблюдением требований безопасности

НГП. Демонтированные блоки вывозятся на складе хранения, повторное использование или утилизация будет решено по указанию руководства АО «Эмбаунайгаз»;

- демонтаж оборудования, при слесарных работах должны соблюдаться меры безопасности согласно требованиям ПБ и ТБ;
- отсоединить трубы, фланцы, задвижки подключенные к демонтируемому оборудованию. При этом трубы, находящиеся в подземном исполнении, следует откапывать и извлекать из-под земли;
- перед проведением огневых работ в соответствии с утвержденным планом проводится подготовка рабочего места по устранению взрывоопасных концентраций в резервуарах, нефтепроводах, печах подогрева и т.д. и в воздушной среде производственного помещения;
- состояние воздушной среды на местах ведения огневых работ непрерывно контролируется путем применения газовых анализаторов. Огневые работы на нефтегазовом оборудовании относятся к сложным и опасным видам работ производимых при ликвидации объектов;
- перед началом огневых работ руководитель за планом работы отмечает место резки оборудования, аппаратов или трубопроводов. После выполнения мероприятий, предусмотренных «Планом проведения огневых работ», начальник или ответственное лицо НГДУ «Доссормунайгаз» подписывает «Разрешение на проведение огневых работ»;
- «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;
- для предупреждения взрывов паров и газов, а также легковоспламеняющихся жидкостей рекомендуется все свободные емкости, резервуары, отстойники, сепараторы заполнять водой, инертным газом, паром с непрерывной подпиткой;
- после выполнения огневых работ производится демонтаж ликвидируемого оборудования и вывоз из рабочей территории объектов СП. Вывоз оборудования

осуществляется с помощью специального автотранспорта (автокран, трал, трубовоз, самосвал) на площадку временного хранения оборудования.

- демонтированное оборудование и металлические конструкции, трубы проверяться на нормы радиационной безопасности (Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 года № 261) с помощью специальных приборов с оформлением актов на проверку;
- бетонное основание, металлические конструкции оборудования, трубы погрузить автокраном на автомобиль-трейлер, самосвал, трубовоз и вывезти на полигон временного хранения промышленных отходов и металлолома в НГДУ «Доссормунайгаз»;
- погрузочно-разгрузочные работы и перемещение тяжестей с применением грузоподъемных кранов должны осуществляться в соответствии с «Требованиями промышленной безопасности к устройству и безопасной эксплуатации грузоподъемных механизмов»;
- дальнейшее ликвидация или консервация демонтированного оборудования объектов СП от его состояния эксплуатации принимается по указанию вышестоящего руководства АО «Эмбаунайгаз» (переустановка на другой объект, вывоз с территории месторождения, утилизация по частям и т.п.);
- оформление актов и документов по ликвидации оборудования объектов СП;
- на территории демонтированного оборудования объектов произвести техническую рекультивацию – убрать остатки мусора, металлолома с дальнейшим из вывоза на полигон временного хранения ТБО и металлолома НГДУ «Доссормунайгаз».

7.3.2 Методика проведения работ по ликвидации трубопроводов

Ликвидация стальных трубопроводов производится в следующем порядке:

- составление плана работы по ликвидации трубопровода за подписью ответственных лиц и назначение ответственных лиц для выполнения работ.
- планируемые работы должны производиться согласно требованиям промышленной безопасности НПП, пожарной безопасности и экологии.
- отсечение выкидной линии трубопровода, установка заглушек вход, выход.
- выемку грунта надо осуществлять на одну сторону выкапываемой траншеи, чтобы уменьшить отрицательное воздействие на растительный покров.

- стравливание объема жидкости и разряжение давления в ликвидируемом трубопроводе, подготовительные работы для огневых работ.
- снятие из трубы наружной теплоизоляции соблюдением меры безопасности согласно правилам ТБ.
- демонтаж труб, срезка труб по длине 12-15 метров, при огневых работах должны соблюдаться меры безопасности согласно требованиям ПБ и ТБ.
- проверить нормы радиационной безопасности (Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 года № 261).
- вывоз с территории разрезанных, очищенных труб от изоляции с помощью специального автотранспорта (автокран, трубовоз, самосвал) на базу сбора ТБО и хранения металлолома в ПРЦЭО НГДУ «Доссоромунайгаз».
- сбор и вывоз изоляции б/у с помощью автотранспорта (автопогрузчик, самосвал) на полигон сбора ТБО и хранения металлолома НГДУ «Доссоромунайгаз».
- засыпка траншей грунтом с помощью бульдозера, после удаления из нее трубопровода.

7.3.3 Методика проведения работ по ликвидации резервуарного парка

Организация работ

Технологические операции по ликвидации резервуаров предприятия производятся в соответствии с проектом организации работ, разрабатываемом ответственным руководителем этих работ, назначаемым руководством предприятия.

Проект должен включать все работы по ликвидации резервуаров в необходимой последовательности:

- Организационные;
- Подготовительные;
- Технологические операции по ликвидации резервуара и его оборудования;
- Обеспечение соблюдения требований безопасности;
- Заключительные работы по ликвидации резервуаров.

Руководство предприятия назначает состав бригады (бригад) во главе с ответственным исполнителем каждой из бригад.

Все работники бригад должны пройти инструктаж и проверку знаний, а также правил по технике безопасности при выполнении сварочных и погрузо-разгрузочных работ, работ по перемещению грузов, работ на высоте и монтажных работ.

При проведении работ по ликвидации резервуаров на площадке должны быть обеспечены противопожарные средства.

Все работники бригад также должны пройти инструктаж и проверку знаний по оказанию первой помощи лицам, пострадавшим от несчастных случаев.

На месте производства работ должна находиться аптечка с необходимым набором медикаментов для оказания доврачебной помощи.

Работы по ликвидации резервуарного парка должны считаться законченными после составления соответствующих актов о результатах работ и утверждения руководителем предприятия этих актов.

Подготовительные работы

Подготовительные работы включают подготовку территории резервуарного парка и подготовку оборудования, инструмента, технических и подручных средств, а также необходимых материалов для производства работ.

На территории резервуарного парка должна быть обустроена рабочая площадка для производства работ, а также площадка (под навесом) для хранения материала, инструмента и пр.

Рабочая площадка должна быть ограждена и оборудована средствами пожаротушения и предупреждающими надписями. Для обеспечения работы технических средств подводится электрокабель с мощностью и напряжением в зависимости от используемых средств.

В безопасной зоне должно быть устроено временное помещение для отдыха работающих на расстоянии 25-40 м от рабочей площадки. Перед производством работ необходимо убедиться в исправности производственно-дождевой канализации, при необходимости прочистить ее и проконтролировать уровень воды в затворах.

Для перемещения технических средств в обваловании парка устраиваются временные проемы.

На практике для производства работ по удалению остатка нефтепродуктов, промывки, вентилированию и дегазации резервуаров применяются технические средства:

- гидроэжектеры с подачей воды до 150 м³/ч;
- вакуум-насосы;

На подготовленной территории резервуарного парка, свободной от постороннего оборудования и каких-либо предметов, располагаются необходимые для работ по ликвидации резервуара технические средства, оборудование, приспособления, инструмент и подручные средства:

- грузоподъемные механизмы: автокран, тельфер, тали;

- транспортные средства: грузовая машина, автопогрузчик (1,5-3 т);
- тяговые средства: трактор, лебедки;
- оборудование для резки металла: газорезка, воздушно-дуговая резка;
- источники питания для резаков: сварочные преобразователи, сварочные трансформаторы;
- монтажные приспособления и инструмент:
 - трос диаметром 18 мм, длиной 70 м;
 - трос диаметром 24 мм, длиной 40 м;
 - тросовые зажимы – по необходимости;
 - талрепы, стяжки, стропы;
 - пневмозубила, кромкорезки, клинья, молотки, кувалды и др.;
- устройства и приспособления для работы на высоте:
 - инвентарные, строительные леса, подмости, струнные леса, люльки, стремянки и др.;
 - аптечка с необходимым набором медикаментов для оказания доврачебной помощи.

Для выполнения работ по ликвидации резервуаров все работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты в соответствии с отраслевыми нормами.

Все применяемые при демонтаже (ликвидации) резервуаров технические средства, оборудование и оснастка должны быть в исправном состоянии и иметь непросроченные свидетельства.

Проведение работ по демонтажу резервуаров и их оборудования

Демонтируемый резервуар необходимо освободить от нефтепродукта, зачистить и дегазировать.

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) НГДУ, инженера по технике безопасности (инспектора охраны труда) НГДУ, начальника ЦДН, 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 анализа оформляются справкой.

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

После окончания подготовительных мероприятий (пропарки, промывки и проветривания) по подготовке к вскрытию, также проводится анализ воздуха внутри резервуара или аппарата на содержание углеводородов и кислорода с записью в наряде-допуске.

Трубопроводы, связанные с подлежащими вскрытию аппаратами, резервуарами и оборудованием, отсекают при помощи заглушек. При этом в журнале установки и снятия заглушек делают отметку о времени их установки и снятия, с указанием регистрационного номера заглушки.

При подготовке аппаратов, резервуаров и оборудования к осмотру и очистке, сброс нефтепродуктов в промышленную канализацию не допускается.

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 проекту 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 НГДУ (начальником или главным инженером) и согласовывается с начальником пожарной охраны НГДУ.

Съемное оборудование резервуара (дыхательные клапаны, огнепреградители, приборы контроля и сигнализации, хлопушка, противопожарное оборудование) демонтируется и отправляется в механический цех на ревизию. Производится осмотр оборудования, очистка от загрязнений, наслоений и отбраковка неработоспособного от годного к использованию.

Неработоспособное оборудование отправляется на утилизацию, а работоспособное оборудование подвергается смазке, окрашиванию необходимых поверхностей и направляется на хранение.

Далее демонтируют, разрезают и удаляют с рабочей площадки лестницу для подъема на резервуар, страхуют от падения с помощью автокрана и тросов.

Демонтаж резервуара производят снизу с первого пояса: вначале необходимо обеспечить страховку резервуара от крена в сторону резки, а также от возможного ветрового воздействия.

Страховку следует обеспечить с помощью трех тяговых лебедок, расположенных под углом 120° вокруг резервуара и тросов, застропованных за горловину люка на резервуаре.

Резку первого пояса начинают с вырезки окна размером 3×3 м в противоположной стороне одной из лебедок, расположенной с наветренной стороны - эта лебедка обеспечивает страховку резервуара от крена при уменьшении его прочности. Резку первого пояса следует производить, отступая от днища резервуара на 200 мм и выше второго шва этого пояса на 30-50 мм по горизонтальным линиям. Вертикальные разрезы первого пояса следует производить через 3-3,5 м.

При перемещении места резки первого пояса для обеспечения страховки включается в работу лебедка, противоположная этому месту резки, и так по всей окружности резервуара. Одна лебедка постоянно обеспечивает страховку от ветровой нагрузки.

Такой порядок расположения лебедок следует соблюдать и при демонтаже последующих поясов резервуара, т.е. одна лебедка обеспечивает страховку от крена в сторону резки, другая лебедка обеспечивает страховку от ветровой нагрузки на резервуар.

После демонтажа первого пояса вырезают "окно" во втором и т.д. поясах размером также около 3×3 м, достаточным для удаления частей понтона при его демонтаже.

После демонтажа первого пояса производят последовательно демонтаж второго, третьего, четвертого и далее всех поясов резервуара, разрезая их на "карты" размером 1,5×3 м.

По мере снижения резервуара демонтируют трубопроводы пенотушения и трубопроводы водяного охлаждения, начиная с пятого пояса.

Демонтаж металлических ферм производится с помощью страховки от их падения при демонтаже системой "автокран - трос - застроповка ферм".

Демонтируемые части резервуара, разрезанные на "куски", удобные для транспортирования, последовательно направляются с помощью транспортного средства на склад для реализации.

При наличии стальных ферм резервуар по мере удаления поясов опускается на крайние стойки и центральную опору ферм.

На этом этапе страховочные лебедки снимают со страховки от крена и от ветровой нагрузки, работают с лесов и подмостей.

После этого демонтируют кровлю резервуара, разрезая ее последовательно на "карты" 2×2 м.

Вырезанные "карты" кровли удаляют с помощью автокрана после предварительного приваривания к ним подъемных петель.

Демонтированные стальные листы корпуса резервуара, части понтона, пароподогревателя, трубопроводов пенотушения и пр. при помощи автокрана и трактора-тягача складываются на подготовленной огражденной площадке около резервуарного парка, а далее отправляют на реализацию.

Далее приступают к демонтажу днища резервуара, предварительно очистив его от мусора, окалины, загрязнений и пр., а также от следов воды.

Перед огневыми работами по разрезанию днища необходимо убедиться в отсутствии нефтепродукта под днищем. Для этого с помощью автокрана или домкратов края днища приподнимают на подставки - "лежаки".

Грунт под днищем, пропитанный нефтепродуктом, выбирают и засыпают чистым песком.

По разрешению ответственного за противопожарную безопасность приступают к резке днища. Последовательно разрезают металл днища на карты и транспортируют с помощью трактора-тягача к месту для складирования.

Ремонтные, монтажные и строительные работы на территории резервуарного парка, связанные с применением огня (сварка, резка) должны производиться под руководством ответственного работника, с письменного разрешения технического руководителя предприятия.

Работы внутри емкости должны производиться бригадой в составе не менее трех человек, один – производящий работы, двое – наблюдающих. Производить работы в одиночку, без наблюдающих, не допускается.

Наблюдающие должны быть в таком же снаряжении, как у работающего в емкости, аппарате и быть готовыми оказать ему немедленную помощь.

Во время производства работ внутри резервуара, емкости или аппарата наблюдающие должны находиться снаружи, вести непрерывное наблюдение за работающим, за исправным состоянием шланга воздушной подачи, наличием заборного патрубка в зоне чистого воздуха и не допускать перегибов шланга.

Заборный патрубок шланга противогаса должен быть выведен в зону чистого воздуха по направлению, противоположному направлению ветра и закреплён. Шланг следует располагать таким образом, чтобы исключить опасность прекращения доступа воздуха из-за его перегибов, перекручиваний, пережатий.

При работе в емкости надевается предохранительный пояс с крестообразными лямками и прикрепленной к нему прочной сигнально-спасательной веревкой, свободный конец которой должен быть выведен наружу и находиться в руках у наблюдающего.

При обнаружении каких-либо неисправностей (прокол шланга, остановка воздушной подачи, обрыв спасательной веревки и тому подобное), а также при попытке работающего в емкости снять шлем-маску противогаса, работы внутри емкости должны быть немедленно приостановлены, а рабочий извлечен из емкости.

Работы внутри емкости, аппарата с применением открытого огня допускаются только с письменного разрешения руководителя объекта.

Трубопроводы СП закрепляются с учетом воздействия вибрации для эффективного и безопасного отвода технологической среды в резервуар или аварийную емкость.

Отвод нефти и нефтепродуктов в опасной ситуации производится в соответствии с технологическим регламентом.

Люки на аппаратах вскрываются сверху вниз, чтобы через аппарат не создавался ток воздуха.

Крышки люков оборудования, аппаратов, сосудов, резервуаров, емкостей открываются с применением средств механизации, предназначенных для безопасного открытия и фиксации.

Резервуары и аппараты, нагретые в процессе подготовки, перед спуском в них людей, охлаждаются до температуры, не превышающей 30 градусов Цельсия.

При проведении работ в резервуарах и аппаратах при температуре 30-50 градусов Цельсия (не выше) предусматриваются дополнительные меры безопасности: непрерывная продувка свежим воздухом, применение асбестовых костюмов, теплоизолирующей обуви, частые перерывы в работе, обеспечивающие безопасное проведение работ.

Не допускается сброс с высоты вниз грязи, твердых отложений, извлекаемых из резервуаров и аппаратов во время их очистки.

Для этой цели применяются устройства малой механизации.

Зачищенные и провентилированные трубопроводы резервуарного парка разрезают на отдельные части длиной 1,5-2,0 м и также отправляют на реализацию.

Проверяют фундаментную насыпь; загрязненную нефтепродуктами демонтируют, разбирая кирпично-бетонную отмостку, а загрязненный нефтепродуктами грунт удаляют.

7.3.4 Методика проведения работ по ликвидации зданий и сооружений

При разборке зданий и сооружений (далее - разборке строений) в процессе их реконструкции или сноса необходимо предусматривать мероприятия по предупреждению воздействия на работников следующих опасных и вредных производственных факторов, связанных с характером работы:

- самопроизвольное обрушение элементов конструкций строений и падение вышерасположенных незакрепленных конструкций, материалов, оборудования;
- движущиеся части строительных машин, передвигаемые ими предметы;
- острые кромки, углы, торчащие штыри;
- повышенное содержание в воздухе рабочей зоны пыли и вредных веществ;
- расположение рабочего места вблизи перепада по высоте 1,3 м и более.

До начала проведения работ по разборке строений необходимо выполнить подготовительные мероприятия, связанные с отселением проживающих в них граждан или выездом расположенных там организаций, а также с отключением от сетей водо-, тепло-, газо- и электроснабжения, канализации, технологических продуктопроводов и принятием мер против их повреждения.

Все необходимые согласования по проведению подготовительных мероприятий должны быть сделаны на стадии разработки ПОС.

Разборку зданий необходимо осуществлять на основе решений, предусмотренных в организационно-технологической документации (ПОС, ППР и др.). Указанные решения должны быть разработаны после проведения обследования общего состояния здания (сооружения), а также фундаментов, стен, колонн, сводов и прочих конструкций.

По результатам обследования составляется акт, на основании которого осуществляется решение следующих вопросов:

- выбор метода проведения разборки;
- установление последовательности выполнения работ;
- установление опасных зон и применение при необходимости защитных ограждений;
- временное или постоянное закрепление или усиление конструкций разбираемого здания с целью предотвращения случайного обрушения конструкций;
- мероприятия по пылеподавлению;
- меры безопасности при работе на высоте;
- схемы строповки при демонтаже конструкций и оборудования.

Перед началом работ необходимо ознакомить работников с решениями, предусмотренными в ППР, и провести инструктаж о безопасных методах работ.

Удаление неустойчивых конструкций при разборке здания следует производить в присутствии руководителя работ.

При разборке строений доступ к ним посторонних лиц, не участвующих в производстве работ, запрещен. Участки работ по разборке зданий необходимо оградить согласно СНиП 12-03.

Проход людей в помещения во время разборки должен быть закрыт.

При разборке строений механизированным способом необходимо установить опасные для людей зоны, а машины (механизмы) разместить вне зоны обрушения конструкций.

Кабина машиниста должна быть защищена от возможного попадания отколовшихся частиц, а рабочие должны быть обеспечены защитными очками.

При разборке строений, а также при уборке отходов, мусора необходимо применять меры по уменьшению пылеобразования.

Работающие в условиях запыленности должны быть обеспечены средствами защиты органов дыхания от находящихся в воздухе пыли и микроорганизмов (плесени, грибков, их спор).

Перед допуском работающих в места с возможным появлением газа или вредных веществ их необходимо проветрить. При неожиданном появлении газа работы следует прекратить и вывести работников из опасной зоны.

Работающие в местах с возможным появлением газа должны быть обеспечены защитными средствами (противогазами).

Ликвидация зданий и сооружений производится в следующем порядке:

- Разборку строений (демонтаж конструкций) необходимо осуществлять последовательно сверху вниз.
- Запрещается разборка строений одновременно в нескольких ярусах по одной вертикали.
- При разборке строений необходимо оставлять проходы на рабочие места. При разборке кровли и наружных стен работники должны применять предохранительный пояс.
- При разборке карнизов и свисающих частей здания находиться на стене запрещается.
- Не допускается выполнение работ во время гололеда, тумана и дождя, исключающего видимость в пределах фронта работ, грозы и ветра со скоростью 15 м/с и более.
- При разборке строений необходимо предотвратить самопроизвольное обрушение или падение конструкций.
- Неустойчивые конструкции, находящиеся в зоне выполнения работ, следует удалять или закреплять, или усиливать согласно ППР.
- Запрещается подрубать дымовые трубы, каменные столбы и простенки вручную, а также производить обрушение их на перекрытие.
- При разборке строений способом валки длина прикрепленных тросов (канатов) должна быть в 3 раза больше высоты здания.
- При разборке строений взрывным способом необходимо соблюдать требования ПБ 13-407.
- При демонтаже конструкций и оборудования с помощью грузоподъемных кранов необходимо соблюдать требования «Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов», утвержденных приказом Министра по инвестициям РК от 30 декабря 2014 года №359.
- Способы освобождения, а также схемы строповки демонтируемых конструкций должны соответствовать предусмотренным в ППР.

- Материалы, получаемые от разборки строений, а также строительный мусор, необходимо опускать по закрытым желобам или в закрытых ящиках или контейнерах при помощи грузоподъемных кранов. Нижний конец желоба должен находиться не выше 1 м над землей или входить в бункер.
- Сбрасывать мусор без желобов или других приспособлений разрешается с высоты не более 3 м. Опасные зоны в этих местах необходимо ограждать. Размеры опасной зоны устанавливаются согласно СНиП 12-03.
- Материалы, получаемые при разборке зданий, необходимо складировать на специально отведенных площадках.

8 РЕКУЛЬТИВАЦИЯ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

В соответствии с требованиями Экологического Кодекса Республики Казахстан [3], ст. 238, пункт 2, Недропользователи при проведении операций по недропользованию обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель.

При выборе направления рекультивации нарушенных земель должны быть учтены:

- 1) характер нарушения поверхности земельного участка;
- 2) природные и физико-географические условия района расположения объекта;
- 3) социально-экономические особенности расположения объекта с учетом перспектив развития района и требований охраны окружающей среды;
- 4) необходимость восстановления основной площади нарушенных земель под пахотные угодья в зоне распространения черноземов и интенсивного сельского хозяйства;
- 5) необходимость восстановления нарушенных земель в непосредственной близости от населенных пунктов под сады, подсобные хозяйства и зоны отдыха, включая создание водоемов в выработанном пространстве и декоративных садово-парковых комплексов на отвалах вскрышных пород и отходов обогащения;
- 6) выполнение на территории промышленного объекта планировочных работ, ликвидации ненужных выемок и насыпи, уборка строительного мусора и благоустройство земельного участка;
- 7) овраги и промоины на используемом земельном участке, которые должны быть засыпаны или выположены.

Основные этапы рекультивации

В период ликвидации последствий деятельности по проведению добычи нефтепродуктов все ранее установленное оборудование, конструкции подземные и надземные и подземные коммуникации подлежат демонтажу и вывозу на полигоны для дальнейшей утилизации. Освобожденные от производственных сооружений территории, то есть нарушенные земли, подлежат рекультивации.

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.

На территории месторождения Байчунас работы по рекультивации нефтезагрязненных земель (далее – Работы) будут осуществляться методом

биоремедиации с применением экологически безопасных биопрепаратов для очистки почв от нефти и нефтепродуктов).

Подобранная ассоциация микроорганизмов биопрепарата должна иметь следующие параметры:

- работать в широком диапазоне температур в пределах от +5 до +45 °С;
- работать в широком диапазоне кислотности среды (рН 5-9);
- активность при значительном химическом загрязнении среды: эффективно работать без заметного снижения активности при кислотности среды 6-8 единиц;
- адаптация к средам с повышенной соленостью (до 70 г/л NaCl);
- не должна вызывать опасности биологического загрязнения окружающей среды;
- не должна образовывать токсических соединений в почве, в воздухе и сточных водах.

Непосредственно перед началом Работ необходимо провести натурное обследование нефтезагрязненных участков.

Основные этапы технологии биологической очистки следующие:

1. Подготовительный этап:

- обследование загрязненной среды, поверхности;
- отбор проб и химический анализ;
- приготовление рабочей суспензии;
- подготовка необходимых технических средств;
- механические и монтажные инженерно-технические работы.

2. Проведение очистных работ:

- обработка загрязненной среды, поверхности рабочей суспензией;
- аэрирование и дождевание очищаемой среды, поверхности;
- контроль процесса очистки;
- повторные внесения рабочей суспензии (при необходимости) с последующим контролем процесса очистки.

3. Заключительный этап:

- механические и демонтажные инженерно-технические работы.

4. Сдача завершенных работ:

- обследование очищенной среды, поверхности;
- положительное лабораторное заключение с минимальным содержанием нефтепродуктов в очищенном грунте;
- составление, подписание и утверждение акта приемки-сдачи очищенной среды и очищенных земель.

8.1 Технология приготовления и внесения рабочей суспензии

1. В технологическую емкость закачивается 3-5 м воды.
2. Вода насосом подается в промежуточную (вспомогательную) емкость, туда же высыпается требуемое количество минеральных удобрений.
3. Проводится активирование порошкообразного биопрепарата перед использованием - микроорганизмы переводятся из анабиоза в активное состояние. С этой целью биопрепарат помещают частями в емкость с технологической водой и перемешивают с небольшим количеством удобрения ("затравкой") и загрязнителя в количестве 1 % от общего его количества в очищаемом объекте; после этого в течение не менее 4 часов через суспензию с помощью компрессора пропускается воздух.
4. После активирования полученная биомасса из вспомогательной емкости перекачивается в технологическую емкость для получения рабочей суспензии; пропускание воздуха через суспензию необходимо продолжить.
5. Вода, используемая для приготовления рабочей суспензии, должна иметь температуру не ниже +20 и не выше +35 °С. Через 2-3 часа после смешивания в технологической емкости активированной биомассы с основной массой воды и минеральных удобрений и пропускания воздуха рабочая суспензия будет готова к применению.
6. С помощью насоса и распылителя рабочая суспензия биопрепарата наносится на загрязненную поверхность почвы (в количестве до 10 л/м²) или поверхность воды (в количестве до 2 л/м²). При этом необходимо обеспечить интенсивное рыхление очищаемого почвенного слоя или же перемешивание верхнего слоя обрабатываемой воды.
8. Технологические емкости должны быть обеспечены резервуарами объемами от 3-4 м³ и выше. При небольших площадях загрязнений для этих целей может служить пожарная машина, при более крупных - агрегаты с большим объемом резервуара.

8.2 Подготовительные мероприятия технологического процесса

1. Обследование загрязненной почвы, водной поверхности или загрязненного технологического оборудования.

2. Определение конкретных точек отбора проб с загрязненных объектов.

3. Отбор проб загрязненных почв, грунтов, воды, а также нефтезагрязненной массы с поверхности технологического оборудования, и их анализ с целью определения:

- площади загрязненных участков почвы или воды или геометрических и массовых характеристик емкостей, агрегатов и других объектов;

- концентрации загрязнителя: это необходимо для приготовления рабочей суспензии биопрепарата, расчета оптимальных доз биогенных элементов;

- ориентировочного количества нефтепродуктов;

- физико-химических свойств, в том числе рН, летучести, вязкости, наличия примесей и т.д.;

- содержания минеральных веществ: азота, фосфора, калия, магния.

4. Определение площади загрязненных участков, составление схематического плана их расположения на почвах или водных поверхностях с помощью совокупности изолиний, нанесенных на картографическую основу и соединяющих точки с одинаковым содержанием загрязнителя (картограмм углеводородного загрязнения), и утверждение план-схемы заказчиком.

5. Утверждение вышестоящей организацией проекта рекультивации, иных восстановительных работ по очистке загрязненных объектов в соответствии с данной технологией, согласование его с природоохранными органами, представление на государственную экологическую экспертизу.

6. Определение потребности в минеральных удобрениях.

7. Приготовление рабочей суспензии биопрепарата в совокупности с минеральными удобрениями.

8. Подготовка технических средств для приготовления и внесения рабочей суспензии.

8.3 Особенности технологического процесса биологической очистки поверхностных слоев почвы от нефтепродуктов

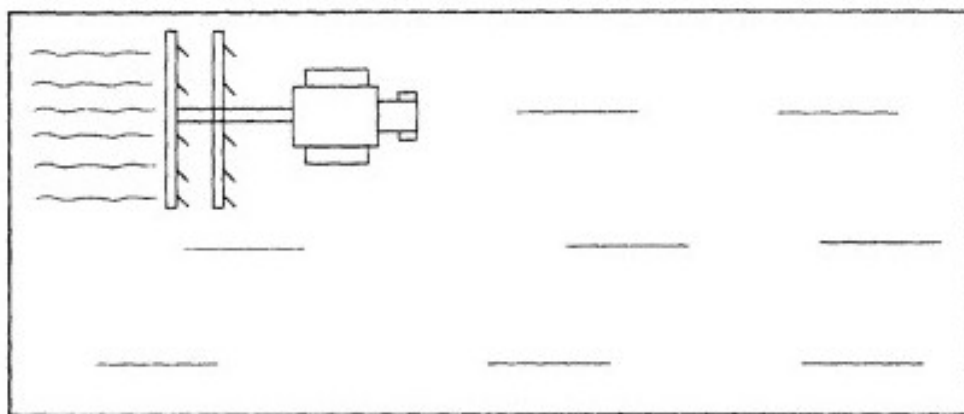
При очистке поверхностного слоя почвы глубиной до 30 см проводят рыхление загрязненного слоя на небольших территориях подручными средствами (лопаты, грабли, мотыги и др.), на больших площадях - с помощью трактора с подвесными орудиями (плуги, бороны, культиваторы).

Небольшие загрязненные площади обрабатывают рабочей суспензией биопрепарата с помощью простых поливочных приспособлений, большие территории - с помощью дождевальных установок, брандспойта пожарных или поливочных машин.

Рыхление и увлажнение очищаемого слоя почвы производят не реже 2-х раз в неделю; влажность почвы в процессе очистки поддерживают на уровне 65-70 % полной влагоемкости; при необходимости повторяют обработку почвы рабочей суспензией биопрепарата.

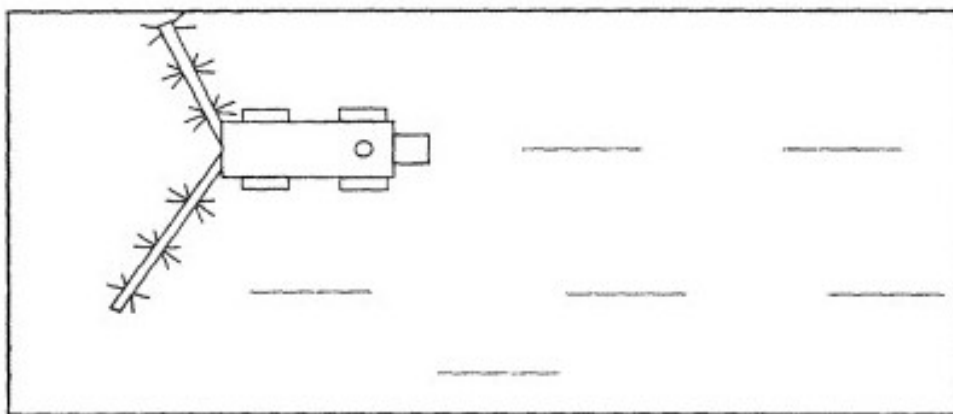
При невозможности постоянного рыхления почвы и при дополнительном поступлении загрязнителя на ее поверхность необходимо систематически вносить рабочую суспензию биопрепарата и поддерживать влажность почвы (на уровне около 70 % ее полной влагоемкости) на протяжении всего вегетационного периода при температуре $> 10^{\circ}\text{C}$. В этом случае деструкция нефтепродуктов и других загрязнителей производится в слое почвы глубиной 30-50 мм.

Схема очистки территории, загрязненной нефтью и нефтепродуктами, без перемещения грунта представлена на рис. 8.3.1.



Рыхление загрязненной территории

Рис. 8.3.1 - Схема очистки загрязненной территории



Обработка загрязненной территории рабочей суспензией

Продолжение Рис. 8.3.1

8.4 Контроль выполненных работ по биологической очистке почвы от нефтепродуктов

На протяжении всего цикла Работ при совместном присутствии представителей Заказчика (недропользователя) и подрядчика на выполнение Работ производится наблюдение за процессом очистки почв, в ходе которого проводится периодически отбор почв для определения количественного содержания нефтепродуктов:

- до начала Работ пробы отбирают на исходных (загрязненных и незагрязненных, нарушенных и ненарушенных) участках по координатной сетке, указывая их номера и координаты в почвенно-мелиоративной картограмме (Акт отбора проб);
- после окончания Работ отбираются пробы почвы на первоначальных точках отбора и направляются для проведения лабораторных анализов на содержание тяжелых металлов и нефтепродуктов в очищенном грунте;
- при необходимости отбираются пробы во время Работы.

Заказчик (недропользователь) имеет право на контрольный отбор проб с последующим проведением анализа в независимой аккредитованной лаборатории.

Точные пробы отбираются методом конверта, послойно, с глубиной 0-5 см и 40-50 см, массой не более 200гр. каждая. Объединенную пробу составляют путем смешивания точечных проб, отобранных на одной пробной площадке. Для химического анализа объединенную пробу составляют не менее, чем из пяти точечных проб, взятых с одной пробной площадки. Масса объединенной пробы должна быть не менее 1 кг. На каждые 0,5 Га закладывается две пробные площадки. Размер первой пробной площадки должен составлять, 100х100м. Вторая пробная площадка, закладывается внутри первой, и ее размер составляет 10х10м. Место отбора второй пробной площадки определяется Заказчиком. Анализы почвенных образцов необходимо производить в лабораториях, аккредитованных (аттестованных) для проведения подобных работ с получением соответствующего заключения.

Остаточное содержание нефтепродуктов в очищенном грунте должно быть не более 1000 мг/кг (РНД. Охрана земельных ресурсов. Экологические требования в области охраны использования земельных ресурсов (в том числе земель сельскохозяйственного назначения) Астана, 2005).

Работы должны проводиться согласно технического регламента, и утвержденного стандарта организации, отвечающим установленным нормативным правовым актам в рамках Закона о техническом регулировании.

8.5 Текущее состояние загрязненности земель нефтепродуктами

На момент составления настоящего отчета на месторождении Байчунас методом биологической ремедиации подрядной организацией проводятся работы по рекультивации нефтезагрязненных земель на общий объем 84 966,57 м³ массой 116 404,20 тонн (Графическое приложение 18). Указанные работы планируется завершить до начала работ по реализации решений настоящего отчета. В связи с этим в настоящем проекте ликвидации работы по рекультивации земель не предусматриваются.

9 СМЕТНО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Ликвидация последствий деятельности АО «ЭмбаМунайГаз» по промышленной разработке на месторождении Байчунас будет производиться по следующим направлениям:

- физическая ликвидация/переликвидация скважин с установкой цементных мостов и рекультивацией нарушенных земель вокруг устья скважин;
- установка бетонных тумб с реперами на устьях ликвидированных/переликвидированных скважин;
- демонтаж наземного и подземного оборудования скважин и коммуникаций с вывозом элементов демонтажа за пределы месторождения;
- демонтаж нефтесборных и других сооружений, расположенных на территории месторождения с вывозом элементов демонтажа за пределы месторождения;
- устройство площадок для проведения работ по переликвидации скважин.

Расчет стоимости ликвидации выполнен согласно объемам работ, утвержденным Заказчиком.

В работе проведена ориентировочная оценка необходимых материально-технических, трудовых затрат на производственно-хозяйственных объектов и сооружений.

Сметная документация разработана в соответствии с Порядком определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан НДЦС РК 8.01-08-2022, утвержденным приказом Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан от 01 декабря 2022 года №223-НК, на основании государственных сметных нормативов и принятых проектных решений.

Сметная документация составлена ресурсным методом с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 2023.7) по выпуску сметной документации в текущих ценах 3-квартала 2023 года.

Территориальный район строительства - 6.07– Атырауская область, Макатский район.

При составлении смет использованы:

Единичные сметные цены на строительно-монтажные работы. Сборник 1. Здания. Выпуск 1. Здания жилищно-гражданского назначения Часть 2.

Единичные сметные цены на строительно-монтажные работы. Сборник 2. Линейные сооружения. Выпуск 1. Автомобильные дороги Часть 2.

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на строительные работы, ЭСН РК 8.04-01-2022;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на монтаж оборудования ЭСН РК 8.04-02-2022;

сборники сметных цен в текущем уровне на строительные материалы, изделия и конструкции ССЦ РК 8.04-08-2022;

сборник сметных цен в текущем уровне на эксплуатацию строительных машин и механизмов СЦЭМ РК 8.04-11-2022;

сборник сметных цен в текущем уровне на перевозки грузов для строительства СЦПГ РК 8.04-12-2022.

В сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

Затраты на организацию и управление строительством, связанные с организацией и управлением строительно-монтажными работами на строительной площадке по стройке, (НДЦС РК 8.04-09-2022, таблица 1, п.2.3 -7,8%);

сметная прибыль в размере 5% от сметной стоимости строительно-монтажных работ от итога глав 1-8 (НДЦС РК 8.01-08-2022 п.8.2.65.2);

резерв средств подрядчика на непредвиденные работы и затраты в размере 3,5% от общей суммы средств по позициям 1-8 сводного сметного расчета (п.8.2.66.4, а, НДЦС РК 8.01-08-2022);

Налог на добавленную стоимость (НДС) принят в размере 12%, установленном законодательством Республики Казахстан на период, соответствующий периоду строительства, от сметной стоимости строительства.

9.1 Затраты на ликвидацию/переликвидацию скважин

На начало работ по ликвидации на месторождении Байчунас количество скважин, подлежащих ликвидации, составляет 50 ед. (№№147, 149, 151, 152, 162, 185, 187, 188, 200, 203, 214, 215, 217, 218, 223, 226, 227, 242, 244, 247, 255, 261, 264, 268, 274, 295, 297, 306, 319, 328, 336, 338, 342, 356, 358, 359, 362, 371, 373, 375, 376, 385, 390, 391, 393, 394, 395, 397, 410, 501), скважин, подлежащих переликвидации, - 35 ед. (№№ 17, 25, 28, 29, 30, 36, 49, 62, 72, 74, 78, 82, 86, 120, 128, 132, 153, 167, 201, 202, 206, 211, 216, 260, 298, 299, 307, 316, 335, 341, 369, 380, 381, 392, 417).

Расчет стоимости ликвидации скважин (таблица 9.1.1) составлен на основании плана ликвидационных работ, исходя из норматива продолжительности работ и стоимости 1 бригадо/часа. Норматив стоимости 1 бригадо-часа на ликвидационные работы и норма времени на проведение ликвидационных работ одной скважины, включая основные и дополнительные ремонтные работы, предоставлены АО «Эмбаунайгаз».

Подрядчик предварительно должен провести ГИС в переликвидируемых скважинах после пробурки цементного моста. Проведение дополнительного ГИС перед переликвидацией связано с необходимостью определения технического состояния колонны.

Техническое состояние скважин, подлежащих ликвидации/переликвидации, представлено в таблице 9.1.2.

Таблица 9.1.1- Расчет стоимости ликвидации скважин и продолжительность ликвидационных работ

Объект ликвидации/переликвидации	Кол-во скв.	Норма времени на проведение ликвидационных/переликвидационных работ 1 скважины,ч	Стоимость работы за 1 бригадо-час, тенге	Расходы на ликвидацию одной скважины (без НДС), тенге	Общая стоимость, тенге, без НДС
Скважины, подлежащие к ликвидации	50	177	47 430	8 395 110	419 755 500
Скважины, подлежащие к переликвидации	35	177	47 430	8 395 110	328 828 850
Итого:	85				748 584 350

Таблица 9.1.2 - Техническое состояние скважин месторождения Байчунас

№№ п.п.	№№ скв.	Забой	Интервал перфорации	Категория скважин	Дата бурения		Дата ввода в эксплуатацию	Конструкция		
					начало	конец		кс колонна	марка и толщина стенки	ВПЦ
1	200	70	41-46	в консервации	20.03.40г	14.04.40г	16.04.40г	168 х407	Д*7,3	до устья
2	217	60	36-50	в консервации	16.01.40г	13.02.40г	08.05.40г	168 х400	Д*7,3	до устья
3	218	70	42-50, 54-57	в консервации	01.01.40г	30.01.40г	02.02.40г	168 х408	Д*7,3	до устья
4	226	103	49-56	в консервации	26.04.40г	12.05.40г	14.05.40г	168 х403.8	Д*7,3	до устья
5	295	70	49-56	в консервации	06.10.39г	29.10.39г	02.11.39г	168 х408	Д*7,3	до устья
6	328	55	40-47, 40-50	в консервации	20.11.37г	03.01.38г	06.01.38г	8* х450	Д*7,3	до устья
7	342	78	42-45	в консервации	18.02.38г	13.03.38г	26.03.38г	146 х308.5	Д*7,3	до устья
8	358	60	43,5-45, 48-50	в консервации	18.10.38г	08.11.38г	10.11.38г	168 х407	Д*7,3	до устья
9	362	57	40-52	в консервации	02.08.40г	22.08.40г	30.08.40г	168 х406	Д*7,3	до устья
10	371	75	24-26, 47-54	в консервации	03.05.39г	17.05.39г	18.05.39г	168х407	Д*7,3	до устья
11	373	61	41-55	в консервации	25.09.38г	26.10.38г	20.11.38г	168х395	Д*7,3	до устья
12	375	60	41-46	в консервации	18.07.38г	10.08.38г	11.08.38г	168х400	Д*7,3	до устья
13	390	45	37-44	в консервации	29.11.38г	02.01.39г	04.02.39г	168х407.5	Д*7,3	до устья
14	391	55	46-50	в консервации	14.11.38г	12.12.38г	01.03.39г	168х409	Д*7,3	до устья
15	394	74	32-45	в консервации	21.03.39г	09.04.39г	12.04.39г	168х406.2	Д*7,3	до устья
16	397	98	32-52	в консервации	31.10.38г	26.11.38г	01.01.39г	168х407	Д*7,3	до устья
17	338	88	52-56	в консервации	24.08.43г	16.09.43г	20.08.39г	168х403.4	Д*7,3	до устья
18	359	133	97-100	в консервации	24.05.38г	31.05.38г	18.08.38г	168х329	Д*7,3	до устья
19	395	132	109-114	в консервации	23.09.39г	20.10.39г	26.10.39г	168х407	Д*7.3	до устья
20	147	380	347-352, 364-370, 99-102	в консервации	10.12.40г	31.12.40г	01.01.41г	168х407	Д*7.3	до устья
21	187	383	309-311, 324-327, 329-333, 342-346, 359-367	в консервации	18.07.41г	10.08.41г	18.08.41г	168х386.3	Д*7.3	до устья
22	188	383	330-333, 335-338, 356-356, 361-365, 355-360, 343-345	в консервации	09.09.41г	30.09.41г	28.10.41г	168х395.6	Д*7.3	до устья
23	203	354	315-320, 330-337	в консервации	09.03.41г	29.03.41г	02.04.41г	168х400	Д*7.3	до устья
24	223	100	47-52	в консервации	09.04.40г	26.04.40г	30.04.40г	168х407	Д*7.3	до устья
25	227	337	331-334, 338-345,5	в консервации	14.06.40г	29.06.40г	01.07.40г	168х407.2	Д*7.3	до устья
26	242	315	305-307	в консервации	28.01.41г	26.07.41г	06.03.41г	168х395	Д*7.3	до устья
27	244	380	293-300, 306,8-315, 328-340, 350-355, 362-365	в консервации	09.07.41г	28.07.1941	08.08.41г	168х398	Д*7.3	до устья
28	261	370	324-327	в консервации	01.10.40г	22.11.40г	01.12.40г	168х408	Д*7.3	до устья
29	268	390	330-335, 343-346, 359-362, 386-376	в консервации	20.11.41г	13.02.42г	18.02.42г	12*х10.5	Д*7.3	до устья
30	274	381	345-347, 350-353, 363-367	в консервации	02.07.40г	05.08.40г	19.08.40г	168х410	Д*7.3	до устья
31	319	369	356-363	в консервации	19.10.37г	07.02.38г	17.02.38г	8*х670	Д*7.3	до устья
32	356	390	320-325, 373-377	в консервации	25.06.38г	14.08.38г	16.08.38г	168х404	Д*7.3	до устья
33	376	345	322-329, 334-338	в консервации	04.10.38г	22.10.38г	01.01.39г	168х398.5	Д*7.3	до устья
34	385	380	328-331, 344-346, 357-357	в консервации	24.11.38г	24.01.39г	01.04.39г	168х405	Д*7.3	до устья
35	185	153	56-58, 70-72, 86-91	в консервации	27.08.57г	04.09.57г	19.09.57г	146х218.97	Д*7.3	до устья
36	247	215	182-186	в консервации	29.06.57г	04.07.57г	31.08.57г	146х231.49	Д*7.3	до устья
37	152	391	346-350, 360-363, 367-369, 372-374	в консервации	07.09.40г	02.10.40г	06.10.40г	168х417	Д*7.3	до устья
38	215	82	37-46	в консервации	06.11.39г	28.11.39г	03.12.39г	168х406	Д*7.3	до устья
39	393	377	298-305, 315-318, 333-345	в консервации	01.02.39г	18.02.39г	21.02.39г	168х405.5	Д*7.3	до устья
40	297	387	335-339, 351-354	в консервации	02.09.39г	11.10.39г	22.10.39г	168х409	Д*7.3	до устья
41	214	335	290-307, 320-325	в консервации	22.12.39г	20.01.40г	25.01.40г	168х403.4	Д*7.3	до устья
42	255	390	344-359, 373-380	в консервации	18.10.40г	21.11.40г	14.09.51г	12*х10.	Д*7.3	до устья
43	410в	391	351-356, 368-379	в консервации	04.06.40г	20.04.40г	нет	168х404.4	Д*7.3	до устья
44	336	385	356-362	в консервации	31.12.38г	29.01.39г	31.01.39г	168х394.5	Д*7.3	до устья
45	264	80	48-54	в консервации	07.12.40г	29.12.40г	31.12.40г	168х407	Д*7.3	до устья
46	151	60	45-48, 52-58	в консервации	30.10.40г	15.11.40г	17.11.40г	168х408.5	Д*7.3	до устья
47	149	241	145-150	в консервации	08.08.57г	12.08.57г	19.08.57г	10*х8.5	Д*7.3	до устья
48	162	46	39-45	в консервации	02.12.40г	25.12.40г	28.12.40г	168х397.8	Д*8,0	до устья
49	306	349	315-320, 330-333	в консервации	13.05.60г	24.05.60г	07.06.60г	168х381.6	Д*7.3	до устья
50	501	388	358-362, 374-377	в консервации	04.07.22г	15.07.22г	30.10.22г	168х400	Д*7.3	до устья
51	62юз		279-287	по геол. прич.	11.03.49г	27.03.49г	10.05.50г	168х308.5	Д*7.3	до устья
52	307в		556-566,5	по геол. прич.	02.10.33г	28.02.35г	28.02.35г	8*х556	Д*7.3	до устья
53	25с		95-142	по геол. прич.	08.07.34г	22.08.34г	22.08.34г	168х95.3	Д*7.3	до устья
54	72с		784-788, 797-800	по геол. прич.	30.05.49г	12.07.49г	22.08.49г	168х879.2	Д*7.3	до устья
55	120ю		222-236	по геол прич	25.09.31г	25.12.31г	02.01.32г	168х222	Д*7.3	до устья
56	355в		366-372	по геол.прич	01.04.38г	01.05.38г	08.05.38г	146х394	Д*7.3	до устья
57	392в		338-346	по геол.прич	11.01.39г	09.02.39г	23.02.39г	168х406	Д*7.3	до устья
58	82		140-160	по геол.прич	21.0143г	04.03.43г	12.03.43г	10*х588.3	Д*7.3	до устья
59	74		551-559, 564-570	по геол.прич	29.10.49г	06.12.49г	13.12.49г	168х603.2	Д*7.3	до устья
60	211		327-334, 341-344, 347-350, 354-61	по геол.прич	20.02.39г	04.12.39г	05.12.39г	168х406	Д*7.3	до устья
61	316		365-372	по геол.прич	30.10.36г	14.11.36г	27.11.36г	168х396	Д*7.3	до устья
62	36с		47-50, 53-60, 72-75, 78-87, 80-120 - фильтр	по геол.прич	12.05.36г	18.05.36г	22.05.36г	168х80	Д*7.3	до устья
63	341		328-332, 333-334	по технич. прич	19.01.38г	16.02.38г	04.03.38г	168х393.2	Д*7.3	до устья
64	201		308-314, 323-332, 349-353	по технич. прич	19.03.41г	04.04.41г	07.04.41г	168х388.5	Д*7.3	до устья
65	299		729-733, 768-772, 786-788, 792-795, 797-800, 802-804	по технич. прич	21.05.42г	11.12.42г	11.12.1942	168х824.5	Д*7.3	до устья
66	49		540-561	по технич. прич	26.12.49г	05.03.50г	15.03.50г	168х611.6	Д*7.3	до устья
67	78		526-537, 541-544, 551-553, 555-560	по технич. прич	27.03.44г	14.04.44г	21.04.44г	146х605	Д*7.3	до устья
68	86		542-546, 459-551, 553-557	по технич. прич	19.07.49г	18.08.49г	20.08.49г	168х595.4	Д*7.3	до устья
69	167		296-299, 308-315, 324-333, 340-344, 347-349, 352-356	по технич. прич	25.04.41г	13.05.41г	14.05.41г	168х401	Д*7.3	до устья
70	202		305-309, 324-332	по технич. прич	27.10.39г	17.11.39г	20.11.39г	168х406	Д*7.3	до устья
71	216		296-301, 337,5-345	по технич. прич	15.08.39г	04.09.39г	06.09.39г	168х407	Д*7.3	до устья
72	298		325-330,5, 339-342	по технич. прич	05.03.39г	28.03.39г	07.04.39г	168х406.1	Д*7.3	до устья
73	369		291-295, 322-330, 348-351, 34-50	по технич. прич	07.06.39г	18.06.39г	20.06.39г	168х406	Д*7.3	до устья
74	380		330-336, 347-351	по технич. прич	17.09.38г	04.10.38г	12.10.38г	168х408	Д*7.3	до устья
75	381		320-332, 341-347	по технич. прич	14.08.38г	31.08.38г	18.09.38г	168х410	Д*7.3	до устья
76	417		297-302, 310-317, 335-340	по технич. прич	01.09.39г	04.10.39г	05.10.39г	168х422	Д*7.3	до устья
77	28		95-126 - фильтр	по технич. прич	09.08.34г	07.10.34г	31.12.34г	168х96	Д*7.3	до устья
78	17		85-125 - фильтр	по технич. прич	21.10.34г	31.10.34г	01.01.35г	168х85	Д*7.3	до устья
79	29с		100-130 - фильтр	по технич. прич	20.04.36г	25.04.36г	04.05.36г	168х110	Д*7.3	до устья
80	30с		109-130 - фильтр	по технич. прич	18.03.36г	26.03.36г	11.04.36г	168х110	Д*7.3	до устья
81	128ю		258-277	по технич. прич	15.01.32г	12.06.32г	21.06.32г	168х264	Д*7.3	до устья
82	153ю		360-367, 392-397	по технич. прич	31.10.43г	26.11.43г	02.12.43г	146х423	Д*7.3	до устья
83	260в		331-335, 341-349, 356-360, 376-380	по технич. прич	01.08.40г	04.09.40г	05.09.40г	168х412.5	Д*7.3	до устья
84	206		39-50, 320-323, 334-341, 354-358	ликвид	01.02.40г	13.03.40г	16.03.40г	168х405.	Д*7.3	до устья
85	132		320-335, 340-342, 350-356, 364-368	ликвид	08.08.41г	31.08.41г	05.09.41г	168х395	Д*7.3	до устья

9.2 Затраты на устройство площадок для проведения работ по переликвидации скважин

В разряд работ по ликвидации последствий деятельности подпадают работы по устройству площадок для проведения работ по переликвидации скважин.

По месторождению необходимо устройство 10 площадок под КРС для проведения работ по переликвидации скважин. Сметная стоимость устройства 1 указанной площадки в ценах по состоянию на 3 квартал 2023г. составила 5 894 000 тенге без НДС, и приведена в Смете 1 (таблица 9.2.1). Таким образом, затраты на устройство 10 площадок для проведения работ по переликвидации скважин составят: $5\,894\,000 \text{ тенге} \times 10 \text{ ед.} = \mathbf{58\,940\,000}$ тенге без НДС.

9.2.1 План производства работ по подготовке грунтовых площадок для проведения работ по переликвидации скважин

Работы по подготовке грунтовых площадок для проведения работ по переликвидации скважин производятся вокруг устья ликвидируемой скважины в следующей последовательности:

1. Погрузка грунта общим объемом 4000 м^3 на грунтовом карьере погрузчиком на автосамосвал грузоподъемностью по 20т каждый
2. Транспортировка грунта общим объемом 4000 м^3 от грунтового карьера до зоны вокруг устья скважины автосамосвалами по 20 м^3 . Расстояние от карьера до места выгрузки на площадке в среднем 37км.
3. Распределение привезенного грунта на площадке размером $50 \text{ м} \times 50 \text{ м}$ вокруг устья ликвидируемой скважины бульдозером.
4. Планировка поверхности привезенного грунта на площадке вокруг устья ликвидируемой скважины автогрейдером.
5. Утрамбовывание грунтовой площадки размером $50 \text{ м} \times 50 \text{ м}$ вокруг устья ликвидируемой скважины катком.

Таблица 9.2.1 – Смета 1. Подготовка грунтовых площадок для проведения работ по переликвидации скважин

Наименование стройки - Шифр стройки	План производства работ по подготовке грунтовых площадок для проведения работ по переликвидации скважин 870000/2023/2					
Наименование объекта - Шифр объекта	План производства работ по подготовке грунтовых площадок для проведения работ по переликвидации скважин 2					
ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА № 1 (Локальный сметный расчет) Земляные работы на _____ (Наименование работ и затрат)						
Основание:	Земляные работы					
	Сметная стоимость		5894,000		тыс.тенге	
	Средства на оплату труда		1647,000		тыс.тенге	
	Нормативная трудоемкость		0,374		тыс.чел-ч	
Составлен(а) в текущих ценах 3-квартала 2023 года						
№ п.п.	Шифр позиции норматива, код ресурса	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количес тво	Стоимость единицы измерения, тенге	Общая стоимость, тенге
1	2	3	4	5	6	7
ВСЕГО ПО СМЕТЕ:					5894000	
из них:						
затраты на труд рабочих			тенге		300000	
в том числе оплата труда рабочих			тенге		145152	
машины и механизмы			тенге		5494000	
в том числе оплата труда машинистов			тенге		1346500	
материалы, изделия и конструкции			тенге		4000	
перевозки			тенге		92000	
нормативная трудоемкость			чел.-ч	374		
1	1101-0102-0326 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08	Грунты 2 группы в карьерах. Разработка с погрузкой на автомобили-самосвалы экскаваторами "Обратная лопата" с ковшем вместимостью 0,65 м³	м³ грунта	4000	472	1888000
2	412-102-0218 РСНБ РК 2022	Перевозка строительных грузов самосвалами вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 30 до 50 км	т·км	4000	23	92000
3	1101-0104-0701 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08	Площади. Планировка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с)	м² спланированной поверхности за проход бульдозера	2500	4	10000
4	1101-0107-2205 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08	Площади. Планировка автогрейдером средними с перемещением грунта до 20 м	м³ грунта	4000	609	2436000
5	1101-0201-0101 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08	Грунт. Уплотнение прицепными катками на пневмокольном ходу 25 т. Первый проход по одному следу при толщине слоя 25 см	м³ уплотненного грунта	4000	272	1088000
6	1101-0201-0107 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08 К=5	Грунт. Уплотнение прицепными катками на пневмокольном ходу 25 т. На каждый последующий проход по одному следу при толщине слоя 25 см	м³ уплотненного грунта	4000	95	380000

9.3 Затраты на установку бетонных тумб с реперами на устьях ликвидированных/переликвидированных скважин

В разряд работ по ликвидации последствий деятельности подпадают также работы по установке армированных бетонных тумб с реперами. По месторождению необходимо установить (переустановить) 286 бетонных тумб с реперами. Сметная стоимость установки одной тумбы с репером в ценах по состоянию на 3 квартал 2023г. составила **452 366** тенге без НДС, и приведена в Смете 2 (таблица 9.3.1). Таким образом затраты на установку 286 бетонных тумб с реперами составят: $452\,366 \text{ тенге} \times 286 \text{ ед.} = \mathbf{129\,376\,676}$ тенге.

Перечень скважин, на устьях которых необходимо установить (переустановить) тумбы с репером:

№№ 1юж,1сев,1юж,3сев,3юж,4юж,5сев,6,7,9,10,11,12,13,14,15,16,18,21,22,22,23,24, 26,27,31,32,33,34,35,37,38,39,40,41,42,43,44,45,46,47,48,50,51,55,56,57,58,59,60,61,63,64,65, 66,67,68,69, 69а,70,71,75,76,77,79,80,81,83,84,87,88,89,90,91,92,93,94,96,97, 97а,98,99,100, 101,102,104,105,107,108,109,110,111,112,113,115,117,118,119,121,122,123,127,129,130,131, 133,134,135,136,137,138,139,140,142,143,145,146,148,150,154,155,156,157,159,160,161,163, 164,165,166,168,169,170,171,172,173,174,175,176,177,178,179,180,182,183,184,189,190,191, 192,193,194,195,197,198,199,205,207,209,210,212,213,219,220,221,222,225,228,229,230,231, 232,233,234,235,236,237,238,238,239,240,243,245,246,248,249,250,251,252,253,256,259,263, 265,266,267,269,270,271,272,273,275,276,279,280,281,283,284,286,287,288,290,292,294,296, 300,301,302,303,304,308,309,310,312,313,314,315,317,318,321,323,327,329,330,331,332,334, 337,339,340,343,344,345,346,347,348,349,350,351,352,354,360,363,364,366,367,368,372,374, 377,378,379,382,383,384,386,388,396,398,399,400,401,402,404,405,405,406,407,411,412,415, 416,418,419,420,472.

9.3.1 План производства работ по установке тумбы с репером

Работы по установке армированной бетонной тумбы с репером производятся вручную непосредственно на устье скважины в следующей последовательности:

6. Планировка поверхности земли на устье скважины.
7. Сборка и установка опалубки, представляющей собой стальные листы толщиной 5 мм размером 1м×1м, соединяемые при сборке болтами с гайками.
8. Установка заранее изготовленного каркаса из стальной арматуры Ø 14мм с обвязкой гладкокатыным прутком Ø 6 мм.
9. Установка по центру устья скважины предварительно изготовленного репера: стальной пластины толщиной 5 мм размером 0,2м×0,2м, приваренной к стальному прутку Ø 16мм длиной 1,5м, на которой сваркой рельефно (для обеспечения сохранности

данных) указываются номер скважины, наименование месторождения, недропользователь, дата ликвидации.

10. Подготовка бетонной смеси
11. Заливка бетонной смеси с трамбовкой
12. Разборка опалубки после затвердевания бетона

Таблица 9.3.1 – Смета 2. Установка тумбы с репером

НДЦС РК 8.01-08-2022.
Приложение Г.
Форма 4

Наименование стройки - Проект ликвидации последствий недропользования при проведении добычи углеводородов на месторождении Байчунас
Шифр стройки 864995/2023/2
Наименование объекта - Установка тумбы с репером на устьях скважин месторождении Байчунас
Шифр объекта 2

ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА № 2
(Локальный сметный расчет)

на Установка тумбы с репером на устье скважины месторождении Байчунас
(Наименование работ и затрат)

Основание:	Дефектная ведомость		
	Сметная стоимость	452,366	тыс.тенге
	Средства на оплату труда	144,261	тыс.тенге
	Нормативная трудоемкость	0,03	тыс.чел-ч

Составлен(а) в текущих ценах 3-квартала 2023 года

№ п.п.	Шифр позиции норматива, код ресурса	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы измерения, тенге	Общая стоимость, тенге
1	2	3	4	5	6	7
		ВСЕГО ПО СМЕТЕ:				452366
		из них:				
		затраты на труд рабочих	тенге			142161
		в т ом числе оплат а т руда рабочих	т енге			70663
		машины и механизмы	тенге			7821
		в т ом числе оплат а т руда машинист ов	т енге			2096
		материалы, изделия и конструкции	тенге			279683
		перевозки	тенге			22701
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	30		
		Установка тумб с реперами на устьях скважин, 1шт				
1	6101-0209-0102 ЕСЦ РСНБ РК 2023	Планировка площадей ручным способом группа грунта 2	м²	9	743	6687
2	6103-0702-0112 ЕСЦ РСНБ РК 2023	Приготовление в построечных условиях бетона тяжелого на щебне, класс В25	м³	1,05	40505	42530
3	1106-0201-0104 РСНБ РК 2022 Кэт р и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 28	Фундаменты общего назначения железобетонные объемом до 5 м³. Устройство	м³	1	29742	29742
4	412-401-0219 РСНБ РК 2022	Перевозка строительных грузов автобетоносмесителями вне населенных пунктов. Объем ёмкости 6 м³. Расстояние перевозки свыше 50 до 100 км	т·км	226,8	48	10886
5	6103-0703-0101 ЕСЦ РСНБ РК 2023	Изготовление в построечных условиях сетки арматурной плоской из арматуры, диаметр до 16 мм	т	0,022	102924	2264
6	214-210-0202 РСНБ РК 2022	Сталь арматурная периодического профиля класса А-III (А400) СТ РК 2591-2014 диаметром от 14 до 32 мм	т	0,022	299597	6591
7	6111-0401-0102 ЕСЦ РСНБ РК 2023	Гидроизоляция горизонтальная стен, фундаментов оклеечная в 1 слой	м² поверх-ности	4	3744	14976
8	235-101-0201 РСНБ РК 2022	Рубероид подкладочный с пылевидной посыпкой ГОСТ 10923-93 марки РПП-300Б	м²	4,4	120	528
9	1109-0305-0301 РСНБ РК 2022 Кэт р и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 32	Конструкции стальные массой до 0,1 т. Монтаж	т конст-рукций	0,196	498793	97763
10	222-504-0101 РСНБ РК 2022	Конструкции стальные из одного профиля ГОСТ 23118-2012	т	0,196	1154739	226329
11	6111-0501-0505 ЕСЦ РСНБ РК 2023 К=2	Окраска поверхности металлической огрунтованной эмалями ПФ-115	м²	5	451	2255
		Доставка материалов на расстояние 37км, 3,039т				
12	411-102-0218 РСНБ РК 2022	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 5 до 10 т. Расстояние перевозки свыше 30 до 50 км	т·км	112,443	56	6297
13	414-101-0601 РСНБ РК 2022	Груз всякий на поддонах или в готовых пакетах. Погрузка	т	3,039	908	2759
14	414-101-0602 РСНБ РК 2022	Груз всякий на поддонах или в готовых пакетах. Разгрузка	т	3,039	908	2759

9.4 Затраты на демонтаж оборудования, зданий и сооружений

Демонтаж оборудования, зданий и сооружений должен производиться в соответствии с разработанным и утвержденным планом работ, составляемым технической службой предприятия.

При демонтаже оборудования, зданий и сооружений будут выполнены следующие виды работ (табл. 9.4.1).

Сметная стоимость на демонтаж оборудования, зданий и сооружений и работ, сопутствующих демонтажу, составила **95 834 590** тенге без НДС, и приведена в Смете 3 (табл. 9.4.2).

Таблица 9.4.1 - Перечень выполняемых работ при демонтаже оборудования, зданий и сооружений, и работ, сопутствующих демонтажу

№п/п	Виды выполняемых работ	Кол-во	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Всего протяженность трубопроводов, электросетей, м	Стоимость демонтажа с сопутствующими работами без НДС, тенге
1	2	3	4	5	6	8
I	Демонтаж наземного оборудования и работы, сопутствующие демонтажу					6908302
1	Мачта радиорелейной связи, высота 45м, Beeline	1	1,8	1,8		554096
2	Беседка общеж.Байчунас(столовая)	1	0,7	0,7		39223
3	Мачта связи Билайн	1	1,7	1,7		523314
4	Емкость 10м³ подземная	1	3,2	3,2		244664
5	Емкость 5 м³ подземная	1	2	2		193786
6	Рабочая площадка СК скв.№151	1	0,5	0,5		93478
7	Навес из отработанных труб Ø73×5мм для насосной	1	0,0076	5,51	725	308733
8	Рабочая площадка 4СК-3 с ограждением скв.№264	1	0,5	0,5		93478
9	Рабочая площадка СК-6 скв.№501	1	0,5	0,5		93478
10	Стойак для налива нефти	1	0,7	0,7		83383
11	Мачта для освещения	1	1,4	1,4		205813
12	Ограждения из б/у штанг Ø19мм общеж и диз станций мм	1	0,00234	0,13572	58	25426
13	Резервуар 47м³	1	6,5	6,5		383594
14	Емкость V-60м³	1	7,2	7,2		383594
15	Емкость V-120м³	1	8,93	8,93		638976
16	Емкость V-100м³ уч-к №89 (стеллаж)	1	8,2	8,2		389695
17	Емкость V-120м³	1	8,93	8,93		638976
18	Емкость V-120м³	1	8,93	8,93		638976
19	ГЗУ №4	1	8	8		564154
20	Емкость V-4м³ дренаж	1	1,6	1,6		189706
21	Емкость V-8м³	1	2,8	2,8		238164
22	Емкость мет.50м³	1	6,5	6,5		383594
II	Демонтаж трубопроводов и работы, сопутствующие демонтажу					65325978
	Выкидные линии из ст.труб Ду73,89мм					27952254
23	Выкид.линия Ø73×5мм от скв.162 до ГЗУ №2 (100 м)	1	0,0076	0,76	100	
24	Выкид.линия Ø73×5мм от скв.200 до ГЗУ №2 (110м)	1	0,0076	0,836	110	
25	Выкид.линия 73×5мм от скв.215 до ГЗУ №3 (42м)	1	0,0076	0,3192	42	
26	Выкид.линия Ø73×5мм от скв.218 до ГЗУ №1(545м)	1	0,0076	4,142	545	
27	Выкид.линия Ø73×5мм от скв.226 до ГЗУ №2 (250м)	1	0,0076	1,9	250	
28	Выкид.линия Ø73×5мм от скв.295 до коллектора(135м)	1	0,0076	1,026	135	
29	Выкид.линия Ø89×5мм от скв.328 до ГЗУ №1 (75 м)	1	0,00938	0,7035	75	
30	Выкид.линия Ø89×5мм от скв.358 до ГЗУ №1 (155 м)	1	0,00938	1,4539	155	
31	Выкид.линия Ø73×5мм от скв.362 до ГЗУ №1(239м)	1	0,0076	1,8164	239	
32	Выкид.линия Ø73×5мм от скв.375 до ГЗУ №1 (180 м)	1	0,0076	1,368	180	
33	Выкид.линия Ø73×5мм от скв.391 до ГЗУ №1 (40 м)	1	0,0076	0,304	40	
34	Выкид.линия Ø73×5мм от скв.394 до ГЗУ №3 (446 м)	1	0,0076	3,3896	446	
35	Выкид.линия Ø73×5мм от скв.338 до ГЗУ №2 (175 м)	1	0,0076	1,33	175	
36	Выкид.линия Ø89×5мм от скв.359 до ГЗУ №1 (180 м)	1	0,00938	1,6884	180	
37	Выкид.линия Ø73×5мм от скв.395 до ГЗУ №3 (64 м)	1	0,0076	0,4864	64	
38	Выкид.линия Ø73×5мм от скв.187 до коллектора(125 м)	1	0,0076	0,95	125	
39	Выкид.линия Ø73×5мм от скв.188 до ГЗУ №3 (280 м)	1	0,0076	2,128	280	
40	Выкид.линия Ø73×5мм от скв.223 до ГЗУ №2 (73 м)	1	0,0076	0,5548	73	
41	Выкид.линии Ø73×5мм от скв.227 до ГЗУ №2 (310 м)	1	0,0076	2,356	310	
42	Выкид.линия Ø73×5мм от скв.244 до коллектора(170 м)	1	0,0076	1,292	170	
43	Выкид.линия Ø73×5мм от скв.261 до ГЗУ №3 (242м)	1	0,0076	1,8392	242	
44	Выкид.линия Ø73×5мм от скв.268 до ГЗУ №3 (257 м)	1	0,0076	1,9532	257	
45	Выкид.линия Ø73×5мм от скв.319 до ГЗУ №1 (730м)	1	0,0076	5,548	730	
46	Выкид.линия Ø73×5мм от скв.376 до ГЗУ №2 (122 м)	1	0,0076	0,9272	122	
47	Выкид.линия Ø89×5 мм скв.№215до ГЗУ№3(отр.трубы)394м	1	0,00938	3,69572	394	
48	Выкид.линия Ø89×5 мм скв.№395до ГЗУ №3(отр трубы)400м	1	0,00938	3,752	400	
49	Выкид.линия Ø89×5 мм скв.371 до ГЗУ №1(отр трубы)210м	1	0,00938	1,9698	210	
	Выкид.линии Ø114×6мм					3750060
50	Выкид.линия Ø114×6мм от скв.342 до ГЗУ №1 (150м)	1	0,01472	2,208	150	
51	Выкид.линия Ø114×6мм от скв.373 до коллектора(252м)	1	0,01472	3,70944	252	
52	Выкид.линия Ø114×6мм от скв.203 до ГЗУ №2 (180 м)	1	0,01472	2,6496	180	
53	Выкид.линия Ø114×6мм от скв.242 до ГЗУ №3 (223 м)	1	0,01472	3,28256	223	
	Коллектор Ø89×5мм					15459488
54	Коллектор Ø89×5мм от скважины №397 до ГЗУ№2 210м	1	0,00938	1,9698	210	
55	Коллектор Ø89×5мм откачки воды от СП №1 до СП№2 2630м	1	0,00938	24,6694	2 630	
56	Коллектор Ø89×5мм от скважины №390 до ГЗУ№1 500м	1	0,00938	4,69	500	
	Коллектор Ø100×6мм					3719471
57	Коллектор Ø100×6мм от скважины №501 до ГЗУ №1 800м	1	0,01309	10,472	800	
	Коллектор Ø159×7мм					2298106
58	Коллектор Ø159×7мм от СП №1 до ГЗУ №2 (410м)	1	0,02445	10,0245	410	
	Коллектор Ø219×8мм					12146599
59	Коллектор Ø219×8мм от СП №1 до ГЗУ №3 1115м	1	0,03912	43,6188	1115	
60	Коллектор Ø219×8мм от СП №1 до ГЗУ №1(865м)	1	0,03912	33,8388	865	
III	Демонтаж ВЛ-0,4кВ, 9,8км и работы, сопутствующие демонтажу					14598045
61	ВЛ 0,4кв (9,8км)	1			9 800	
IV	Демонтаж зданий и сооружений и работы, сопутствующие демонтажу					9002265
62	Вагон мобильный КПП(охрана)	1	1,5	1,5		105821
63	Вагон доп.секция к столовой, р-11,67х2,8.	1	5,2	5,2		366845
64	Вагон мобильный - столовая на 20 мест	1	11,2	11,2		790128
65	Вагон мобильный-операторная БДН Байчунас	1	5,2	5,2		366845
66	Здание общежития Байчунас(бывш.операторск)15 мест (стены из ракушеблока, перекрытие железобетонное, кровля -шифер, полы - дощатые) 231,4м²	1				2416114
67	Фундаменты железобетонные, 34,4848м³ .					4956511
	ИТОГО					95834590

Таблица 9.4.2 - Смета 3. Демонтаж оборудования, зданий и сооружений

НДЦС РК 8.01-08-2022. Приложение Г. Форма 4

Наименование стройки - Шифр стройки	Проект ликвидации последствий недропользования при проведении добычи углеводородов на месторождении Байчунас 864995/2023/1		
Наименование объекта - Шифр объекта	Проект ликвидации последствий недропользования при проведении добычи углеводородов на месторождении Байчунас 2		
ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА № 3 (Локальный сметный расчет)			
на Демонтаж технологических оборудования и материалов на месторождении Байчунас (Наименование работ и затрат)			
Основание:	Дефектная ведомость		
	Сметная стоимость	95834,590	тыс.тенге
	Средства на оплату труда	50896,776	тыс.тенге
	Нормативная трудоемкость	11,286	тыс.чел-ч

Составлен(а) в текущих ценах 3-квартала 2023 года

№ п.п.	Шифр позиции норматива, код ресурса	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы измерения, тенге	Общая стоимость, тенге
1	2	3	4	5	6	7
ВСЕГО ПО СМЕТЕ:						95834590
из них:						
		затраты на труд рабочих	тенге			35977916
		в том числе оплата труда рабочих	тенге			17805897
		машины и механизмы	тенге			53794055
		в том числе оплата труда машинистов	тенге			14926619
		материалы, изделия и конструкции	тенге			1386899
		перевозки	тенге			4675727
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	11286		
Раздел 1. Демонтаж промышленного оборудования						6908302
из них:						
		затраты на труд рабочих	тенге			4285139
		в том числе оплата труда рабочих	тенге			2263719
		машины и механизмы	тенге			2190678
		в том числе оплата труда машинистов	тенге			647410
		материалы, изделия и конструкции	тенге			76579
		перевозки	тенге			355911
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	1699		
1	1134-0101-0703 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08	Радиомачты стальные решетчатые на оттяжках для зоновых линий связи высотой до 45 м. Демонтаж мачты радиорелейной связи	т ствола мачты	1,8	303800	546840
2	1134-0101-0703 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08	Радиомачты стальные решетчатые на оттяжках для зоновых линий связи высотой до 45 м. Демонтаж мачты связи Beeline	т ствола мачты	1,7	303800	516460
3	1133-0109-0119 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08	Мачты прожекторные стальные с площадками и лестницей. Демонтаж мачты освещения	т	1,4	142911	200075
4	6106-0304-0101 ЕСЦ РСНБ РК 2023 ТЧ 6106, табл.6.3, п.3.3	Разборка (демонтаж) металлических конструкций рабочей площадки, 3шт.	т конст-рукций	1,5	182874	274311
5	6106-0302-0112 ЕСЦ РСНБ РК 2023 ТЧ 6106, табл.6.3, п.3.3	Разборка (демонтаж) металлических конструкций-Навес из отработанных труб для насосной.	т конст-рукций	5,51	51894	285936
6	6106-0302-0112 ЕСЦ РСНБ РК 2023 ТЧ 6106, табл.6.3, п.3.3	Разборка (демонтаж) металлических конструкций-Беседки, 1шт.	т конст-рукций	0,7	51894	36326
7	6106-0304-0101 ЕСЦ РСНБ РК 2023 ТЧ 6106, табл.6.3, п.3.3	Разборка (демонтаж) металлических конструкций ограждения, 1шт.	т конст-рукций	0,136	182874	24871
8	1337-0101-0105 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 0,7 т./Стояк для налива 1шт./ Демонтаж	шт.	1	80505	80505
9	1125-0130-0102 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 28	Демонтаж ГЗУ №4	т	8	66388	531104
10	1337-0101-0107 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 2 т /Емкость V-4м³/. Демонтаж	шт.	1	173454	173454
11	1337-0101-0107 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 2 т /Емкость V-5м³/. Демонтаж	шт.	1	173454	173454
12	1337-0101-0108 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 3 т. /Емкость V-8м³/. Демонтаж	шт.	1	207266	207266
13	1337-0101-0108 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 3 т. /Емкость V-10м³/. Демонтаж	шт.	1	207266	207266
14	1337-0101-0110 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 8 т. /Емкость V-50,60м³/. Демонтаж	шт.	3	355739	1067217
15	1337-0101-0110 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 8 т. /Емкость V-100м³/. Демонтаж	шт.	1	355739	355739
16	1337-0102-0111 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование массой 13 т. /Емкость V-120м³/. Демонтаж	шт.	3	602089	1806267
17	414-103-0501 РСНБ РК 2022	Конструкции металлические. Погрузка	т	89	1315	117035
18	414-103-0502 РСНБ РК 2022	Конструкции металлические. Разгрузка	т	89	1315	117035
19	411-103-0218 РСНБ РК 2022	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 30 до 50 км	т·км	3293	37	121841
20	6101-0101-0102 ЕСЦ РСНБ РК 2023	Разработка грунта в котлованах объемом до 500 м³ в отвал экскаваторами "обратная лопата", вместимость ковша 0,25 м³ группа грунта 2	м³	100	569	56900
21	6101-0106-0101 ЕСЦ РСНБ РК 2023	Засыпка траншей и котлованов с перемещением грунта до 5 м бульдозерами, мощность 59 кВт (80 л с) группа грунта 1	м³	100	84	8400

	Раздел 2.	Демонтаж трубопроводов				65325978
		из них:				
		затраты на труд рабочих	тенге			19849324
		в том числе оплата труда рабочих	тенге			9719133
		машины и механизмы	тенге			43182032
		в том числе оплата труда машинистов	тенге			11411087
		материалы, изделия и конструкции	тенге			1234005
		перевозки	тенге			1060621
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	6330		
		Выкидные линии из ст.труб Ду73,89мм, 6,049км				
22	6101-0102-0113 ЕСЦ РСНБ РК 2023	Разработка грунта в траншеях в отвал экскаваторами "обратная лопата", вместимость ковша 0,65 м³ группа грунта 1	м³	9073,5	508	4609338
23	6101-0106-0101 ЕСЦ РСНБ РК 2023	Засыпка траншей и котлованов с перемещением грунта до 5 м бульдозерами, мощность 59 кВт (80 л с) группа грунта 1	м³	9073,5	84	762174
24	1125-0201-0103 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 28	Трубопроводы (Выкидные линии) диаметром до 100 мм. Резка труб	км трубо-провода	6,049	1732903	10482330
25	1125-0209-0203 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром до 100 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубо-провода	6,049	699968	4234106
26	1125-0210-0101 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы промышленные диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубо-провода	6,049	1255256	7593044
27	414-103-0101 РСНБ РК 2022	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	48,5	1483	71926
28	414-103-0102 РСНБ РК 2022	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	48,5	1483	71926
29	412-501-0218 РСНБ РК 2022	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 30 до 50 км	т·км	1794,5	71	127410
Выкидные линии из ст.труб Ду114мм, 0,805км						
30	6101-0102-0113 ЕСЦ РСНБ РК 2023	Разработка грунта в траншеях в отвал экскаваторами "обратная лопата", вместимость ковша 0,65 м³ группа грунта 1	м³	1207,5	508	613410
31	6101-0106-0101 ЕСЦ РСНБ РК 2023	Засыпка траншей и котлованов с перемещением грунта до 5 м бульдозерами, мощность 59 кВт (80 л с) группа грунта 1	м³	1207,5	84	101430
32	1125-0201-0103 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 28	Трубопроводы (Выкидные линии) диаметром до 100 мм. Резка труб	км трубо-провода	0,805	1732903	1394987
33	1125-0209-0203 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 100 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубо-провода	0,805	699968	563474
34	1125-0210-0101 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы промышленные диаметром 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубо-провода	0,805	1255256	1010481
35	414-103-0101 РСНБ РК 2022	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	11,85	1483	17574
36	414-103-0102 РСНБ РК 2022	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	11,85	1483	17574
37	412-501-0218 РСНБ РК 2022	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 30 до 50 км	т·км	438,45	71	31130
Нефтяной коллектор из ст.труб Ду89мм, 3,340км						
38	6101-0102-0113 ЕСЦ РСНБ РК 2023	Разработка грунта в траншеях в отвал экскаваторами "обратная лопата", вместимость ковша 0,65 м³ группа грунта 1	м³	5010	508	2545080
39	6101-0106-0101 ЕСЦ РСНБ РК 2023	Засыпка траншей и котлованов с перемещением грунта до 5 м бульдозерами, мощность 59 кВт (80 л с) группа грунта 1	м³	5010	84	420840
40	1125-0201-0103 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 28	Трубопроводы (Коллектор) диаметром до 100 мм. Резка труб	км трубо-провода	3,34	1732903	5787896
41	1125-0209-0203 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром до 100 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубо-провода	3,34	699968	2337893
42	1125-0210-0101 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы промышленные диаметром до 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубо-провода	3,34	1255256	4192555
43	414-103-0101 РСНБ РК 2022	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	31,3292	1483	46461
44	414-103-0102 РСНБ РК 2022	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	31,3292	1483	46461
45	412-501-0218 РСНБ РК 2022	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 30 до 50 км	т·км	1159,1804	71	82302
Нефтяной коллектор из ст.труб Ду114мм, 0,800км						
46	6101-0102-0113 ЕСЦ РСНБ РК 2023	Разработка грунта в траншеях в отвал экскаваторами "обратная лопата", вместимость ковша 0,65 м³ группа грунта 1	м³	1200	508	609600
47	6101-0106-0101 ЕСЦ РСНБ РК 2023	Засыпка траншей и котлованов с перемещением грунта до 5 м бульдозерами, мощность 59 кВт (80 л с) группа грунта 1	м³	1200	84	100800
48	1125-0201-0103 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 28	Трубопроводы (Коллектор) диаметром до 100 мм. Резка труб	км трубо-провода	0,8	1732903	1386322
49	1125-0209-0203 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 100 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубо-провода	0,8	699968	559974
50	1125-0210-0101 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы промышленные диаметром 100 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубо-провода	0,8	1255256	1004205
51	414-103-0101 РСНБ РК 2022	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	10,472	1483	15530
52	414-103-0102 РСНБ РК 2022	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	10,472	1483	15530
53	412-501-0218 РСНБ РК 2022	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 30 до 50 км	т·км	387,464	71	27510
Нефтяной коллектор из ст.труб Ду159, 0,410км						
54	6101-0102-0113 ЕСЦ РСНБ РК 2023	Разработка грунта в траншеях в отвал экскаваторами "обратная лопата", вместимость ковша 0,65 м³ группа грунта 1	м³	615	508	312420
55	6101-0106-0101 ЕСЦ РСНБ РК 2023	Засыпка траншей и котлованов с перемещением грунта до 5 м бульдозерами, мощность 59 кВт (80 л с) группа грунта 1	м³	615	84	51660
56	1125-0201-0105 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 28	Трубопроводы (Коллектор) диаметром 159 мм. Резка труб	км трубо-провода	0,41	2141601	878056
57	1125-0209-0205 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 150 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубо-провода	0,41	738966	302976
58	1125-0210-0103 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы промышленные диаметром 150 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубо-провода	0,41	1699825	696928

59	414-103-0101 РСНБ РК 2022	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	10,0245	1483	14866
60	414-103-0102 РСНБ РК 2022	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	10,0245	1483	14866
61	412-501-0218 РСНБ РК 2022	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 30 до 50 км	т·км	370,9065	71	26334
Нефтяной коллектор из ст.труб Ду219, 1,980км						
62	6101-0102-0113 ЕСЦ РСНБ РК 2023	Разработка грунта в траншеях в отвал экскаваторами "обратная лопата", вместимость ковша 0,65 м³ группа грунта 1	м³	2970	508	1508760
63	6101-0106-0101 ЕСЦ РСНБ РК 2023	Засыпка траншей и котлованов с перемещением грунта до 5 м бульдозерами, мощность 59 кВт (80 л с) группа грунта 1	м³	2970	84	249480
64	1125-0201-0106 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 28	Трубопроводы (Коллектор) диаметром 219 мм. Резка труб	км трубо-провода	1,98	2293227	4540589
65	1125-0209-0206 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 219 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубо-провода	1,98	823193	1629922
66	1125-0210-0104 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопроводы промышленные диаметром 219 мм. Очистка полости (промывка и продувка)	км трубо-провода	1,98	1911428	3784627
67	414-103-0101 РСНБ РК 2022	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	77,4576	1483	114870
68	414-103-0102 РСНБ РК 2022	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	77,4576	1483	114870
69	412-501-0218 РСНБ РК 2022	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 30 до 50 км	т·км	2865,9312	71	203481
Раздел 3. Демонтаж ВЛ-0,4кВ. 9,8км						
из них:						
затраты на труд рабочих			тенге			6158320
в том числе оплата труда рабочих			тенге			3015170
машины и механизмы			тенге			5371870
в том числе оплата труда машинистов			тенге			1836030
перевозки			тенге			3067855
нормативная трудоемкость			чел.-ч	1791		
70	1133-0210-0301 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08	Опоры ВЛ 0,38-10 кВ. Демонтаж без приставок одностоечных	шт.	490	11662	5714380
71	1133-0210-0101 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08	Провода ВЛ 0,38 кВ. Демонтаж трех проводов с одной опоры	шт.	490	11869	5815810
72	414-103-0501 РСНБ РК 2022	Конструкции металлические. Погрузка	т	1,911	1315	2513
73	414-103-0502 РСНБ РК 2022	Конструкции металлические. Разгрузка	т	1,911	1315	2513
74	414-101-0701 РСНБ РК 2022	Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Погрузка	т	575,75	1342	772657
75	414-101-0702 РСНБ РК 2022	Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Разгрузка	т	575,75	1342	772657
76	412-501-0218 РСНБ РК 2022	Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 30 до 50 км	т·км	21373,457	71	1517515
Раздел 4. Демонтаж зданий и сооружений						
из них:						
затраты на труд рабочих			тенге			5685133
в том числе оплата труда рабочих			тенге			2807875
машины и механизмы			тенге			3049475
в том числе оплата труда машинистов			тенге			1032092
материалы, изделия и конструкции			тенге			76315
перевозки			тенге			191340
нормативная трудоемкость			чел.-ч	1466		
77	1125-0130-0102 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 28	Демонтаж /Вагон мобильный КПП(охрана)/	т	1,5	66388	99582
78	1125-0130-0102 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 28	Демонтаж /Вагон доп.секция к столовой, р-11,67х2,8/	т	5,2	66388	345218
79	1125-0130-0102 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 28	Демонтаж /Вагон мобильный - столовая на 20 мест/	т	11,2	66388	743546
80	1125-0130-0102 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 28	Демонтаж /Вагон мобильный-операторная БДН Байчунас/	т	5,2	66388	345218
81	414-103-0501 РСНБ РК 2022	Конструкции металлические. Погрузка	т	27,6	1315	36294
82	414-103-0502 РСНБ РК 2022	Конструкции металлические. Разгрузка	т	27,6	1315	36294
83	412-102-0218 РСНБ РК 2022	Перевозка строительных грузов самосвалами вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 30 до 50 км	т·км	1021,2	23	23488
84	1146-0601-0102 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08	Здания кирпичные 1, 2-хэтажных. Разборка надземной части с сохранением годных материалов-Здание общежития	м³ строитель-ного объема	231,4	10083	2333206
85	1146-0401-0103 РСНБ РК 2022 Кзтр и Кэм=1,08	Фундаменты железобетонные. Разборка	м³	34,4848	143372	4944155
86	414-104-0501 РСНБ РК 2022	Мусор строительный (механизированная). Погрузка	т	86,212	254	21898
87	412-102-0218 РСНБ РК 2022	Перевозка строительных грузов самосвалами вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 30 до 50 км	т·км	3189,844	23	73366

9.5 Рекультивация земель

Затраты на рекультивацию земель не предусмотрены, т.к. на дату отчёта на месторождении Байчунас методом биологической ремедиации подрядной организацией проводятся работы по рекультивации нефтезагрязненных земель на общий объем 84 966,57 м³ массой 116 404,20 тонн (Графическое приложение 18).

.

9.6 Сводный экономический расчет по ликвидации последствий недропользования на месторождении Байчунас

В таблице 9.6.1 приведен сводный экономический расчет по полной ликвидации последствий недропользования на месторождении Байчунас. Сумма всех работ по ликвидации последствий недропользования на месторождении Байчунас составляет **1 084 372 397** тенге без НДС.

Таблица 9.6.1 - Сводный экономический расчет по ликвидации последствий недропользования на месторождении Байчунас

№№ п/п	Наименование работ	Ед. изм.	Сумма (без НДС)
1	Затраты на ликвидацию/переликвидацию скважин	тенге	748 584 350
2	Затраты на устройство площадок для проведения работ по переликвидации скважин	тенге	58 940 000
3	Затраты на установку бетонных тумб с реперами на устьях ликвидируемых/переликвидируемых и ранее ликвидированных скважин	тенге	129 376 676
4	Затраты на демонтаж оборудования, зданий и сооружений	тенге	95 834 590
5	Прочие расходы, 5%	тенге	51 636 781
	Всего затрат без НДС:	тенге	1 084 372 397

10 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

10.1 Мероприятия по охране окружающей среды

При проведении работ по ликвидации последствий недропользования на месторождении 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 производственных объектов. Это объясняется тем, что ее организация не должна вызвать негативных изменений окружающей среды в ареале проводимых работ.

При проектировании работ по ликвидации последствий недропользования на месторождении в обязательном порядке должны учитываться техническая и биологическая рекультивация нарушенных земель, если в этом есть необходимость.

Рекультивация ликвидируемых объектов производства - это комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и хозяйственной ценности восстанавливаемых территорий, а также на улучшение окружающей среды.

Земли, нарушенные в результате функционирования месторождения, приводятся в состояние, пригодное для дальнейшего использования.

Природоохранные мероприятия

Природоохранные мероприятия разрабатываются для обеспечения соблюдения природоохранных требований Республики Казахстан.

Основные мероприятия, обеспечивающие соблюдение природоохранных требований при проведении работ по ликвидации последствий недропользования на месторождении, могут быть отнесены к организационным, планировочным и техническим (специальным). Организационные и планировочные мероприятия обеспечивают безопасное для персонала выполнение работ и минимизацию воздействия на окружающую среду. Технические или специальные мероприятия предусматривают выполнение специальных мероприятий, предусматриваемых непосредственное снижение уровня воздействия объектов на окружающую среду.

Ниже приводится перечень природоохранных мероприятий реализуемых при проведении работ по ликвидации последствий недропользования на месторождении.

10.2 Мероприятия по исключению на период проведения работ по ликвидации несанкционированного использования и доступа к объектам недропользования

В современных условиях сложной криминогенной обстановки в мире и РК вопросы обеспечения безопасности населения и промышленных объектов приобретают особую актуальность.

Особую опасность для крупных промышленных объектов представляют злоумышленные несанкционированные действия физических лиц (нарушителей): террористов, диверсантов, преступников, экстремистов. Результаты их действий не предсказуемы: от хищения имущества до создания чрезвычайной ситуации на объекте (пожар, разрушение, затопление, авария, и т.п.).

Одной из эффективных превентивных мер по обеспечению безопасности важных промышленных объектов является применение системы охраны от несанкционированного проникновения физических лиц.

Термины и определения

В настоящем разделе применяются следующие ключевые термины и определения.

Безопасность объекта физическая - состояние защищенности жизненно-важных интересов (объекта) от угроз, источниками которых являются злоумышленные противоправные (несанкционированные) действия физических лиц (нарушителей).

Концепция безопасности - общий замысел обеспечения безопасности объекта от прогнозируемых угроз.

Уязвимость (объекта) - степень несоответствия принятых мер защиты (объекта) прогнозируемым угрозам или заданным требованиям безопасности.

Чрезвычайная ситуация (на объекте) - состояние, при котором (на объекте) нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу и окружающей природной среде.

Эффективность системы безопасности - вероятность выполнения системой своей основной целевой функции по обеспечению защиты объекта от угроз, источниками которых являются злоумышленные противоправные (несанкционированные) действия физических лиц (нарушителей).

Концепция физической безопасности объекта

Концепция безопасности определяет пути и методы решения основных задач по обеспечению безопасности объекта и должна отвечать на вопросы: "что защищать?", "от кого защищать?", "как защищать?".

Анализ уязвимости объекта

Цели и задачи анализа

Одной из главных задач начальной стадии концептуального проектирования является проведение Анализа уязвимости объекта и существующей системы физической безопасности (защиты).

Целями и задачами проведения анализа уязвимости являются:

- а) определение важных для жизнедеятельности объекта предметов защиты (наиболее вероятных целей злоумышленных акций нарушителей);
- б) определение возможных угроз и моделей вероятных исполнителей угроз (нарушителей);
- в) оценка возможного ущерба от реализации прогнозируемых угроз безопасности;
- г) оценка уязвимости объекта и существующей системы безопасности;
- д) разработка общих рекомендаций по обеспечению безопасности объекта.

Работы по п.п. а-в проводятся методом экспертных оценок комиссией, в состав которой входят специалисты соответствующих служб заказчика: безопасности, главного технолога, главного инженера, пожарной охраны. Результаты анализа могут оформляться отдельным отчетом. Гриф конфиденциальности определяется заказчиком. К материалам отчета допускается строго ограниченный круг лиц (только непосредственных исполнителей) по существующей на предприятии разрешительной системе. При необходимости, отчет выполняется в одном экземпляре (только для Заказчика).

Предметы защиты

Реализацию жизненно-важных интересов любого предприятия обеспечивают его корпоративные ресурсы. Эти ресурсы должны быть надежно защищены от прогнозируемых угроз безопасности.

Для промышленного предприятия такими важными для жизнедеятельности ресурсами, а, следовательно, предметами защиты являются:

- люди (персонал предприятия);
- имущество;
- важное или дефицитное технологическое оборудование;
- секретная и конфиденциальная документация;
- материальные и финансовые ценности;
- готовая продукция;
- интеллектуальная собственность (ноу-хау);
- средства вычислительной техники (СВТ);
- контрольно-измерительные приборы (КИП) и др.;

информация конфиденциальная на материальных носителях, а также циркулирующая во внутренних коммуникационных каналах связи и информации, в кабинетах руководства предприятия, на совещаниях и заседаниях;

финансово-экономические ресурсы, обеспечивающие эффективное и устойчивое развитие предприятия (капитал, коммерческие интересы, бизнес-планы, договорные документы и обязательства и т.п.).

Утрата перечисленных ресурсов может привести:

- к большому материальному ущербу,
- созданию угрозы для жизни и здоровья людей,
- разглашению конфиденциальной информации или сведений, содержащих Государственную тайну,
- банкротству предприятия.

Перечисленные предметы защиты размещаются на соответствующих производственных объектах (подобъектах) предприятия в зданиях и помещениях. Эти подобъекты и являются наиболее уязвимыми местами, выявление которых производится при обследовании объекта. Таким образом формулируется ответ на вопрос "что защищать?".

По результатам обследования оформляется специальный типовой "Протокол обследования...", который подписывается заинтересованными сторонами.

Угрозы безопасности

Основными угрозами безопасности, которые могут привести к утрате корпоративных ресурсов предприятия, являются:

- чрезвычайная ситуация (пожар, разрушение, затопление, авария, хищение опасных веществ и т.п.);
- хищение или порча имущества;
- несанкционированный съем конфиденциальной информации;
- ухудшение эффективности функционирования, устойчивости развития.

Самой опасной угрозой безопасности промышленного предприятия являются чрезвычайная ситуации (ЧС), которая может привести к большому материальному ущербу, вызвать угрозу для жизни и здоровья людей, а на потенциально опасных объектах - катастрофические последствия для окружающей среды и населения.

В современных условиях несанкционированные действия физических лиц: диверсантов, террористов, преступников, экстремистов представляют особую опасность, т. к. могут привести к возникновению большинства прогнозируемых угроз.

На этапе анализа угроз совместно со службой безопасности заказчика при предварительном обследовании объекта формируется модель вероятных исполнителей угроз (нарушителей), т. е. их количественные и качественные характеристики (оснащенность, тактика действий и т.п.).

В результате проведенной работы формулируется ответ на вопрос: от кого защищать?

Оценка уязвимости существующей системы защиты объекта

Оценка уязвимости существующей системы защиты объекта производится в два этапа:

На первом этапе (при обследовании объекта) методом экспертных оценок производится оценка уязвимости составных частей системы защиты объекта:

- комплекса организационных мероприятий, проводимых администрацией и службой безопасности объекта;
- комплекса инженерно-технических средств охраны (по основным тактико-техническим характеристикам и степени оснащенности объекта);
- сил охраны (по организации, качеству, эффективности действий и др.)

Оценка возможного ущерба от реализации прогнозируемых угроз

Оценка возможного ущерба от реализации прогнозируемых угроз безопасности производится методом экспертных оценок совместно с представителями компетентных служб заказчика. Оценка производится для каждого защищаемого подобъекта предприятия. При этом учитываются варианты прогнозируемых акций нарушителей и сценарии их реализации.

Количественная оценка уязвимости объекта и эффективности существующей системы защиты объекта

На последующем этапе производится количественная оценка уязвимости существующей системы защиты объекта.

Количественная оценка уязвимости объекта и эффективности системы защиты объекта, производится по имеющейся на предприятии компьютерной методике анализа уязвимости и оценки эффективности систем охраны особо важных объектов.

При анализе учитываются прогнозируемые угрозы и модель исполнителей угроз (нарушителей), вероятности обнаружения нарушителя с помощью технических средств, варианты тактики ответных действий сил охраны, временные параметры (времена задержки преодоления нарушителем физических барьеров, время ответных действий сил охраны и др.).

По этой методике в наглядной форме, путем моделирования на ПЭВМ процесса действий нарушителей и сил охраны, производится оценка основного показателя эффективности системы защиты объекта - вероятности перехвата нарушителя силами охраны, действующими по сигналу срабатывания комплекса ИТСО.

Разработка общих рекомендаций по обеспечению безопасности объекта

По результатам анализа уязвимости разрабатываются общие рекомендации по обеспечению безопасности объекта с ориентировочной оценкой стоимости создания предлагаемой системы защиты объекта. При этом сравнивается ориентировочная стоимость предотвращаемого ущерба (Спу) и затрат на создание предлагаемой системы защиты объекта (Ссфз).

Обязательным критерием целесообразности внедрения системы защиты объекта в систему охраны объекта является выполнение условия неравенства:

$$Спу > Ссфз$$

Разработка технико-экономического обоснования создания системы защиты объекта и комплекса ИТСО

С целью достижения оптимального уровня защиты, защищаемые предметы и подобъекты классифицируются по важности (значимости) на категории безопасности. В качестве критерия классификации обычно используется характер или масштаб возможного ущерба в случае реализации основных угроз безопасности данному объекту.

Для подобъектов высшей категории безопасности должен быть установлен максимальный уровень защищенности. Основными последующими задачами концептуального проектирования являются:

- Разработка структуры системы защиты объекта и вариантов построения комплекса ИТСО объекта с оценкой стоимости их реализации.
- Количественная оценка уязвимости предлагаемой системы защиты объекта с различными вариантами структуры комплекса ИТСО и выбор оптимального варианта комплекса по критерию "эффективность - стоимость" (максимум эффективности при минимуме затрат).

От успешного проведения работ на стадии "Концептуального проекта" зависит оптимальность будущих проектно-технических решений. Именно на этой стадии с использованием методов системного анализа и моделирования происходит обоснование и выбор оптимальной структуры и состава системы защиты объекта и комплекса ИТСО по критерию "эффективность - стоимость".

Сравнительная количественная оценка эффективности вариантов комплекса ИТСО позволяет на начальной (допроектной) стадии выбрать оптимальный вариант комплекса,

обладающий достаточно высокой эффективностью при минимальных затратах на его создание и внедрение в систему охраны объекта.

Такой подход позволяет избежать серьезных ошибок в рабочем проекте, а следовательно, и излишних затрат на возможную доработку системы при ее эксплуатации.

Результаты работы этой стадии являются основной составной частью "Концепции..." или технико-экономического обоснование (ТЭО) создания комплекса ИТСО объекта (или группы объектов) и используются в качестве исходных данных для разработки технического задания на рабочее проектирование оборудования объектов комплексами ИТСО.

Результаты работы оформляются в виде ТЭО, которое содержит все необходимые сведения по концепции безопасности, структуре и составу системы защиты объекта и комплекса ИТСО, количественной оценке уязвимости объекта и эффективности существующей и предлагаемой системы защиты объекта, ожидаемые тактико-техно-экономические показатели комплекса ИТСО. В ТЭО приводятся также рекомендации по организации оперативных действий сил охраны с применением комплекса ИТСО, ориентировочный расчет необходимой численности технического персонала для обслуживания комплекса, необходимой численности сил охраны, а также стоимости всех этапов работ по оборудованию объекта предлагаемым комплексом ИТСО.

Этот документ может быть использован службой безопасности заказчика в качестве руководства по организации системы защиты объекта и планированию работ по оборудованию объекта (объектов) комплексом ИТСО или его подсистемами.

Заключение

Создание эффективных систем безопасности важных объектов не может базироваться на довольно часто применяемом на практике принципе "разумной достаточности", а требует комплексного научного подхода.

Проектирование интегрированных систем физической безопасности важных объектов целесообразно проводить в две стадии:

- концептуальное (системное) проектирование;
- рабочее проектирование.

Проведение анализа уязвимости и количественной оценки эффективности системы защиты объекта объекта позволяет на ранней стадии проектирования выбрать оптимальный вариант комплекса ИТСО по критерию "эффективность-стоимость".

10.3 Мероприятия по охране почво-растительного покрова и животного мира

Проведение работ по ликвидации последствий недропользования на месторождении окажет определенное воздействие на почвы. В целях защиты почв от воздействия работ предусматривается ряд природоохранных мер.

Комплекс природоохранных мероприятий по защите земельных ресурсов и восстановлению земельного участка в процессе ликвидации включает в себя:

- сооружение систем накопления и хранения отходов ликвидации последствий недропользования в места их организованного сбора;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов.

Для снижения негативного воздействия проводимых работ на почвенно-растительный покров и животный мир на территории месторождения разработаны следующие мероприятия:

- запрет на движение транспорта вне площадки и дорог;
- использование экономичного и экологического оборудования;
- своевременное проведение технического обслуживания и проверки автотранспорта и оборудования, ремонтных работ;
- сбор и безопасная для окружающей среды утилизация всех категорий сточных вод и отходов;
- перевозка жидких и твердых отходов, а также ГСМ в герметичных специальных контейнерах, исключающих возможность загрязнения окружающей среды во время их транспортировки или в случае нештатной ситуации (аварии) транспортного средства;
- обеспечение недопустимости залповых сбросов сточных вод на рельеф местности или водные объекты;
- организация и проведение работ по мониторингу качества окружающей среды;
- разработка плана ликвидации аварийных ситуаций;
- проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений РК и т.д.

В целом принятые мероприятия должны минимизировать негативное воздействие в процессе ликвидации объектов недропользования на почвенно-растительный покров и животный мир прилегающих территорий.

Мероприятиями по охране растительного и животного мира при проведении работ по ликвидации последствий недропользования при проведении добычи на месторождении, предусматриваются:

- профилактические меры по сохранению растительного и животного мира;

- обязательное проведение компенсационных мероприятий;
- экологическое обучение персонала;
- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных;
- трассы перетаскивания установок необходимо совместить с другими, ранее проложенными трассами, по территории, наименее чувствительной к техногенным нарушениям;
- захоронение промышленных и хозяйственно-бытовых отходов производить только на специально оборудованных полигонах;
- организация и проведение мониторинговых работ.

10.4 Мероприятия по пожарной безопасности

Основная задача противопожарных мероприятий – предотвращение пожаров или ограничение распространения их в случае возникновения.

Причинами возникновения пожаров на промышленных объектах являются:

- неосторожное обращение с огнем во время проведения сварочных работ;
- работа на неисправном электрогазосварочном оборудовании;
- самовоспламенение горючих веществ при неправильном их хранении;
- замазученность и захламленность территории строительными материалами и т.д.

Поэтому основным средством по предупреждению пожаров является инструктаж работающих и точное соблюдение правил и требований пожарной безопасности.

Выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания выводят на расстояния не менее 15 м от устья скважины, оборудуют глушителями и искрогасителями. Склад ГСМ должен располагаться не ближе 40 м от площадки. Не разрешается хранение топливных ресурсов и обтирочного материала внутри помещения. В зимний период необходимо принимать меры против замерзания топлива.

Для обеспечения тушения пожаров, задействованные работами бригады, обеспечиваются пожарным инвентарем и подручными средствами: ломы, баграми, ящиками с песком, ведрами, брезентовыми покрывалами, пожарными рукавами, помпами и огнетушителями.

На территории площадки необходимо наличие противопожарного запаса воды в объеме не менее 50 м³.

10.5 Безопасность населения и персонала

1. При проведении работ по ликвидации последствий недропользования при проведении добычи на месторождении должно быть обеспечено выполнение предусмотренных законодательством правил и норм по безопасному ведению работ, а также проведение мероприятий по предупреждению и ликвидации аварий, несчастных случаев и профессиональных заболеваний.

2. Запрещается проведение работ, если они представляют опасность для жизни и здоровья людей.

3. Государственный контроль за соблюдением правил и норм по технической безопасности и промышленной санитарии при проведении работ по ликвидации последствий недропользования на месторождении осуществляется уполномоченным органом по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору и уполномоченным органом по санитарно-эпидемиологическому надзору.

4. Основными требованиями по обеспечению безопасного проведения работ по ликвидации последствий недропользования при проведении добычи на месторождении являются:

- допуск к работам лиц, прошедших предварительный периодический медицинский осмотр в соответствии с действующим приказом Министерства здравоохранения Республики Казахстан, имеющих специальную подготовку и квалификацию, прошедших медицинское освидетельствование, лиц, имеющих соответствующее образование;

- обеспечение лиц, занятых при проведении ликвидационных работ специальной одеждой и средствами индивидуальной и коллективной защиты;

- применение машин, оборудования и материалов, соответствующих требованиям безопасности и санитарным нормам;

- проведение комплекса геологических, маркшейдерских и иных наблюдений, необходимых и достаточных для обеспечения технологического цикла работ и прогнозирования опасных ситуаций, своевременное определение и нанесение на планы горных работ опасных зон;

- своевременное пополнение технической документации и планов ликвидации аварий данными, уточняющими границы зон безопасного ведения работ;

- соблюдение проекта ликвидации последствий недропользования при проведении добычи на месторождении;

- осуществление специальных мероприятий по прогнозированию и предупреждению внезапных прорывов нефтепродуктов ;

- при возникновении непосредственной угрозы жизни и здоровью населения в зоне влияния операций по недропользованию руководители соответствующих организаций обязаны незамедлительно информировать об этом местные исполнительные органы;

- при возникновении угрозы жизни и здоровью населения в зоне влияния операций по ликвидации последствий недропользования при проведении добычи на месторождении, недропользователь обязан приостановить работы и не вправе возобновлять операции по ликвидации последствий недропользования без создания безопасных для здоровья и жизни населения условий и предотвращения возникшей угрозы. При невозможности принятия иных мер для предотвращения угрозы недропользователь вправе возобновить операции по ликвидации последствий недропользования только после переселения населения из опасных зон влияния операций по ликвидации последствий недропользования;

- недропользователи обслуживаются спасательными службами в соответствии с положением, утвержденным Правительством Республики Казахстан.

5. Должностные лица Подрядчика при возникновении непосредственной угрозы жизни и здоровью работников и/или населению обязаны немедленно приостановить работы и обеспечить транспортировку людей в безопасное место и проинформировать об этом Компетентный и местные исполнительные органы.

6. Подрядчик возмещает вред, причиненный здоровью гражданина при исполнении им договорных обязательств и трудовых обязанностей, в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Основное требование к проведению демонтажных работ – все работы должны быть регламентированы и согласованы с техническими службами и контролирующими органами. Для каждого вида работ составляется индивидуальный план с указанием ответственных лиц.

Все работы должны проводиться в соответствии с действующими нормативами по охране труда и промышленной безопасности.

Перед демонтажем оборудования производится полное отсекание разбираемого аппарата задвижками на входе и выходе, затем стравливание и продувка/промывка внутреннего объема.

Продукты промывки оборудования сбрасываются в дренажи и далее до мест утилизации.

При ликвидации последствий недропользования при проведении добычи на месторождении, выполняются работы по вывозу за территорию промысла резервуаров, буферных емкостей, мерников (АГЗУ), выкидных линий и т.д. после проведения

демонтажа их. Демонтаж вышеотмеченного оборудования сопровождается проведением огневых работ, в основном газорезкой металлов.

Перед проведением огневых работ в соответствии с утвержденным планом проводится подготовка рабочего места. Проводятся работы по устранению взрывоопасных концентраций в резервуарах, нефтепроводах и т.д. и в воздушной среде производственного помещения.

Для предупреждения взрывов паров и газов, а также легковоспламеняющихся жидкостей рекомендуется все свободные емкости, резервуары заполнять водой, инертном газом, паром или дымом с непрерывной подпиткой.

Перед началом огневых работ руководитель отмечает место резки оборудования, аппаратов или трубопроводов с помощью мела, биркой или наклейкой ленты. После выполнения мероприятий, предусмотренных «Планом проведения огневых работ», начальник ЦДН подписывает «Разрешение на проведение огневых работ».

Состояние воздушной среды на местах ведения огневых работ непрерывно контролируется путем отбора проб и их анализа.

«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 РК 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 или грузчика.

По незатронутым в настоящем проекте вопросам следует руководствоваться «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» и другими нормативными документами.

10.6 Санитарно-эпидемиологическая безопасность

В соответствии с законом РК «О санитарно – экологическом благополучии населения», осуществленная проектом оценка современного состояния санитарно – эпидемиологической обстановки рассматривается в разрезе санитарно – гигиенических условий проживания населения.

Напряженная санитарно – эпидемиологическая ситуация Атырауской области, определяемая дефицитом питьевой воды гарантированного качества, неудовлетворительное санитарно – техническое состояние водопроводов и их эксплуатация может привести к высокой заболеваемости населения вирусным гепатитом «А», острыми кишечными инфекциями.

Нейтрализация водного фактора передачи инфекционных заболеваний имеет большое значение на рассматриваемой территории, поскольку заболевания кишечной группы инфекций наносят здоровью населения и экономике региона существенный ущерб. Вероятность загрязнения мест водопользования возрастает на территориях, подтвержденных антропогенному воздействию.

Особую актуальность в изучаемом районе предоставляют природно–очаговые и паразитарные болезни (в том числе и особо опасные инфекции). В связи с освоением территории может увеличиваться миграция населения, а в условиях сохранения высокой численности грызунов (песчанок и т.п.), являющихся природным резервуаром чумы, не исключен риск возникновения заболеваний особо опасных инфекций (ООИ) на фоне эпизоотии среди грызунов.

Сохраняется сложная эпизоотологическая обстановка по чуме на территории Атырауской области. Данный район является эндемичной по чуме территорией, со своими сложившимися природными очагами, проявляющими постоянную активность в течение нескольких десятилетий. Основные эпизоотии чумы среди грызунов возникают при высокой плотности их расселения в природе и достаточной численности блох – переносчиков, а также при нарушении сложившегося стереотипа обитания, вызванного факторами беспокойства и разрушением мест обитания при перемещении грунта, движении транспорта и т.п.

Заражение человека может произойти при непосредственном контакте с грызунами, в частности, с теми, которые являются предметом охоты (сурки, суслики), при снятии шкур, разделки тушки заболевшего верблюда. Возможен путь заражения человека, при котором крысы – носители блох проникают в жилье человека, где блохи активно попадают на людей и заражают чумой.

Наличие на рассматриваемой территории природно–очаговых и паразитарных инфекций, в условиях усиливающейся миграции населения, требует проведения соответствующих санитарно – эпидемиологических и профилактических мероприятий, обеспечивающих ограничение природных резервуаров инфекций и их влияние на состояние здоровья населения на данной территории. В настоящее время ежегодно на месторождении проводятся дезинфекционные противоэпидемические мероприятия с привлечением организаций, имеющих лицензию на выполнение данных работ.

Основными противоэпидемическими мероприятиями являются:

- исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- инженерно–техническим работникам вменяется в обязанность организация и контроль санитарного просвещения персонала по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно–следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- обеспечение медленной (в первые часы) эвакуации больного с подозрением на особо опасную инфекцию;
- в связи с сезонной регистрацией чумы персонал, работающий на перемещении грунта, планировке, ремонтных работах, должен обеспечиваться защитной обувью (сапогами) и спецодеждой установленного типа;
- контроль за эпидемиологической обстановкой в районе месторождения и ежегодным взятием бактериологическим проб у животных – переносчиков особо опасных инфекций с привлечением специалистов противочумной станции и районной ветеринарной станции.

10.7 Мероприятия по радиационной безопасности персонала и населения

Все природные органические соединения являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление в газе, газовом конденсате, нефти, пластовых водах и их коллекторах является естественным геохимическим процессом.

В этой связи конденсат и образующиеся со временем донные осадки необходимо рассматривать с позиции радиационной безопасности как минеральное сырье, содержащее радиоактивные вещества.

К радиоактивным отходам относятся: металлолом, соли с внутренней поверхности труб, грунт в местах массивированных изливов пластовой воды, отработавшие источники ИИ.

При работе с радиоактивными отходами должны быть учтены все виды лучевого воздействия на персонал и население, предусмотрены защитные мероприятия, снижающие суммарную дозу от всех источников внешнего и внутреннего облучения до уровней, не превышающих предельно-допустимой дозы (ПДД), или предела для соответствующей категории облучаемых лиц.

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением действующих Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности", утвержденных приказом и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 года № 261, «Основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений» (ОСП-72/87).

Работы по ликвидации последствий недропользования при проведении добычи на месторождении предусматривается проводить в строгом соответствии с «Правилами организации сбора, хранения и захоронения радиоактивных отходов и отработавшего ядерного топлива», утвержденными Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 8 февраля 2016 года № 39; «Санитарными правилами "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности", утвержденными приказом и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 года № 261;

Согласно указанным документам предусмотрены следующие работы:

- проведение замеров радиационного фонда на территории месторождения;
- проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности;
- эффективная доза облучения природными источниками для всех работников не должна превышать 5 мЗв в год (любые профессии производства).

При оценке радиационной ситуации надо использовать существующие нормативные документы - Нормы радиационной безопасности (НРБ-96) и Критерии принятия решений (КПР-97). При обнаружении участков возможного радиоактивного техногенного загрязнения МЭД гамма-излучения более 60 мкР/час вопросы радиационной безопасности должны решаться в соответствии с директивным письмом министерства геологии № 5-7/4094 от 21 октября 1991 года – «Рекомендации по обеспечению радиационной безопасности при работе с нефтью».

Работающий персонал должен быть обеспечен спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Ответственность за готовность к применению средств индивидуальной защиты несет технический руководитель организации, за правильность их использования непосредственно на месте проведения работ – исполнитель работ.

В соответствии с законом РК «О радиационной безопасности населения» статья 10, производство, обработка, применение, хранение, транспортирование источников ионизирующих излучений, переработка и обезвреживание радиоактивных отходов осуществляется с разрешения и под контролем Государственного санитарного надзора, которым предоставляется вся информация, необходимая для оценки возможной радиационной опасности для персонала и населения и санитарного состояния соответствующего учреждения.

Сбор радиоактивных отходов на предприятии должен производиться непосредственно на местах их образования и включать в себя сбор отходов, временное хранение, удаление и обезвреживание.

10.8 Мероприятия по охране подземных вод

Водных объектов с постоянным стоком на территории месторождения нет.

С целью дальнейшего снижения отрицательного воздействия на подземные воды и предотвращение неблагоприятных экологических последствий рекомендуется проведение мероприятий, включающих профилактические работы, обеспечивающие безаварийную работу оборудования. Особое внимание при этом должно быть обращено на оборудование, которое аккумулирует значительное количество сырья – трубопроводы и технологические емкости.

Основными мероприятиями по снижению негативной нагрузки на подземные воды является планировка и устройство технологических объектов с целью предотвращения загрязнения поверхностного стока и подземных вод, а также гидроизоляция объектов с обустройством противодиффузионных экранов.

При проведении работ по ликвидации последствий недропользования при проведении добычи на месторождении выполняются мероприятия, обеспечивающие минимальное воздействие и рациональное использование водных ресурсов:

- соблюдение природоохранных требований и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов Общества;
- контроль за объемом водопотреблением и водоотведением объектов;
- сбор и безопасная для окружающей среды утилизация всех категорий сточных вод и отходов;
- перевозка жидких и твердых объектов, а также ГСМ в герметичных специальных контейнерах, исключающих возможность загрязнения окружающей среды во время их транспортировки или в случае аварии транспортного средства;
- обеспечение недопустимости залповых сбросов вод на рельеф местности;
- организация и проведение работ по мониторингу качества подземных вод;
- разработка Плана ликвидации аварийных ситуаций;
- проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений РК и т.д.

В целом принятые решения по охране подземных вод отвечают требованиям водоохранного законодательства РК.

10.9 Мероприятия по снижению воздействия на поверхностные и подземные воды

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

- выбор местоположения загрязняющего объекта, при котором его отрицательное воздействие на окружающую среду и грунтовые воды, в частности, будет минимальным;
- оценка воздействия проектируемого объекта на грунтовые воды и окружающую среду;
- изучение защищенности грунтовых вод;
- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- 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. Поэтому в охране подземных вод важное значение имеют профилактические мероприятия.

10.10 Мероприятия по охране недр

Мероприятия по охране недр в процессе проведения работ по ликвидации последствий недропользования при проведении добычи на месторождении предусматривают:

- обеспечение полноты достоверной оценки состояния объектов недропользования 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 водопринимающие пласты в скважинах;
- разработку мероприятий по предупреждению осложнений в процессе проведения ремонтно-изоляционных работ, если таковые появятся.

10.11 Мероприятия по защите окружающей среды от негативного действия отходов

На предприятии предусматривается ряд мер по предупреждению и смягчению негативного воздействия отходов на окружающую среду:

- все промышленные предприятия несут ответственность за сбор и утилизацию отходов согласно требований РК в области ТБ и ООС;
- использование экономичного и экологического оборудования;
- проведение рекультивационных работ нарушенных территорий;
- сбор и безопасная для окружающей среды утилизация всех категорий сточных вод и отходов;
- своевременное проведение технического обслуживания и проверки автотранспорта и оборудования, ремонтных работ;
- организация и проведение работ по мониторингу качества окружающей среды;
- разработка плана ликвидации аварийных ситуаций;
- проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений РК и т.д.

В целом принятые мероприятия должны минимизировать негативное воздействие в процессе проведения работ по ликвидации последствий недропользования на почвенно-растительный покров от негативного воздействия отходов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**а) Опубликованная литература**

1. Правительство РК Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК
2. Правительство РК Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200 «Об утверждении Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана»
3. Правительство РК Экологический кодекс Республики Казахстан от 02.01.2021г №400-VI ЗРК
4. Правительство РК Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» от 02.09.2015г. №342-V
5. Правительство РК Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 «Об утверждении Правил устройства электроустановок»
6. Правительство РК Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 358 «Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением»
7. Правительство РК Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 359 «Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов»
8. Правительство РК Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 8 февраля 2016 года № 39 «Об утверждении Правил организации сбора, хранения и захоронения радиоактивных отходов и отработавшего ядерного топлива»
9. Правительство РК СП РК 2.04-104-2012 «Естественное и искусственное освещение» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.08.2018 г.)
10. Правительство РК Закон Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения» от 23.04.1998г №219-1
11. Правительство РК Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 «Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр»
12. Правительство РК «Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов». Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 16 марта 2015 года № 209.

13. Правительство РК Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов». Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 237.
14. Правительство РК Земельный кодекс Республики Казахстан от 20.06.2003г
15. Правительство РК Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 9 июля 2004г №593-П
16. Правительство РК РД «Методические указания по проведению анализа разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений» г.Астана, 2018г.
17. Правительство РК СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений» (
18. Правительство РК СН РК 2.01-01-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии»
19. Республиканский нормативный документ «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» 211.2.01.01-97, г. Астана, 2005г;
20. Совет министров СССР «Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» ВСН 39-86, утвержденная приказом Миннефтепрома СССР №443 от 06.08.1986 г, приказом Мингазпрома СССР №275 от 04.12.1986 г, приказом Мингео СССР №705 от 31.12.1986 г, г. Москва, 1986г;
21. МНП СССР «Сборник сметных норм времени на испытание нефтяных, газовых, газоконденсатных, гидрогеологических объектов в разведочных, опорных, параметрических, поисковых скважинах и освоение объектов эксплуатационных скважинах», утвержденный 1-м Зам. министра МНП СССР от 05.10.1984г, ВНИИОЭНГ, г. Москва, 1985г
22. Межгосударственный комитет Межгосударственный стандарт ГОСТ 1581-96 «Портландцементы тампонажные. Технические условия». Введен в действие постановлением Госстроя РФ №18-31 от 10.04.1998г, г. Москва, 1998г;
23. МНП СССР ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти», утвержденный Приказом МНП СССР №60 от 23.01.1981г, г. Москва, 1981г;
24. Совет министров СССР «Ведомственные нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» (ВНТП 3-85), утвержденные приказом Министерства нефтяной промышленности №32 от 10.01.1986 г по согласованию с Госстроем СССР и ГКНТ СССР (письмо от 16.12.85 №45-1107 с изменением №1, утвержденным и введенным в действие МНП СССР от 19.04.1989г №201, г. Москва, 1989г;

25. Совет министров СССР «Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений» (ОСП 72/87), утвержденные Главным государственным санитарным врачом СССР от 26.08.1987г, г. Москва, «Атомиздат», 1987г;
26. Лысенко В.Д. «Разработка нефтяных месторождений (проектирование и анализ)», г. Москва, «Недра», 2003г;
27. Лысенко В.Д. «Инновационная разработка нефтяных месторождений», г. Москва, «Недра», 2000г;
28. Ш.К. Гиматулинов «Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений», г. Москва, «Недра», 1983г;
29. ВНИИ «Методическое руководство по определению начальных извлекаемых запасов нефти в залежах, находящихся на поздней стадии разработки», г. Москва, 1984г;

б) Фондовая литература

30. Думчев П.А., Попова М.К., Жегулин Н.П. и др. Подсчет запасов нефти и газа по месторождению Байчунас Макатского района Гурьевской области Казахской ССР, ЦНИЛ, г. Гурьев, 1962г;
31. Амиртаев М.А., Бисенгалиева Г.Т. и др. Анализ разработки и пересчет запасов статистическими методами по апт-неокомскому и неокомскому горизонтам месторождения Восточный Байчунас (Основное поле) по состоянию на 01.01.1983г. ЦНИЛ, г. Гурьев, 1983г;
32. Амиртаев М.А., Ескалиев У.Е. и др. Проект доработки месторождения Байчунас, ЦНИЛ, г. Гурьев, 1990г;
33. Пересчет начальных извлекаемых запасов нефти и коэффициента извлечения неокомского и среднеюрского горизонтов участка Южный Байчунас месторождения Байчунас. ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2004г;
34. Нурбаев С.Т., Калмуратова Б.А. и др. «Анализ разработки месторождения Байчунас» ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2007г;
35. Пересчет начальных извлекаемых запасов и коэффициента нефтеизвлечения I, II, III верхнеальбских горизонтов месторождения Байчунас, г. Атырау, 2008г;
36. Ерубаетова К.Д., Накесова К.К., Каржауова К.Б. и др. Пересчет запасов нефти месторождения Байчунас Атырауской области Республики Казахстан, ТОО «КазНИГРИ», г. Атырау, 2013г;
37. Каирбеков С.Б., Мухтанов Б.М. и др. «Анализ разработки месторождения Байчунас» ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2015г;
38. Хажитов В.З., Базарова Г.М., Жубанова Н.Б. и др. «Анализ разработки месторождения Байчунас» ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2017г.
39. Мухтанов Б.М., Жубанова Н.Б. и др. Проект разработки месторождения Байчунас, Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2019г.

ПРИЛОЖЕНИЯ



ЛИЦЕНЗИЯ

20.12.2021 года

21033641

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Дінмұхамед Қонаев, здание № 8

БИН: 140340010451

(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

Проектная деятельность

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

I категория

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Государственное учреждение "Управление контроля и качества городской среды города Нур-Султан". Акимат города Нур-Султан.

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

Доскулов Даулет Боранбаевич

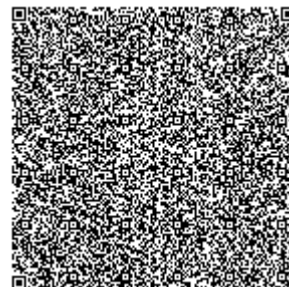
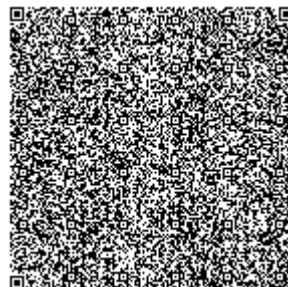
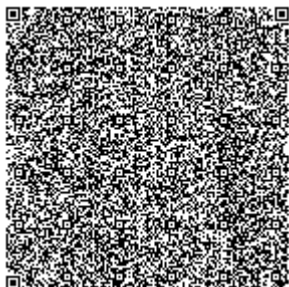
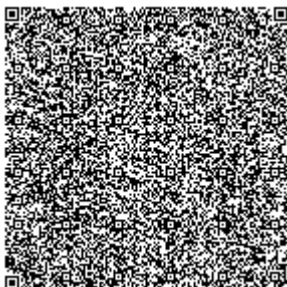
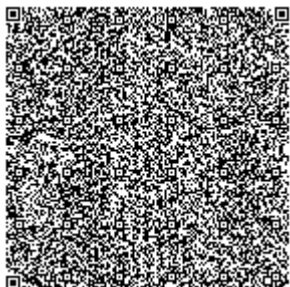
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 30.05.2003

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

г.Нур-Султан





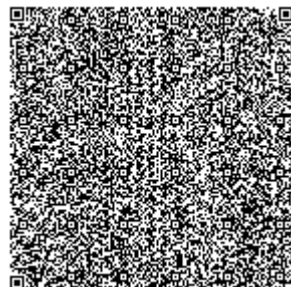
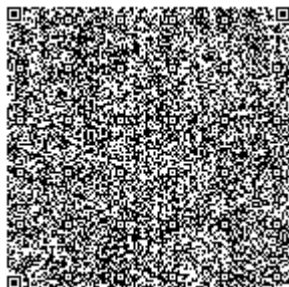
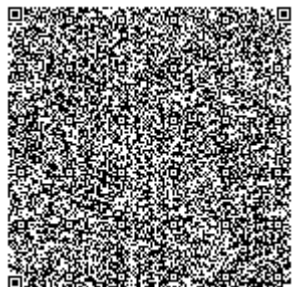
ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 21033641

Дата выдачи лицензии 20.12.2021 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов строительства) объектов производственного назначения, в том числе:
 - Для подъемно-транспортных устройств и лифтов
 - Для тяжелого машиностроения
 - Для энергетической промышленности
- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов строительства) зданий и сооружений жилищно-гражданского назначения, в том числе:
 - Для транспортной инфраструктуры (предназначенной для непосредственного обслуживания населения) и коммунального хозяйства (кроме зданий и сооружений для обслуживания транспортных средств, а также иного производственно-хозяйственного назначения)
 - Для дошкольного образования, общего и специального образования, интернатов, заведений по подготовке кадров, научно-исследовательских, культурно-просветительских и зрелищных учреждений, предприятий торговли (включая аптеки), здравоохранения (лечения и профилактики заболеваний, реабилитации и санаторного лечения), общественного питания и бытового обслуживания, физкультурно-оздоровительных и спортивных занятий, отдыха и туризма, а также иных multifunctional зданий и комплексов с помещениями различного общественного назначения
- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов транспортного строительства), включающее:
 - Автомобильные дороги всех категорий
- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов строительства) объектов инфраструктуры транспорта, связи и коммуникаций, в том числе по обслуживанию:
 - Общереспубликанских и международных линий связи (включая спутниковые) и иных видов телекоммуникаций
 - Местных линий связи, радио-, телекоммуникаций
 - Внутригородского и внешнего транспорта, включая автомобильный, электрический, железнодорожный и иной рельсовый, воздушный, водный виды транспорта
- Архитектурное проектирование для зданий и сооружений первого или второго и третьего уровней ответственности (с правом проектирования для архитектурно-реставрационных работ, за исключением научно-реставрационных работ на памятниках истории и культуры), в том числе:
 - Генеральных планов объектов, инженерной подготовки территории, благоустройства и организации рельефа
- Градостроительное проектирование (с правом проектирования для градостроительной реабилитации районов исторической застройки, за исключением научно-реставрационных работ на памятниках истории и культуры) и планирование, в том числе разработка:





ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

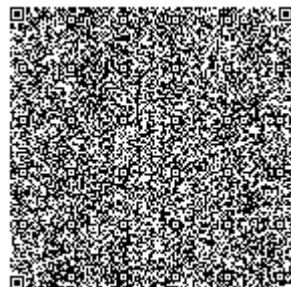
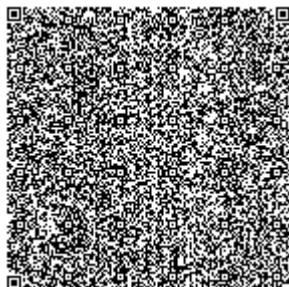
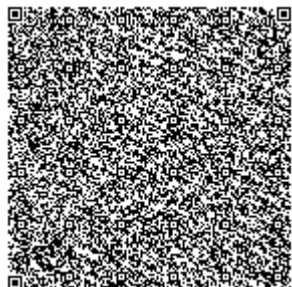
Номер лицензии 21033641

Дата выдачи лицензии 20.12.2021 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Градостроительное проектирование (с правом проектирования для градостроительной реабилитации районов исторической застройки, за исключением научно-реставрационных работ на памятниках истории и культуры) и планирование, в том числе разработка:

- Схем газоснабжения населенных пунктов и производственных комплексов, располагаемых на межселенных территориях
- Схем канализации населенных пунктов и производственных комплексов, включая централизованную систему сбора и отвода бытовых, производственных и ливневых стоков, размещение головных очистных сооружений, испарителей и объектов по регенерации стоков
- Схем телекоммуникаций и связи для населенных пунктов с размещением объектов инфраструктуры и источников информации
- Схем электроснабжения населенных пунктов с размещением объектов по производству и транспортировке электрической энергии в системе застройки, а также электроснабжения производственных комплексов, располагаемых на межселенных территориях
- Схем развития транспортной инфраструктуры населенных пунктов (улично-дорожной сети и объектов внутригородского и внешнего транспорта, располагаемых в пределах границ населенных пунктов) и межселенных территорий (объектов и коммуникаций внешнего транспорта, располагаемых вне улично-дорожной сети населенных пунктов)
- Планировочной документации (комплексных схем градостроительного планирования территорий - проектов районной планировки, генеральных планов населенных пунктов, проектов детальной планировки и проектов застройки районов, микрорайонов, кварталов, отдельных участков)
- Схем водоснабжения населенных пунктов с размещением источников питьевой и (или) технической воды и трассированием водоводов, а также схем водоснабжения производственных комплексов, располагаемых на межселенных территориях
- Схем теплоснабжения населенных пунктов с размещением объектов по производству и транспортировке тепловой энергии в системе застройки, а также теплоснабжения производственных комплексов, располагаемых на межселенных территориях
- Проектирование инженерных систем и сетей, в том числе:
 - Систем внутреннего и наружного электроосвещения, электроснабжения до 0,4 кВ и до 10 кВ
 - Электроснабжения до 35 кВ, до 110 кВ и выше
 - Магистральные нефтепроводы, нефтепродуктопроводы, газопроводы (газоснабжение среднего и высокого давления)
 - Внутренних систем отопления (включая электрическое), вентиляции, кондиционирования, холодоснабжения, газификации (газоснабжения низкого давления), а также их наружных сетей с вспомогательными объектами
 - Внутренних систем водопровода (горячей и холодной воды) и канализации, а также их наружных





ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 21033641

Дата выдачи лицензии 20.12.2021 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Проектирование инженерных систем и сетей, в том числе:

сетей с вспомогательными объектами

- Внутренних систем слаботочных устройств (телефонизации, пожарно-охранной сигнализации), а также их наружных сетей

- Строительное проектирование (с правом проектирования для капитального ремонта и (или) реконструкции зданий и сооружений, а также усиления конструкций для каждого из указанных ниже работ) и конструирование, в том числе:

- Металлических (стальных, алюминиевых и из сплавов) конструкций

- Бетонных и железобетонных, каменных и армокаменных конструкций

- Оснований и фундаментов

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Дінмұхамед Қонаев, здание № 8, БИН: 140340010451

(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

Мангистауская область, город Актау, микрорайон 6, здание №2, Атырауская область, город Атырау, аульный округ Геолог, промышленная зона Телемунара, строение 4А.

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

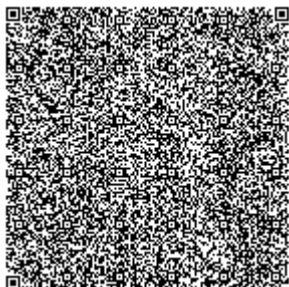
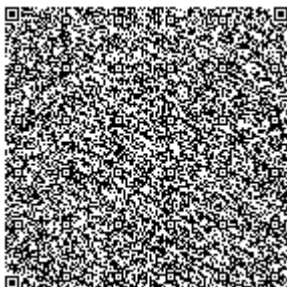
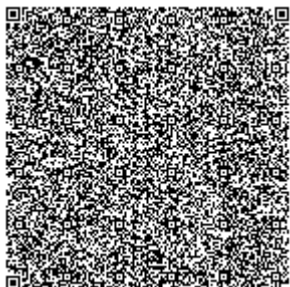
I категория

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

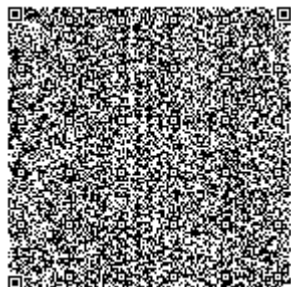
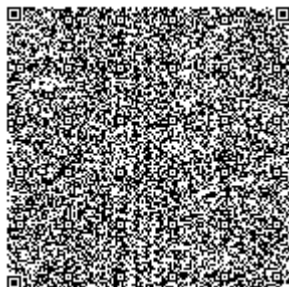
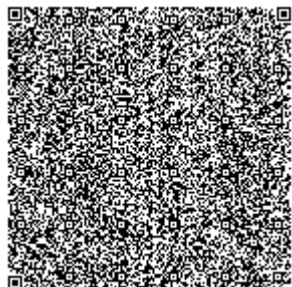
Лицензиар

Государственное учреждение "Управление контроля и качества городской среды города Нур-Султан". Акимат города Нур-Султан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)



Руководитель (уполномоченное лицо)	Доскулов Даулет Боранбаевич (фамилия, имя, отчество (в случае наличия))
Номер приложения	001
Срок действия	
Дата выдачи приложения	20.12.2021
Место выдачи	г.Нур-Султан
(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)	





ЛИЦЕНЗИЯ

21.12.2021 года

21033693

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Дінмұхамед Қонаев, здание № 8

БИН: 140340010451

(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 (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводороды), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере углеводородов

(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

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

Арымбек Құдайберген Берікұлы

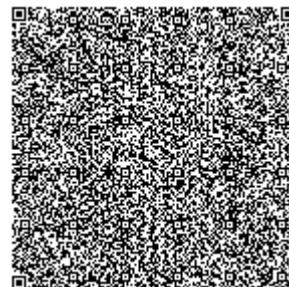
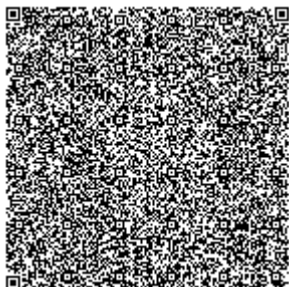
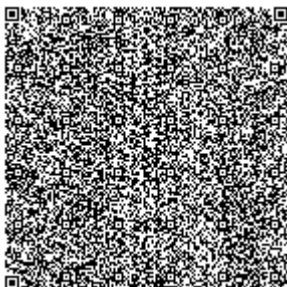
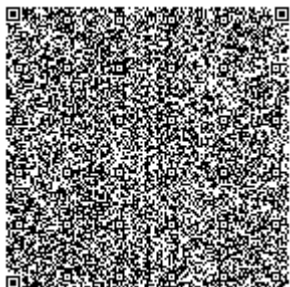
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 25.04.2013

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

г.Нур-Султан



**ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ****Номер лицензии 21033693****Дата выдачи лицензии 21.12.2021 год****Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности**

- Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородов
- Составление технологических регламентов для месторождений углеводородов
- Составление проектных документов для месторождений углеводородов

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат**Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"**

Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Дінмұхамед Қонаев, здание № 8, БИН: 140340010451

(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**Мангистауская обл., г. Актау, мкр. 35, зд. 6/1**

(местонахождение)

**Особые условия
действия лицензии**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар**Министерство энергетики Республики Казахстан**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)****Арымбек Құдайберген Берікұлы**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

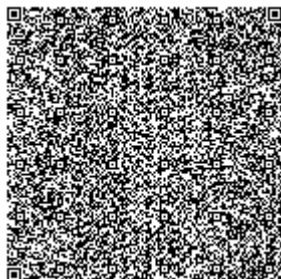
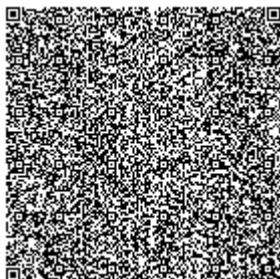
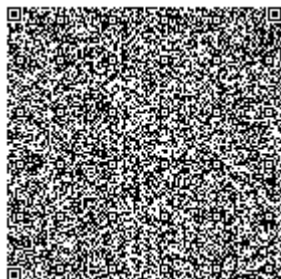
001

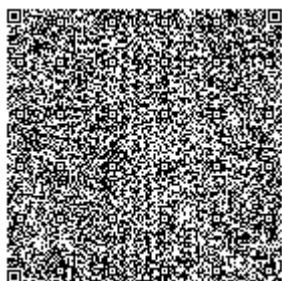
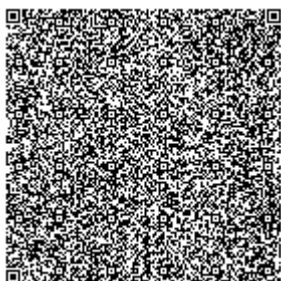
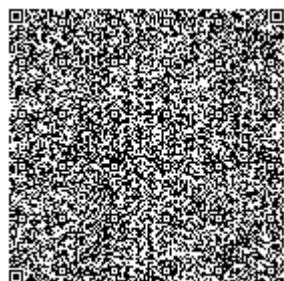
Срок действия**Дата выдачи
приложения**

21.12.2021

Место выдачи

г.Нур-Султан





**ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ****Номер лицензии 21033693****Дата выдачи лицензии 21.12.2021 год****Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности**

- Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородов
- Составление технологических регламентов для месторождений углеводородов
- Составление проектных документов для месторождений углеводородов

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат**Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"**

Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Дінмұхамед Қонаев, здание № 8, БИН: 140340010451

(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**Атырауская обл., г. Атырау, мкр. Нурсая, пр. Елорда, строение 10.**

(местонахождение)

**Особые условия
действия лицензии**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар**Министерство энергетики Республики Казахстан**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)****Арымбек Құдайберген Берікұлы**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

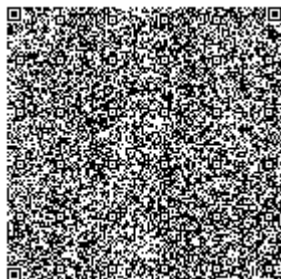
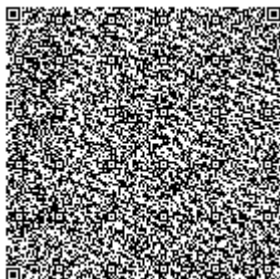
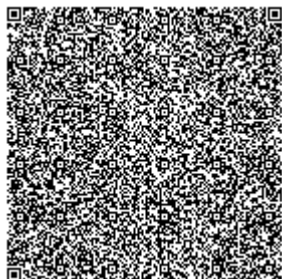
003

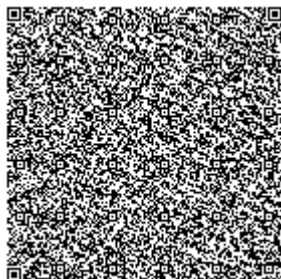
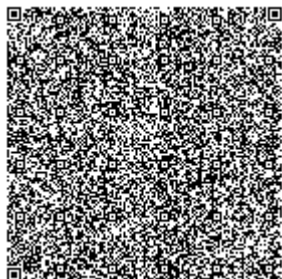
Срок действия**Дата выдачи
приложения**

21.12.2021

Место выдачи

г.Нур-Султан





**ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ****Номер лицензии 21033693****Дата выдачи лицензии 21.12.2021 год****Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности**

- Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородов
- Составление технологических регламентов для месторождений углеводородов
- Составление проектных документов для месторождений углеводородов

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат**Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"**

Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Дінмұхамед Қонаев, здание № 8, БИН: 140340010451

(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. Нур-Султан, р-н Есиль, ул. Дінмұхамед Қонаева, здание 8, Z05H9E8.**

(местонахождение)

**Особые условия
действия лицензии**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар**Министерство энергетики Республики Казахстан**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)****Арымбек Құдайберген Берікұлы**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

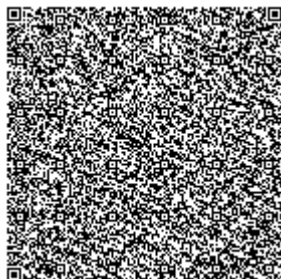
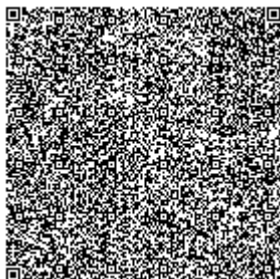
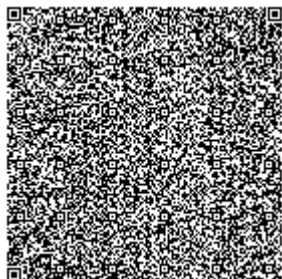
002

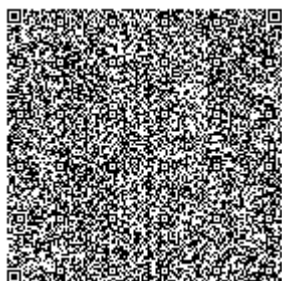
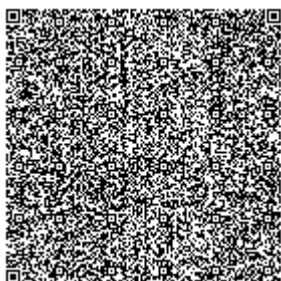
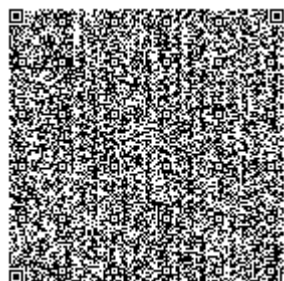
Срок действия**Дата выдачи
приложения**

22.12.2021

Место выдачи

г.Нур-Султан







ЛИЦЕНЗИЯ

15.12.2021 года

02354P

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Дінмұхамед Қонаев, здание № 8

БИН: 140340010451

(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

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(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

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

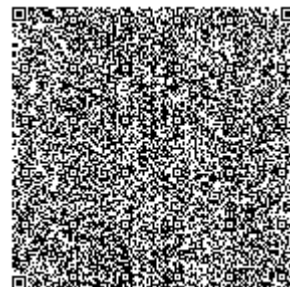
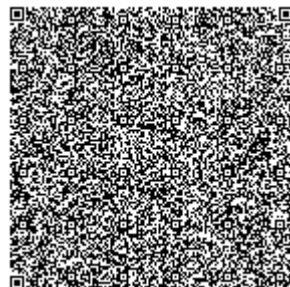
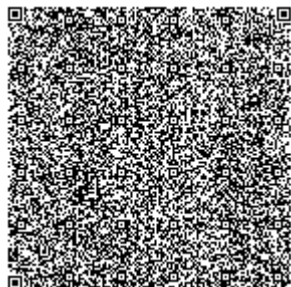
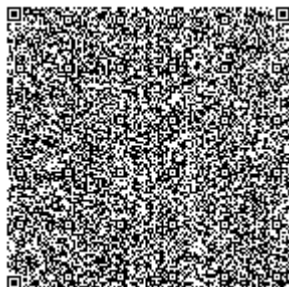
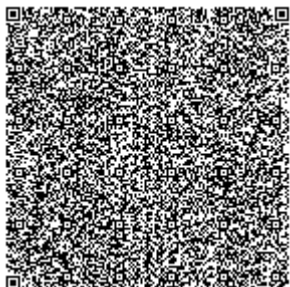
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 16.01.2015

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

г.Нур-Султан



**ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ****Номер лицензии 02354Р****Дата выдачи лицензии 15.12.2021 год****Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности**

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат**Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"**

Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Дінмұхамед Қонаев, здание № 8, БИН: 140340010451

(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

(местонахождение)

**Особые условия
действия лицензии**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)****Абдуалиев Айдар Сейсенбекович**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

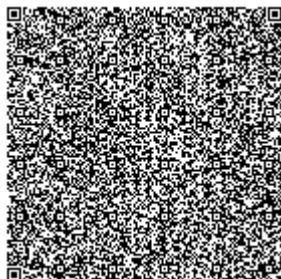
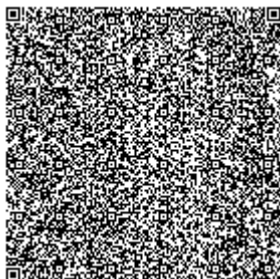
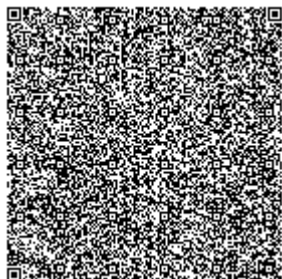
001

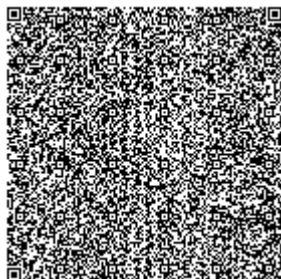
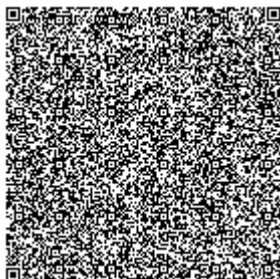
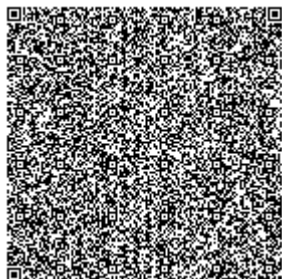
Срок действия**Дата выдачи
приложения**

15.12.2021

Место выдачи

г.Нур-Султан





ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ "КАЗГОСНЕДРА"

ГОРНЫЙ ОТВОД

Выдан Акционерному обществу "Эмбаунайгаз" на пользование недрами на добычу углеводородного сырья на нефтяном месторождении Байчунас.

Горный отвод расположен в Макатском районе Атырауской области в пределах блока XXVI-13-С и обозначен на прилагаемом топографическом плане угловыми точками:

1 контур

1. 47°16'05" с.ш 52°40'00" в.д
2. 47°16'30" с.ш 52°40'30" в.д
3. 47°16'05" с.ш 52°41'00" в.д
4. 47°15'50" с.ш 52°41'05" в.д

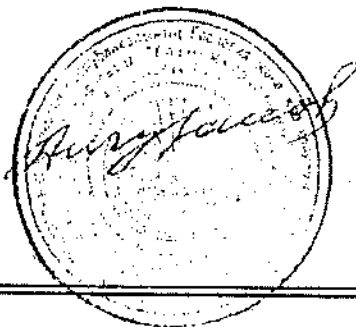
2 контур

5. 47°14'10" с.ш 52°55'20" в.д
6. 47°14'40" с.ш 52°55'50" в.д
7. 47°14'55" с.ш 52°57'05" в.д
8. 47°13'30" с.ш 52°57'55" в.д
9. 47°13'05" с.ш 52°57'55" в.д
10. 47°13'05" с.ш 52°57'10" в.д
11. 47°14'00" с.ш 52°57'10" в.д

Площадь горного отвода, обозначенного на прилагаемом топографическом плане угловыми точками, составляет 577 га (пятьсот семьдесят семь гектара).

„1“ декабря 1995 г.

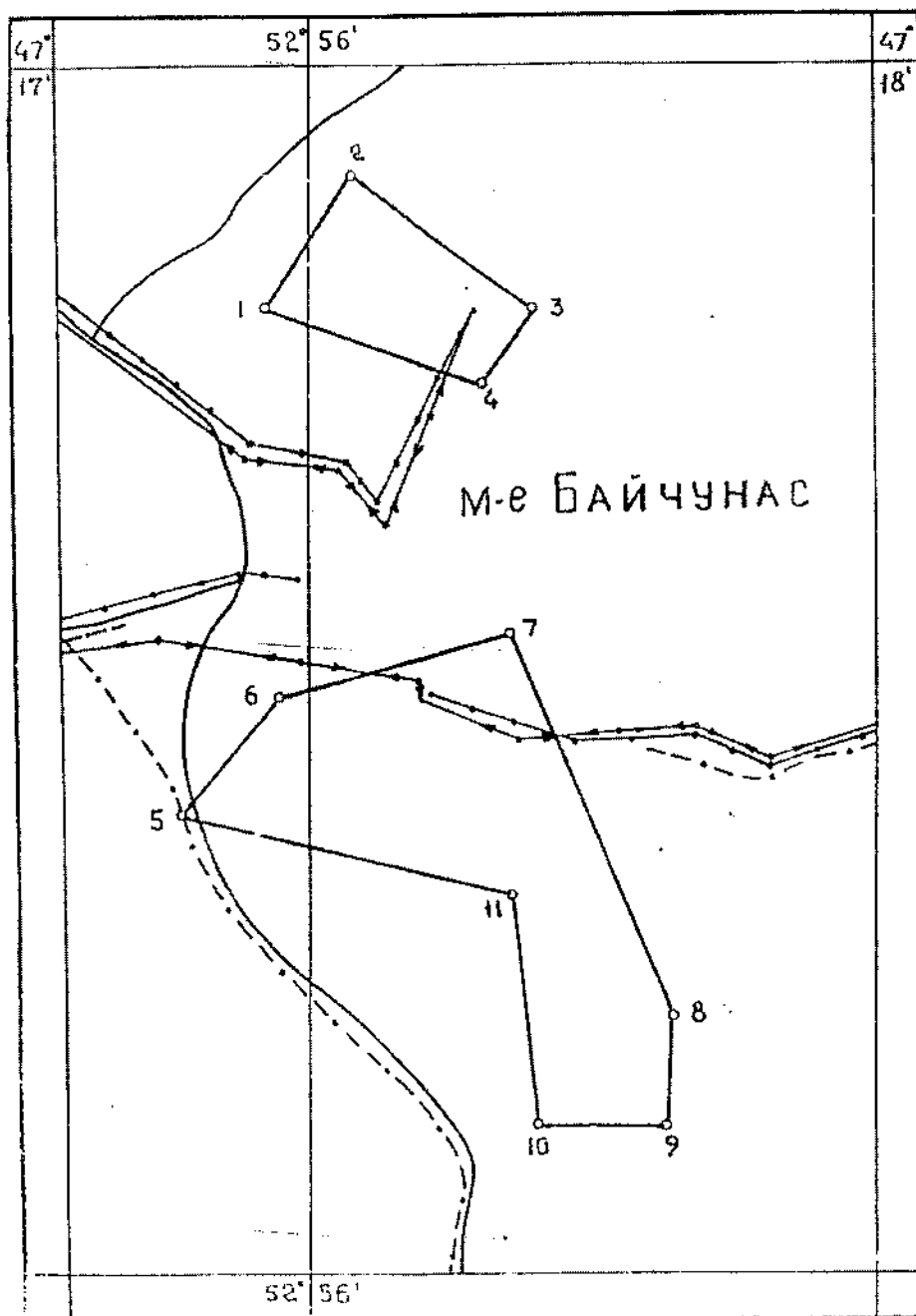
Первый заместитель
Начальника
Главного управления
минеральных ресурсов
"Казгоснедра"



О.А.Акчулаков

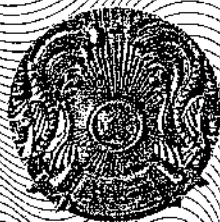
КАРТОГРАММА
ГОРНОГО ОТВОДА
МЕСТОРОЖДЕНИЯ БАЙЧУНАС
(МАКАТСКИЙ РАЙОН АТЫРАУСКОЙ ОБЛАСТИ)

Масштаб 1:50000


29

узастоқ Северо-Западный

Баҳшонас № 11



УАҚЫТША (УЗАҚ МЕРЗІМДІ,
ҚЫСКА МЕРЗІМДІ) ӨТЕУЛІ ЖЕР ПАЙДАЛАНУ
(ЖАЛҒА АЛУ) ҚҰҚЫҒЫН БЕРЕТІН

АКТ

НА ПРАВО ВРЕМЕННОГО ВОЗМЕЗДНОГО
(ДОЛГОСРОЧНОГО, КРАТКОСРОЧНОГО)
ЗЕМЛЕПОЛЬЗОВАНИЯ (АРЕНДЫ)

№0002446

Жер учаскесінің кадастрлық нөмірі - 04-064-005-161

Жер пайдаланушы - "ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру" акционерлік қоғамы, Астана қаласы, Алматы ауданы, Қабанбай батыр даңғылы, 20/1

Жер учаскесінің уақытша өтеулі жер пайдалану (жалға алу) құқығы - 13 жыл мерзімге

Жер учаскесінің алаңы - 19,82 га.

Жер учаскесін мақсатты тағайындау - газ және мұнай өндіру үшін

Жер учаскесін пайдаланудағы шектеулер мен ауыртпалықтар - жоқ, жер учаскесі арқылы көлікпен жүріп өту құқығы

Жер учаскесінің бөлінуі - бөлінеді

Актінің берілу негізі - Мақат ауданы әкімінің 2003 жылғы 22 қаңтардағы № 14 шешімі; 2004 ж. 28 ақпандағы №1 "Ембімұнайгаз" және "Өзенмұнайгаз" ААҚ "ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру" АҚ біріктіру шарты

Кадастровый номер земельного участка - 04-064-005-161

Землепользователь - Акционерное общество "Разведка Добыча "КазМунайГаз", г. Астана, район Алматы, пр. Кабанбай батыра, 20/1

Право временного возмездного землепользования (аренды) на земельный участок сроком на - 13 лет

Площадь земельного участка - 19,82 га.

Целевое назначение земельного участка - для добычи нефти и газа

Ограничения в использовании и обременения земельного участка - нет, право проезда через участок

Делимость земельного участка - делимый

Основание выдачи акта - решение Акима Макатского района от 22 января 2003 года № 14; договор слияния ОАО "Эмба мұнайгаз" и "Узень мұнайгаз" в АО "Разведка Добыча "КазМунайГаз" от 28 февраля 2004 года №1

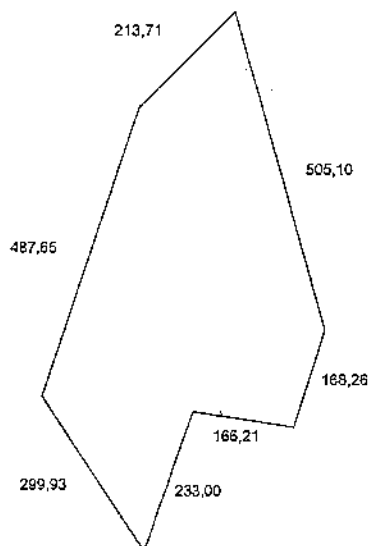
№ 0002446

Жер учаскесінің ЖОСПАРЫ
ПЛАН земельного участка

Учаскесінің орналасқан жері - Мақат ауданы, "Байшонас" кен орны, №1
учаскесінде

Местоположение участка - Макатский район, месторождение "Байчунас",
участок №1

земли п/округа



земли п/округа

Масштаб 1: 10000

ЖОСПАР ШЕГІНДЕГІ БӨТЕН ЖЕР ПАЙДАЛАНУШЫЛАР (МЕНШІК ИЕЛЕРІ)
ПОСТОВОННЫЕ ЗЕМЛЕПОЛЬЗОВАТЕЛИ (СОБСТВЕННИКИ)
В ГРАНИЦАХ ПЛАНА

Жоспардағы № на плане	Жоспар шегіндегі жер пайдалану- шылардың (меншік иелерінің) атауы Наименование землепользователей (собственников) в границах плана	Алаңы, га Площадь, га

Осы актіні беру туралы жазба жер учаскесіне меншіктік құқығын, жер пайдалану құқығын беретін актілер жазылатын Кітапта № 3811 болып жазылды.

Қосымша: жоқ

Запись о выдаче настоящего акта произведена в Книге записей актов на право собственности на земельный участок, право землепользования за № 3811

Приложение: нет

М.О.

М.П.

Мақат аудандық жер ресурстарын
басқару жөніндегі бөлімінің бастығы
Начальник Мақатского районного отдела
по управлению земельными ресурсами

А.Ә.А.Т. Ермекбаев Ш.
(қолы, подпись) Ф.И.О.

"11" шілде 2005 ж.

Жер учаскесіне құқығын тіркеу туралы белгі
Отметка о регистрации права на земельный участок

АКТ
Определения арендной платы за земельный участок
На 2005 год

2. Акт составлен в соответствии с заявлением гражданина _____

(Ф.И.О.)

юридическое лица АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»

(наименование)

или по поручению _____

(наименование исполнительного органа)

в связи с получением право временного землепользования сроком на
13 лет

(наименование сделки)

2. Целевое использование земельного участка добыча нефти и газа на
месторождении «Байчунас» участок № 1

3. Местоположение земельного участка Макатский район

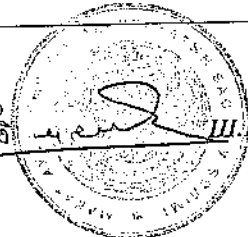
4. Расчет оценочной стоимости земельного участка (права землепользования)

Кадастровый номер	Площадь (м ²)	Ставка оплаты за землю в тенге	Стоимость земли в тенге	Поправочный коэффициент	Оценочный стоимость
04-064-005-161	198200	0,96	190272	1,0	190272

Итого:

5. Оценочная стоимость земельного участка (право землепользования)
составляет сто девяносто тысяча двести семьдесят два тенге

Начальник Макатского
районного отдела по
управлению земельными ресурсами:


Ш. Ермакбаев

№ 0002446

Жер учаскесін жалға беру туралы шарт

Мақат поселкесі

" 6 " 27 2005 ж.

Бірінші тараптан, бұдан әрі Жалға беруші деп аталатын Мақат ауданы әкімінің

Н.Жантоков

(аты-жөні немесе заңды тұлғаның атауы)

және "ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру" акционерлік қоғамы "Ембімұнайгаз" ӨФ-ның
директоры Избасов М.Ш.

(аты-жөні немесе заңды тұлғаның атауы)

екінші тараптан, бұдан әрі Жалға алушы деп аталатын біз, төменде қол қоюшылар төмендегі туралы осы Шартты жасастық:

1. ШАРТТЫҢ МӘНІ

1. Жалға беруші жалға алушыға өзіне тиеселі мемлекеттік

меншіктегі

(жеке меншік, жер пайдалану немесе мемлекеттік меншіктегі)

құқығындағы жер учаскесін (жер учаскесінің бөлігі) Мақат ауданы әкімінің 2003 жылғы
22 қаңтардағы № 14 шешімі; 2004 ж. 28 ақпандағы № 1 "Ембімұнайгаз" және
"Өзенмұнайгаз" ААҚ "ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру" АҚ біріктіру шарты негізінде

(құжаттың атауы, күні және оны тіркеу №)

Осы шартқа тіркелген жер учаскесінің жоспары шегінде береді (1-қосымша)

2. Жер учаскесінің орналасқан жері және оның деректері:

Мекен-жайы: Мақат ауданы, "Байшонас" кен орны, № 1 учаскесінде

Кадастрлық нөмірі (код) 04-064-005-161

аланы 19,82 га, оның ішінде: ауыл шаруашылығы танаптары га (егістік жерлер га,
оның ішінде суармалы жер га, көпжылдық ағаш егістіктері га, шабындықтар га,
жайылым га, тыңайған жер га), басқа жер алқаптары га,

(жер учаскесіне орналасқан құрылыстардың, ғимараттардың тізбесі)

нысалы мақсаты: газ және мұнай өндіру учаскесі үшін

пайдаланудағы шектеу және жүктеме артылуы: жәсік, жер учаскесі арқылы көлікпен жүріп

оту

бөлінуі немесе бөлінбеуі бөлінеді

2. ЖЕРҮШІН ТӨЛЕМ

1. Жыл сайын жалгерлік төлем 190000 теңгені құрайды және Жалға алушы теңдей үлестер мен ағымдағы жылдың « » айы

бойынша № шотқа аудару

(банктің атауы)

жолымен төлеуге жатады немесе оны сома заттық нысанда түрінде өтіледі.

(өнімнің саны мен тізбесі)

2. Тараптардың келісімі бойынша жалгерлік төлемнің мөлшері жыл сайын инфляцияның деңгейі жөніндегі мемлекеттік статистика мәліметтері негізінде анықталады. Мемлекет немесе жер пайдаланушы жер учаскесін жалға берген кезде жалгерлік төлемнің мөлшері белгіленген тәртіпке сәйкес айқындалады.

№ 0002446

Договор
об аренде земельного участка

п. Мака
Мы, нижеподписавшиеся, « 6 » 27 2005 г.
Акима Макатского района Жантоков Н.
(наименование юридического лица или Ф.И.О.)

именуемый в дальнейшем Арендодатель, с одной стороны, и Акционерное общество
"Разведка Добыча "КазМунайГаз" в лице директора Производственного филиала
"Эмбаунайгаз" Избасова М.Ш.
(наименование юридического лица или Ф.И.О.)

именуемый в дальнейшем Арендатор, с другой стороны, заключили настоящий договор о
нижеизложенном:

1. Предмет договора

1. Арендодатель передает (предоставляет) Арендатору принадлежащий ему на правах
государственной собственности
(частной собственности, землепользования или находящийся в государственной собственности)
земельный участок (часть земельного участка) на основании решение Акима Макатского
района от 22 января 2003 года № 14; договор слияния ОАО "Эмбаунайгаз" и
"Узеньмунайгаз" в АО "Разведка Добыча "КазМунайГаз" от 28 февраля 2004 года № 1
(наименование документа, дата и № его регистрации)

в границах прилагаемого к настоящему Договору плана земельного участка (приложение 1)

2. Месторасположение земельного участка и его данные:
адрес Макатский район, месторождение "Байчунас", участок № 1

кадастровый номер (код) 04-064-005-161

площадь 19,82 га, из них сельскохозяйственных угодий - га, (пашни - га, в т.ч. орошаемой -
га, многолетних насаждений - га, сенокосов - га, пастбищ - га, залежь - га), прочих
земель - га,

(перечень построек, сооружений, расположенных на земельном участке)

целевое назначение для участка по добыче нефти и газа
ограничения в использовании и обременения нет, разрешено право проезда через
участок
делимость или неделимость делимый

2. Плата за землю

Ежегодная арендная плата составляет 190272 тенге и подлежит уплате
Арендатором равными долями по « » текущего года
путем перечисления на счет № в

(наименование банка)

или эта сумма компенсируется в натуральной форме в виде

(количество и перечень продукции)

2. Размер арендной платы по соглашению сторон ежегодно уточняется на основании
данных государственной статистики об общем уровне инфляции. При сдаче государством
или государственным землепользователем земельного участка в аренду размер арендной
платы определяется в соответствии с установленным порядком.

3. ТАРАПТАРДЫҢ ҚҰҚЫҚТАРЫ МЕН МІНДЕТТЕРІ

1. Жалға алушының;
 - 1) жер учаскесін оның арналуынан келіп туындайтын мақсатта пайдалана отырып жерде дербес шаруашылық жүргізуге;
 - 2) ауыл шаруашылығы және өзге дақылдар мен көшеттердің егісі мен екпелеріне, жер учаскесін пайдалану нәтижесінде алынған ауыл шаруашылығы мен өзге де өнімге және сатудан алынған табысқа меншік;
 - 3) жалға берушінің келісімімен өз шаруашылығының мұқтажы үшін жер учаскесіндегі құмды, топырақты, қиыршық тасты және басқа да кең тараған пайдалы қазбаларды, торфты, орман алқабын, жер үсті және жер асты суларын пайдалануға, сондай-ақ жердің өзге де пайдалы игіліктерін тұтынуға;
 - 4) жер учаскесі мемлекет мұқажына алынғанда (сатып алынғанда) Қазақстан Республикасының заңдарына белгіленген тәртіпте шығындарының өтелуіне;
 - 5) жалға берушінің келісімімен жер учаскесінің нысаналы мақсатына қайшы келмейтін құрылыстар мен ғимараттарды, белгіленген сәулет-жоспарлау, құрылыс, экологиялық, санитарлық-гигиеналық, өртке қарсы және өзге де талаптарды (нормаларды, ережелерді, нормативтерді) сақтай отырып салуға;
- 6) жалға берушінің келісімімен, белгіленген құрылыс, экологиялық, санитарлық-гигиеналық және өзге де арнаулы талаптарға сәйкес суландыру, құрғату және өзге де мелиоративтік жұмыстар жүргізуге, тоғандар мен басқа да су қоймаларын салуға;
- 7) жалға алынған жер учаскесін немесе оның бөлігін екінші рет уақытша тегін жер пайдалану туралы шарт негізінде осы жер учаскесінің нысаналы мақсатын өзгертпей, егер Шартта өзгеше көзделмесе, қосалқы жалға немесе басқа адамға беруге құқығы бар.
2. Осы бөлімнің 1-тармағындағы 2; 3; 5; 6-тармақшаларында көзделген шарттар тараптардың келісімі бойынша өзгертілуі мүмкін.
3. Жалға алушы:
 - 1) жерді оның негізгі нысаналы мақсатына сәйкес және шартта белгіленген тәртіпте пайдалануға;
 - 2) өндірістің табиғат қорғау технологиясын қолдануға, өзінің шаруашылық қызметінің нәтижесінде қоршаған табиғи ортаға зиян келтіруге және экологиялық ахуалдың нашарлауына жол бермеуге;
 - 3) топырақтың құнарлығын арттыруға және жер заңдарында көзделген жерді қорғау жөніндегі шараларды жүзеге асыруға;
 - 4) жалгерлік төлемді уақтылы төлеуге;
 - 5) орман, су және басқа да табиғи ресурстарды пайдалану тәртібін сақтауға, тарихи, сәулет ескерткіштерін және жер учаскесінде орналасқан мемлекет қорғауындағы басқа да объектілерді қорғауды қамтамасыз етуге;
 - 6) жер учаскесінде құрылыс салуды жүзеге асырғанда қолданып жүрген сәулет-жоспарлау, құрылыс, экологиялық, санитарлық және өзге де арнаулы талаптарды (нормаларды, ережелерді, нормативтерді) басшылыққа алуға;
 - 7) жердің жай-күйі мен оларды пайдалану туралы жер заңдарымен белгіленген мәліметтерді мемлекеттік органдарға уақтылы табыс етіп отыруға;
 - 8) топырақтың құнарлы қабатын, мұндай сыдырып алу құнарлы қабаттың біржола жоғалуын болғызбау үшін қажет болған жағдайларды қоспағанда, басқа адамдарға сату немесе беру мақсатында оны сыдырып алуға жол бермеуге;
 - 9) өзінің шаруашылық қызметінің нәтижесінде жердің сапасы және экологиялық ахуалы нашарлаған жағдайда шығындарды толық көлемде өтеуге міндетті.

3. Права и обязанности сторон

1. Арендатор имеет право:

1). самостоятельно хозяйствовать на земле, используя ее в целях, вытекающих из назначения земельного участка;

2). собственности на посевы и посадки сельскохозяйственных и иных культур и насаждений, на произведенную сельскохозяйственную и иную продукцию, полученную в результате использования земельного участка, и доходы от ее реализации;

3). с согласия Арендодателя использовать для нужд своего хозяйства имеющиеся на земельном участке песок, глину, гравий и другие общераспространенные полезные ископаемые, торф, лесные угодья, поверхностные и подземные воды, а также эксплуатировать иные полезные свойства земли;

4). на возмещение убытков в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан при изъятии (выкупе) земельного участка на государственные нужды;

5). с согласия Арендодателя возводить строения и сооружения, не противоречащие целевому назначению земельного участка, с соблюдением установленных архитектурно-планировочных, строительных, экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и иных специальных требований (норм, правил, нормативов) _____

(перечень разрешенных строителей, строений и сооружений)

6). с согласия Арендодателя проводить оросительные, осушительные и иные мелиоративные работы, строить пруды и иные водоемы в соответствии с установленными строительными, экологическими, санитарно-гигиеническими и иными специальными требованиями;

7). сдавать арендованный земельный участок или его часть в субаренду или передавать его другому лицу на основе договора о вторичном временном безвозмездном землепользовании без изменения целевого назначения данного земельного участка, если Договором не предусмотрено иное.

2. Условия, предусмотренные подпунктами 2.3.5.6 пункта 1 настоящего раздела, могут быть изменены по соглашению сторон.

3. Арендатор обязан:

1). использовать землю в соответствии с ее основным целевым назначением и в порядке, предусмотренном Договором;

2). применять природоохранную технологию производства, не допускать причинения вреда окружающей природной среде и ухудшения экологической обстановки в результате своей хозяйственной деятельности;

3). повышать плодородие почв и осуществлять мероприятия по охране земель, предусмотренные земельным законодательством;

4). своевременно вносить арендную плату;

5). соблюдать порядок пользования лесными, водными и другими природными ресурсами, обеспечивать охрану памятников истории, архитектуры и других, расположенных на земельном участке объектов, охраняемых государством;

6). руководствоваться при осуществлении на земельном участке строительства действующими архитектурно-планировочными, строительными, экологическими, санитарно-гигиеническими и иными специальными требованиями (нормами, правилами, нормативами);

7). своевременно представлять в государственные органы установленные земельным законодательством сведения о состоянии и использовании земель;

8). не допускать снятия плодородного слоя почвы с целью продажи или передачи ее другим лицам, за исключением случаев, когда такое снятие необходимо для предотвращения безвозвратной утери плодородного слоя;

4. Жалға беруші:

- 1) жер пайдалануға және қорғауға бақылауды жүзеге асыруға;
 - 2) жалға берушіге қызметінің нәтижесінде жердің сапасы мен экологиялық ахуалына келтірілген шығындарды толық көлемде өтеуге;
 - 3) Шарт мерзімі өтеуі бойынша жер участкесінің жай-күйін бағалауға және оны акт бойынша қабылдауға құқылы.
- #### 5. Жалға беруші:
- 1) жалға алушыға жер участкесінің шарттың талаптарына сәйкес күйінде беруге (2-қосымша);
 - 2) жалға алушының ауыл шаруашылығы алаптарына игеру мен жақсартуға жіберген шығындарын, егер бұндай игеру мен жақсарту шартта айтылса, толық немесе ішінара шартқа сәйкес төлеуге;
 - 3) өзінің бастамшылығымен шартты мерзімінен бұрын бұзған жағдайда Жалға алушының шығындарын толық төлеуге міндетті.

4. ТАРАПТАРДЫҢ ЖАУАПКЕРШІЛІГІ

1. Айтылған мерзімде жалгерлік төлем төленбеген жағдайда Жалға алушы өткен есепті мерзімінің жалгерлік төлем сомасының 0,1 проценті көлемінде әрбір жіберілген күн үшін айыппұл төлейді.
2. Шарттың талабын бұзғаны үшін тараптар Қазақстан Республикасының қолданылып жүрген заңдарына сәйкес жауапкершілікте болады.

5. ДАУЛАРДЫ ҚАРАУ ТӘРТІБІ

1. Шарт бойынша туындайтын немесе оның қолданылуымен байланысты кез-келген келіспеушіліктер мен талаптар мүмкіндігінше тараптар арасындағы келіссөздер мен шешіледі.
2. Келіссөз жолымен шешілуі мүмкін емес шарттан туындайтын барлық келіспеушіліктер сот тәртібінде шешіледі.

6. ШАРТТЫҢ ҚОЛДАНЫЛУЫ

Шарт 13 жылға жасалды және оны тіркеуші органда (егер жер пайдалану мерзімі бір жылдан асатын болса) тіркелген сәттен бастап өз күшіне енеді.

Шарт 16 жылғы « 18 » 01 2016 жылы сәуірі айы дейін қолданылады.

Осы шарттың 3-бөліміндегі 3 және 5 – тармақтарда белгіленген талаптар сақталмаған жағдайда, шарттың талаптарын өзгертуге, оны бұзуға жол беріледі.

Шарт екі дана етіп жасалды, оның бір данасы Жалға алушыға, екіншісі Жалға берушіге беріледі.

9). возмещать в полном объеме убытки в случае ухудшения качества земель и экологической обстановки в результате своей хозяйственной деятельности.

4. Арендодатель имеет право:

- 1). осуществлять контроль за использованием и охраной земель;
- 2). на возмещение убытков в полном объеме, причиненных ухудшением качества земель и экологической обстановки в результате хозяйственной деятельности Арендатора;
- 3). оценивать по истечении срока Договора состояние земельного участка и принимать его по акту.

5. Арендодатель обязан:

- 1). передать Арендатору земельный участок в состоянии, соответствующем условиям Договора;
- 2). возместить в соответствии с Договором полностью или частично расходы, понесенные Арендатором на освоение и улучшение сельскохозяйственных угодий, если такое освоение и улучшение было оговорено Договором;
- 3). возместить в полном объеме убытки Арендатору при досрочном расторжении Договора по своей инициативе.

4. Ответственность сторон

1. В случае неуплаты арендной платы в оговоренный срок Арендатор уплачивает неустойку за каждый день просрочки в размере 0,1 процента (ов) от суммы арендной платы за истекший расчетный счет.
2. За нарушение условий Договора стороны несут ответственность в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан.

5. Порядок рассмотрения споров

1. Любые разногласия или претензии, которые могут возникнуть по Договору или связанные с его действием, будут по возможности разрешаться путем переговоров между сторонами.
2. Все разногласия, вытекающие из Договора, которые не могут быть решены путем переговоров, разрешаются в судебном порядке.

6. Действие Договора

Договор заключен на 13 лет (года) и вступает в силу с момента его регистрации в регистрирующем органе (когда срок землепользования свыше года).

Договор действует до « 18 » 02 2016 г.

число месяц

Изменение условий Договора, его расторжение допускаются в случаях несоблюдения требований, определенных пунктами 3 и 5 раздела 3 настоящего Договора. Договор составлен в двух экземплярах, из которых один передается Арендатору, другой экземпляр – Арендодателю.

Талаптардын заңды мекен-жайлары мен деректемелері:
Юридические адреса и реквизиты сторон:

Жалға беруші
Мақат ауданы әкімінің Н.Жантоқов
(аты-жөні, заңды тұлғаның толық атауы)

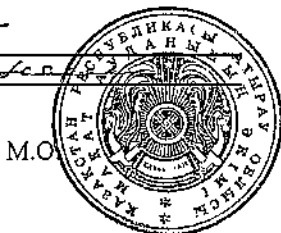
Арендодатель
Аким Мақатского района
Жантоқов Н.
(Ф.И.О.полное наименование юр.лица)

Орналасқан жері:
Мақат поселкесі

Месторасположение
п. Мақат

Есеп айрысу шоты:
Р/счет:
000080900

(қолы, подпись)



М.О

М.О
Тіркелуі туралы белгі
Отметка о регистрации



№ 43 от

1994 жыл

Жалға алушы:
"ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру"
акционерлік қоғамы "Ембімұнайгаз"
ӨФ-ның директоры Избасов М.Ш.
(аты-жөні, заңды тұлғаның толық атауы)
Арендатор
Акционерное общество "Разведка
Добыча "ҚазМұнайГаз" в лице
директора Производственного филиала
"Эмбамұнайгаз" Избасова М.Ш.
(Ф.И.О.полное наименование юр.лица)

Орналасқан жері:
Астана қаласы, Алматы ауданы,
Қабанбай батыр даңғылы, 20/1 үй
Месторасположение
г. Астана, район Алматы, пр.
Қабанбай батыра д. 20/1

Есеп айрысу шоты:
Р/счет:



2005 жыл

Мен: Избасов М.Ш.

Визы:

Первый заместитель директора

Заместитель директора

Директор департамента
ООС, ОТ, ТБ и ЧС

Главный энергетик

И.о. директора департамента
бюджетирования и экономического
анализа

Директор департамента
строительства

Юрисконсульт 1 категории

Главный маркшейдер

А. А. Аубакиров

М. Ж. Салимгереев

К. Б. Куанышев

Ж. А. Умирбаев

Г. П. Поздеев

Т. М. Абилгазиев

Г. А. Ажигалиева

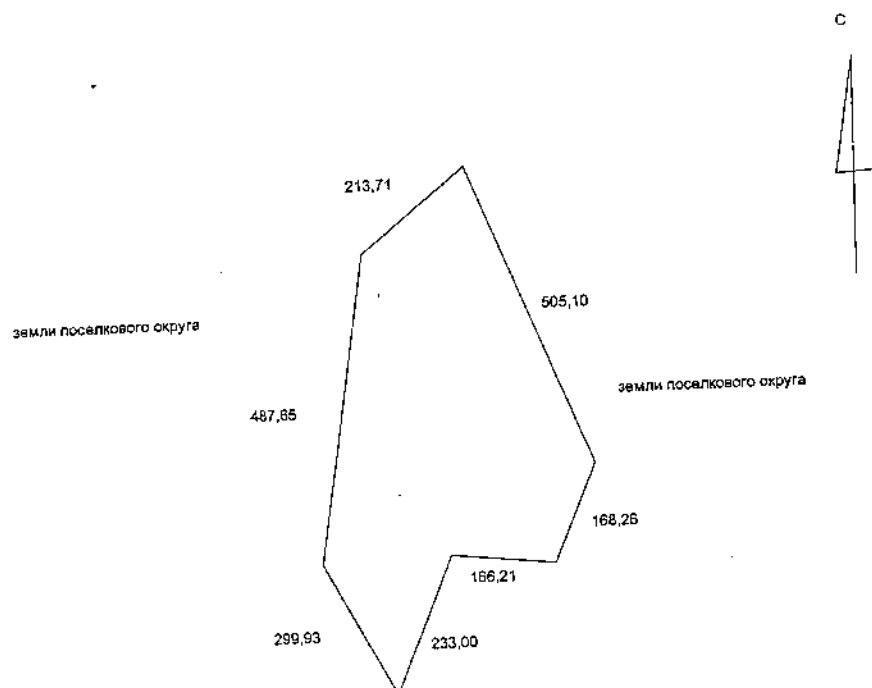
Х. Х. Мангибаев

У
М

Қосымша 1
Приложение

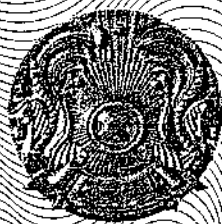
Жер учаскесінің ЖОСПАРЫ
ПЛАН земельного участка

Учаскенің орналасқан жері - Мақат ауданы, "Байшонас" кен орны, № 1 учаскесінде
Местоположение участка - Макатский район, месторождение "Байчунас", участок № 1



Масштаб 1: 10000

Байшокае ур 14



УАҚЫТША (ЎЗАК МЕРЗІМДІ,
ҚЫСКА МЕРЗІМДІ) ӨТЕУЛІ ЖЕР ПАЙДАЛАНУ
(ЖАЛПА АЛУ) КҰҚЫҒЫН БЕРЕТІН

АКТ

НА ПРАВО ВРЕМЕННОГО ВОЗМЕЗДНОГО
(ДОЛГОСРОЧНОГО, КРАТКОСРОЧНОГО)
ЗЕМЛЕПОЛЬЗОВАНИЯ (АРЕНДЫ)

№0002447

Жер учаскесінің кадастрлық нөмірі - 04-064-005-162

Жер пайдаланушы - "ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру" акционерлік қоғамы, Астана қаласы, Алматы ауданы, Қабанбай батыр даңғылы, 20/1

Жер учаскесінің уақытша өтеулі жер пайдалану (жалға алу) құқығы - 13 жыл мерзімге

Жер учаскесінің алаңы - 36,99 га.

Жер учаскесін мақсатты тағайындау - газ және мұнай өндіру үшін

Жер учаскесін пайдаланудағы шектеулер мен ауыртпалықтар - жоқ, жер учаскесі арқылы көлікпен жүріп өту құқығы

Жер учаскесінің бөлінуі - бөлінеді

Актінің берілу негізі - Мақат ауданы әкімінің 2003 жылғы 22 қаңтардағы № 14 шешімі; 2004 ж. 28 ақпандағы №1 "Ембімұнайгаз" және "Өзенмұнайгаз" ААҚ "ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру" АҚ біріктіру шарты

Кадастровый номер земельного участка - 04-064-005-162

Землепользователь - Акционерное общество "Разведка Добыча "КазМунайГаз", г. Астана, район Алматы, пр. Кабанбай батыра, 20/1

Право временного возмездного землепользования (аренды) на земельный участок сроком на - 13 лет

Площадь земельного участка - 36,99 га.

Целевое назначение земельного участка - для добычи нефти и газа

Ограничения в использовании и обременения земельного участка - нет, право проезда через участок

Делимость земельного участка - делимый

Основание выдачи акта - решение Акима Макатского района от 22 января 2003 года № 14; договор слияния ОАО "Эмбаунайгаз" и "Узеньмунайгаз" в АО "Разведка Добыча "КазМунайГаз" от 28 февраля 2004 года №1

P

.

C

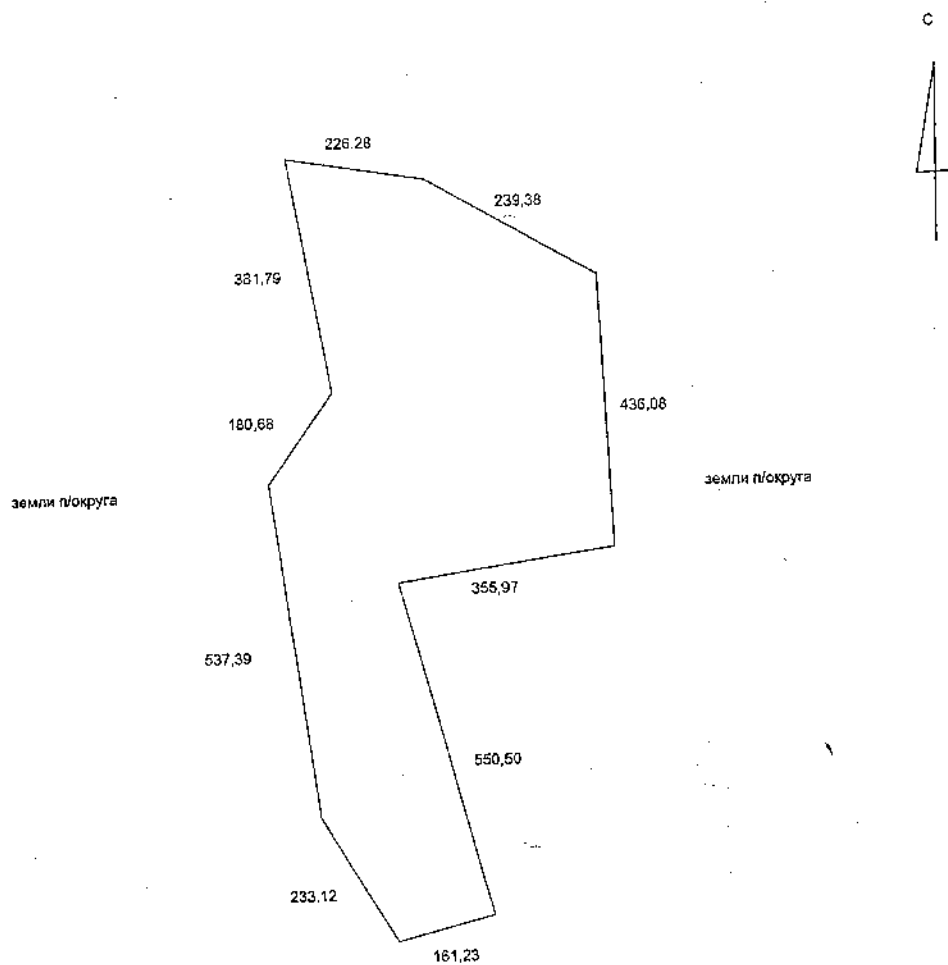
E

№ 0002447

Жер учаскесінің ЖОСПАРЫ
ПЛАН земельного участка

Учаскенің орналасқан жері - Мақат ауданы, "Байшонас" кен орны, №2
учаскесінде

Местоположение участка - Макатский район, месторождение "Байчунас",
участок №2



Масштаб 1: 10000

АКТ
Определения арендной платы за земельный участок
На 2005 год

2. Акт составлен в соответствии с заявлением гражданина _____

(Ф.И.О.)
юридические лица АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»

(наименование)

или по поручению _____
(наименование исполнительного органа)

в связи с получением право временного землепользования сроком на
13 лет
(наименование сделки)

2. Целевое использование земельного участка добыча нефти и газа на
месторождении «Байчунас» участок № 2

3. Местоположение земельного участка Макатский район

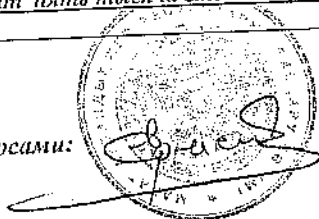
4. Расчет оценочной стоимости земельного участка (права землепользования)

Кадастровый номер	Площадь (м ²)	Ставка оплаты за землю в тенге	Стоимость земли в тенге	Поправочный коэффициент	Оценочный стоимость
04-064-005-162	369900	0,96	355104	1,0	355104

Итого:

5. Оценочная стоимость земельного участка (право землепользования)
составляет триста пятьдесят пять тысяч сто четыре тенге

Начальник Макатского
районного отдела по
управлению земельными ресурсами:



Ш.Ермекбаев

№ 0002447

Жер учаскесін жалға беру туралы шарт

Мақат поселкесі

" 6 " 07 2005 ж.

Бірінші тараптан, бұдан әрі Жалға беруші деп аталатын Мақат ауданы әкімінің

Н. Жантоков

(аты-жөні немесе заңды тұлғаның атауы)

және "ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру" акционерлік қоғамы "Ембімұнайгаз" ӨФ-ның директоры Избасов М.Ш.

(аты-жөні немесе заңды тұлғаның атауы)

екінші тараптан, бұдан әрі Жалға алушы деп аталатын біз, төменде қол қоюшылар төмендегі туралы осы Шартты жасастық:

1. ШАРТТЫҢ МӘНІ

1. Жалға беруші жалға алушыға өзіне тиеселі мемлекеттік

меншіктегі

(жеке меншік, жер пайдалану немесе мемлекеттік меншіктегі)

құқығындағы жер учаскесін (жер учаскесінің бөлігі) Мақат ауданы әкімінің 2003 жылғы 22 қаңтардағы № 14 шешімі; 2004 ж. 28 ақпандағы № 1 "Ембімұнайгаз" және "Өзенмұнайгаз" ААҚ "ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру" АҚ біріктіру шарты негізінде

(құжаттың атауы, күні және оны тіркеу №)

Осы шартқа тіркелген жер учаскесінің жоспары шегінде береді (1-қосымша)

2. Жер учаскесінің орналасқан жері және оның деректері:

Мекен-жайы: Мақат ауданы, "Байшонас" кен орны, № 2 учаскесінде

Кадастрлық нөмірі (код) 04-064-005-162

алаңы 36,99 га, оның ішінде: ауыл шаруашылығы танаптары - га (егістік жерлер - га, оның ішінде суармалы жер - га, көпжылдық ағаш егістіктері - га, шабындықтар - га, жайылым - га, тыңайған жер - га), басқа жер алқаптары - га,

(жер учаскесіне орналасқан құрылыстардың, ғимараттардың тізбесі)

нысалы мақсаты: газ және мұнай өндіру учаскесі үшін

пайдаланудағы шектеу және жүктеме артылуы: жоқ, жер учаскесі арқылы көлікпен жүріп өту

бөлінуі немесе бөлінбеуі бөлінеді

2. ЖЕРҮШІН ТӨЛЕМ

1. Жыл сайын жалгерлік төлем 355104 теңгені құрайды және Жалға алушы теңдей үлестер мен ағымдағы жылдың « »

күні

айы

бойынша № шотқа аудару

(банктің атауы)

жолымен төлеуге жатады немесе оны сома заттық нысанда

түрінде өтіледі.

(өнімнің саны мен тізбесі)

2. Тараптардың келісімі бойынша жалгерлік төлемнің мөлшері жыл сайын инфляцияның деңгейі жөніндегі мемлекеттік статистика мәліметтері негізінде анықталады. Мемлекет немесе жер пайдаланушы жер учаскесін жалға берген кезде жалгерлік төлемнің мөлшері белгіленген тәртіпке сәйкес айқындалады.

102447

Договор
об аренде земельного участка

п. Мака
Мы, нижеподписавшиеся, « 6 » 07 2005
Аким Макатского района Жантоков Н.
(наименование юридического лица или Ф.И.О.)
мы в дальнейшем Арендодатель, с одной стороны, и Акционерное общество
Добыча "КазМунайГаз" в лице директора Производственного филиала
Мунайгаз" Избасова М.Ш.
(наименование юридического лица или Ф.И.О.)
мы в дальнейшем Арендатор, с другой стороны, заключили настоящий договор о
следующем:

1. Предмет договора

1. Арендодатель передает (предоставляет) Арендатору принадлежащий ему на правах
государственной собственности
(частной собственности, землепользования или находящийся в государственной собственности)
земельный участок (часть земельного участка) на основании решение Акима Макатского
на от 22 января 2003 года № 14: договор слияния ОАО "ЭмбаМунайгаз" и
Мунайгаз" в АО "Разведка Добыча "КазМунайГаз" от 28 февраля 2004 года №1
(наименование документа, дата и № его регистрации)
в приложениях прилагаемого к настоящему Договору плана земельного участка (приложение 1)
2. Месторасположение земельного участка и его данные:

с Макатский район, месторождение "Байтунас", участок № 2

категория (код) 04-064-005-162

площадь 36,99 га, из них сельскохозяйственных угодий - га, (пашни - га, в т.ч. орошаемой -
многолетних насаждений - га, сенокосов - га, пастбищ - га, залежь - га), прочих
земель - га,

(перечень построек, сооружений, расположенных на земельном участке)

целевое назначение для участка по добыче нефти и газа
ограничения в использовании и обременения нет, разрешено право проезда через
сток
доля или неделимость делимый

2. Плата за землю

Ежегодная арендная плата составляет 355 107 тенге и подлежит уплате
Арендатором равными долями по « » _____ текущего года
с ежемесячного перечисления на счет № _____ в _____

(наименование банка)

и эта сумма компенсируется в натуральной форме в виде

(количество и перечень продукции)

2. Размер арендной платы по соглашению сторон ежегодно уточняется на основании
данных государственной статистики об общем уровне инфляции. При сдаче государством
земельного участка в аренду размер арендной платы определяется в установленном порядке.

3. Права и обязанности сторон

1. Арендатор имеет право:

1). самостоятельно хозяйствовать на земле, используя ее в целях, вытекающих из назначения земельного участка;

2). собственности на посевы и посадки сельскохозяйственных и иных культур и насаждений, на произведенную сельскохозяйственную и иную продукцию, полученную в результате использования земельного участка, и доходы от ее реализации;

3). с согласия Арендодателя использовать для нужд своего хозяйства имеющиеся на земельном участке песок, глину, гравий и другие общераспространенные полезные ископаемые, торф, лесные угодья, поверхностные и подземные воды, а также эксплуатировать иные полезные свойства земли;

4). на возмещение убытков в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан при изъятии (выкупе) земельного участка на государственные нужды;

5). с согласия Арендодателя возводить строения и сооружения, не противоречащие целевому назначению земельного участка, с соблюдением установленных архитектурно-планировочных, строительных, экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и иных специальных требований (норм, правил, нормативов) _____

(перечень разрешенных строений, строений и сооружений)

6). с согласия Арендодателя проводить оросительные, осушительные и иные мелиоративные работы, строить пруды и иные водоемы в соответствии с установленными строительными, экологическими, санитарно-гигиеническими и иными специальными требованиями;

7). сдавать арендованный земельный участок или его часть в субаренду или передавать его другому лицу на основе договора о вторичном временном безвозмездном землепользовании без изменения целевого назначения данного земельного участка, если Договором не предусмотрено иное.

2. Условия, предусмотренные подпунктами 2.3.5.6 пункта 1 настоящего раздела, могут быть изменены по соглашению сторон.

3. Арендатор обязан:

1). использовать землю в соответствии с ее основным целевым назначением и в порядке, предусмотренном Договором;

2). применять природоохранную технологию производства, не допускать причинения вреда окружающей природной среде и ухудшения экологической обстановки в результате своей хозяйственной деятельности;

3). повышать плодородие почв и осуществлять мероприятия по охране земель, предусмотренные земельным законодательством;

4). своевременно вносить арендную плату;

5). соблюдать порядок пользования лесными, водными и другими природными ресурсами, обеспечивать охрану памятников истории, архитектуры и других, расположенных на земельном участке объектов, охраняемых государством;

6). руководствоваться при осуществлении на земельном участке строительства действующими архитектурно-планировочными, строительными, экологическими, санитарно-гигиеническими и иными специальными требованиями (нормами, правилами, нормативами);

7). своевременно представлять в государственные органы установленные земельным законодательством сведения о состоянии и использовании земель;

8). не допускать снятия плодородного слоя почвы с целью продажи или передачи ее другим лицам, за исключением случаев, когда такое снятие необходимо для предотвращения безвозвратной утери плодородного слоя;

3. ТАРАПТАРДЫҢ ҚҰҚЫҚТАРЫ МЕН МІНДЕТТЕРІ

1. Жалға алушының;

- 1) жер учаскесін оның арналуынан келіп туындайтын мақсатта пайдалана отырып жерде дербес шаруашылық жүргізуге;
- 2) ауыл шаруашылығы және өзге дақылдар мен көшеттердің егісі мен екпелеріне, жер учаскесін пайдалану нәтижесінде алынған ауыл шаруашылығы мен өзге де өнімге және сатудан алынған табысқа меншік;
- 3) жалға берушінің келісімімен өз шаруашылығының мұқтажы үшін жер учаскесіндегі құмды, топырақты, қиыршық тасты және басқа да кен тараған пайдалы қазбаларды, торфты, орман алқабын, жер үсті және жер асты суларын пайдалануға, сондай-ақ жердің өзге де пайдалы игіліктерін тұтынуға;
- 4) жер учаскесі мемлекет мұқтажына алынғанда (сатып алынғанда) Қазақстан Республикасының заңдарына белгіленген тәртіпте шығындарының өтелуіне;
- 5) жалға берушінің келісімімен жер учаскесінің нысаналы мақсатына қайшы келмейтін құрылыстар мен ғимараттарды, белгіленген сәулет-жоспарлау, құрылыс, экологиялық, санитарлық-гигиеналық, өртке қарсы және өзге де талаптарды (нормаларды, ережелерді, нормативтерді) сақтай отырып салуға;

(рұқсат етілген құрылыстардың, құрылымдардың және ғимараттардың тізбесі)

- 6) жалға берушінің келісімімен, белгіленген құрылыс, экологиялық, санитарлық-гигиеналық және өзге де арнаулы талаптарға сәйкес суландыру, құрғату және өзге де мелиоративтік жұмыстар жүргізуге, тоғандар мен басқа да су қоймаларын салуға;
 - 7) жалға алынған жер учаскесін немесе оның бөлігін екінші рет уақытша тегін жер пайдалану туралы шарт негізінде осы жер учаскесінің нысаналы мақсатын өзгертпей, егер Шартта өзгеше көзделмесе, қосалқы жалға немесе басқа адамға беруге құқығы бар.
2. Осы бөлімнің 1-тармағындағы 2; 3; 5; 6-тармақшаларында көзделген шарттар тараптардың келісімі бойынша өзгертілуі мүмкін.
- #### 3. Жалға алушы:
- 1) жерді оның негізгі нысаналы мақсатына сәйкес және шартта белгіленген тәртіпте пайдалануға;
 - 2) өндірістің табиғат қорғау технологиясын қолдануға, өзінің шаруашылық қызметінің нәтижесінде қоршаған табиғи ортаға зиян келтіруге және экологиялық ахуалдың нашарлауына жол бермеуге;
 - 3) топырақтың құнарлығын арттыруға және жер заңдарында көзделген жерді қорғау жөніндегі шараларды жүзеге асыруға;
 - 4) жалгерлік төлемді уақтылы төлеуге;
 - 5) орман, су және басқа да табиғи ресурстарды пайдалану тәртібін сақтауға, тарихи, сәулет ескерткіштерін және жер учаскесінде орналасқан мемлекет қорғауындағы басқа да объектілерді қорғауды қамтамасыз етуге;
 - 6) жер учаскесінде құрылыс салуды жүзеге асырғанда қолданып жүрген сәулет-жоспарлау, құрылыс, экологиялық, санитарлық және өзге де арнаулы талаптарды (нормаларды, ережелерді, нормативтерді) басшылыққа алуға;
 - 7) жердің жай-күйі мен оларды пайдалану туралы жер заңдарымен белгіленген мәліметтерді мемлекеттік органдарға уақтылы табыс етіп отыруға;
 - 8) топырақтың құнарлы қабатын, мұндай сыдырып алу құнарлы қабаттың біржола жоғалуын болғызбау үшін қажет болған жағдайларды қоспағанда, басқа адамдарға сату немесе беру мақсатында оны сыдырып алуға жол бермеуге;
 - 9) өзінің шаруашылық қызметінің нәтижесінде жердің сапасы және экологиялық ахуалы нашарлаған жағдайда шығындарды толық көлемде өтеуге міндетті.

4. Жалға беруші:

- 1) жер пайдалануға және қорғауға бақылауды жүзеге асыруға;
 - 2) жалға берушіге қызметінің нәтижесінде жердің сапасы мен экологиялық ахуалына келтірілген шығындарды толық көлемде өтеуге;
 - 3) Шарт мерзімі өтеуі бойынша жер участкесінің жай-күйін бағалауға және оны акт бойынша қабылдауға құқылы.
5. Жалға беруші:
- 1) жалға алушыға жер участкесінің шарттың талаптарына сәйкес күйінде беруге (2-қосымша);
 - 2) жалға алушының ауыл шаруашылығы алаптарына игеру мен жақсартуға жіберген шығындарын, егер бұндай игеру мен жақсарту шартта айтылса, толық немесе ішінара шартқа сәйкес төлеуге;
 - 3) өзінің бастамшылығымен шартты мерзімінен бұрын бұзған жағдайда Жалға алушының шығындарын толық төлеуге міндетті.

4. ТАРАПТАРДЫҢ ЖАУАПКЕРШІЛІГІ

1. Айтылған мерзімде жалгерлік төлем төленбеген жағдайда Жалға алушы өткен есепті мерзімінің жалгерлік төлем сомасының 0,2 проценті көлемінде әрбір жіберілген күн үшін айыппұл төлейді.
2. Шарттың талабын бұзғаны үшін тараптар Қазақстан Республикасының қолданылып жүрген заңдарына сәйкес жауапкершілікте болады.

5. ДАУЛАРДЫ ҚАРАУ ТӘРТІБІ

1. Шарт бойынша туындайтын немесе оның қолдапылуымен байланысты кез-келген келіспеушіліктер мен талаптар мүмкіндігінше тараптар арасындағы келіссөздер мен шешіледі.
2. Келіссөз жолымен шешілуі мүмкін емес шарттан туындайтын барлық келіспеушіліктер сот тәртібінде шешіледі.

6. ШАРТТЫҢ ҚОЛДАНЫЛУЫ

Шарт 13 жылға жасалды және оны тіркесуші органда (егер жер пайдалану мерзімі бір жылдан асатын болса) тіркелген сәттен бастап өз күшіне енеді.

Шарт 2016 жылғы « 18 » 22 дейін қолданылады.
күні айы

Осы шарттың 3-бөліміндегі 3 және 5 – тармақтарда белгіленген талаптар сақталмаған жағдайда, шарттың талаптарын өзгертуге, оны бұзуға жол беріледі.

Шарт екі дана етіп жасалды, оның бір данасы Жалға алушыға, екіншісі Жалға берушіге беріледі.

3. Права и обязанности сторон

1. Арендатор имеет право:

1). самостоятельно хозяйствовать на земле, используя ее в целях, вытекающих из назначения земельного участка;

2). собственности на посевы и посадки сельскохозяйственных и иных культур и насаждений, на произведенную сельскохозяйственную и иную продукцию, полученную в результате использования земельного участка, и доходы от ее реализации;

3). с согласия Арендодателя использовать для нужд своего хозяйства имеющиеся на земельном участке песок, глину, гравий и другие общераспространенные полезные ископаемые, торф, лесные угодья, поверхностные и подземные воды, а также эксплуатировать иные полезные свойства земли;

4). на возмещение убытков в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан при изъятии (выкупе) земельного участка на государственные нужды;

5). с согласия Арендодателя возводить строения и сооружения, не противоречащие целевому назначению земельного участка, с соблюдением установленных архитектурно-планировочных, строительных, экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и иных специальных требований (норм, правил, нормативов) _____

(перечень разрешенных строений, строений и сооружений)

6). с согласия Арендодателя проводить оросительные, осушительные и иные мелиоративные работы, строить пруды и иные водоемы в соответствии с установленными строительными, экологическими, санитарно-гигиеническими и иными специальными требованиями;

7). сдавать арендованный земельный участок или его часть в субаренду или передавать его другому лицу на основе договора о вторичном временном безвозмездном землепользовании без изменения целевого назначения данного земельного участка, если Договором не предусмотрено иное.

2. Условия, предусмотренные подпунктами 2.3.5.6 пункта 1 настоящего раздела, могут быть изменены по соглашению сторон.

3. Арендатор обязан:

1). использовать землю в соответствии с ее основным целевым назначением и в порядке, предусмотренном Договором;

2). применять природоохранную технологию производства, не допускать причинения вреда окружающей природной среде и ухудшения экологической обстановки в результате своей хозяйственной деятельности;

3). повышать плодородие почв и осуществлять мероприятия по охране земель, предусмотренные земельным законодательством;

4). своевременно вносить арендную плату;

5). соблюдать порядок пользования лесными, водными и другими природными ресурсами, обеспечивать охрану памятников истории, архитектуры и других, расположенных на земельном участке объектов, охраняемых государством;

6). руководствоваться при осуществлении на земельном участке строительства действующими архитектурно-планировочными, строительными, экологическими, санитарно-гигиеническими и иными специальными требованиями (нормами, правилами, нормативами);

7). своевременно представлять в государственные органы установленные земельным законодательством сведения о состоянии и использовании земель;

8). не допускать снятия плодородного слоя почвы с целью продажи или передачи ее другим лицам, за исключением случаев, когда такое снятие необходимо для предотвращения безвозвратной утери плодородного слоя;

Талаптардың заңды мекен-жайлары мен деректемелері:
Юридические адреса и реквизиты сторон:

Жалға беруші
Мақат ауданы әкімінің Н.Жантоков
(аты-жөні, заңды тұлғаның толық атауы)

Арендодатель
Аким Мақатского района
Жантоков Н.
(Ф.И.О.полное наимен.юрид.лица)

Орналасқан жері:
Мақат поселкесі

Месторасположение
п. Мақат

Есеп айрысу шоты:
Р/счет:
000080900

(қолы, подпись)

М.О.



Тіркелу туралы белгі
Отметка о регистрации



Жалға алушы:
"ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру"
акционерлік қоғамы "Ембімұнайгаз"
ӨФ-ның директоры Избасов М.Ш.
(аты-жөні, заңды тұлғаның толық атауы)
Арендатор
Акционерное общество "Разведка
Добыча "ҚазМұнайГаз" в лице
директора Производственного филиала
"Эмбамұнайгаз" Избасова М.Ш.
(Ф.И.О.полное наимен.юрид.лица)

Орналасқан жері:
Астана қаласы, Алматы ауданы,
Қабанбай батыр даңғылы, 20/1 үй
Месторасположение
г. Астана, район Алматы, пр.
Кабанбай батыра д. 20/1

Есеп айрысу шоты:
Р/счет:



№ 45 от 6.12.19 до 05.10.20
Научник отгара: Еркен Ш. Еркенбаев

Визы:

Первый заместитель директора



А. А. Аубакиров

Заместитель директора

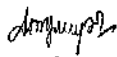
М. Ж. Салимгереев

Директор департамента
ООС, ОТ, ТБ и ЧС



К. Б. Куанышев

Главный энергетик



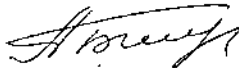
Ж. А. Умирбаев

И.о. директора департамента
бюджетирования и экономического
анализа



Г. П. Поздеев

Директор департамента
строительства



Т. М. Абилгазисов

Юрисконсульт 1 категории



Г. А. Ажигалиева

Главный маркшейдер



Х. Х. Мангибаев

Участок

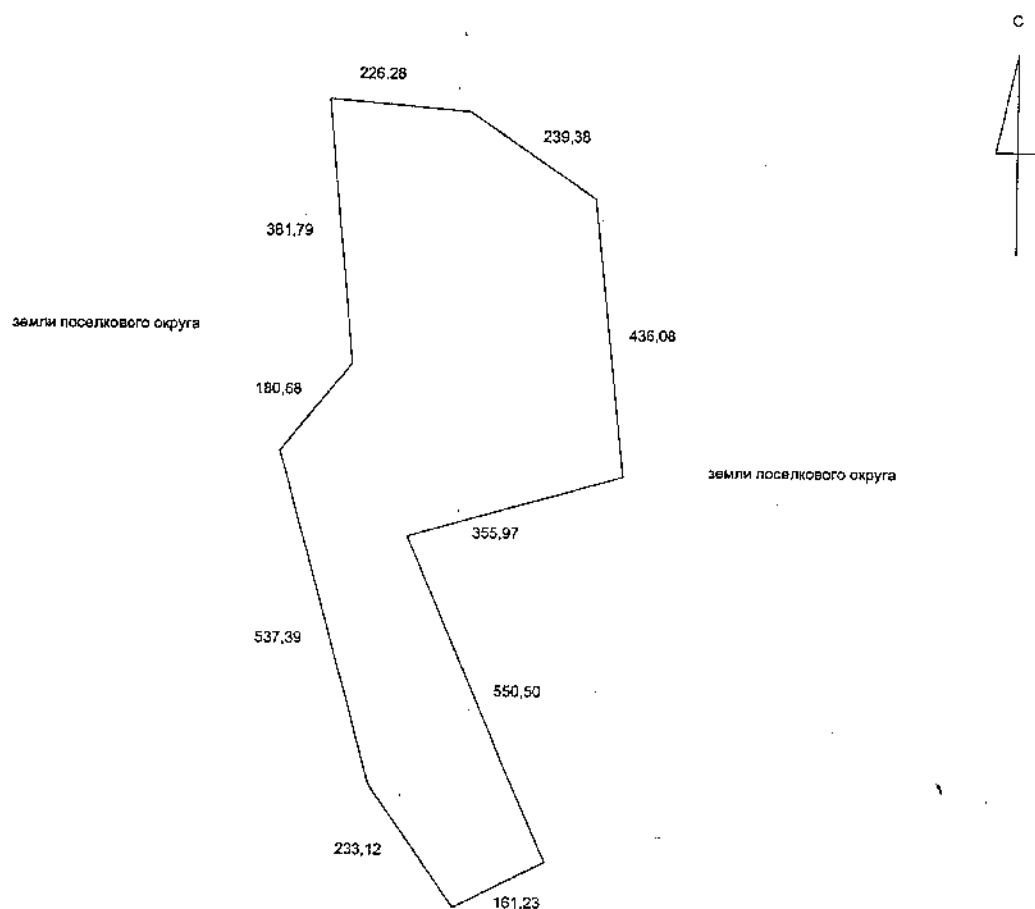
Место

Қосымша 1
Приложение

Жер учаскесінің ЖОСПАРЫ
ПЛАН земельного участка

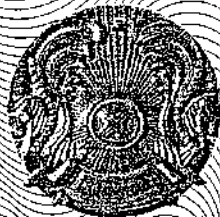
Учаскенің орналасқан жері - Мақат ауданы, "Байшонас" кен орны, № 2 учаскесінде

Местоположение участка - Макатский район, месторождение "Байчунас", участок № 2



Масштаб 1: 10000

Баймоное уч. №3



УАҚЫТША (ҰЗАҚ МЕРЗІМДІ,
ҚЫСҚА МЕРЗІМДІ) ӨТЕУЛІ ЖЕР ПАЙДАЛАНУ
(ЖАЛҒА АЛУ) КҮҚЫҒЫН БЕРЕТІН

АКТ

НА ПРАВО ВРЕМЕННОГО ВОЗМЕЗДНОГО
(ДОЛГОСРОЧНОГО, КРАТКОСРОЧНОГО)
ЗЕМЛЕПОЛЬЗОВАНИЯ (АРЕНДЫ)

№0002448

Жер учаскесінің кадастрлық нөмірі - 04-064-005-163

Жер пайдаланушы - "ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру" акционерлік қоғамы, Астана қаласы, Алматы ауданы, Қабанбай батыр даңғылы, 20/1

Жер учаскесінің уақытша өтеулі жер пайдалану (жалға алу) құқығы - 13 жыл мерзімге

Жер учаскесінің алаңы - 79,44 га.

Жер учаскесін мақсатты тағайындау - газ және мұнай өндіру үшін

Жер учаскесін пайдаланудағы шектеулер мен ауыртпалықтар - жоқ, жер учаскесі арқылы көлікпен жүріп өту құқығы

Жер учаскесінің бөлінуі - бөлінеді

Актінің берілу негізі - Мақат ауданы әкімінің 2003 жылғы 22 қаңтардағы № 14 шешімі; 2004 ж. 28 ақпандағы №1 "Ембімұнайгаз" және "Өзенмұнайгаз" ААҚ "ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру" АҚ біріктіру шарты

Кадастровый номер земельного участка - 04-064-005-163

Землепользователь - Акционерное общество "Разведка Добыча "КазМунайГаз", г. Астана, район Алматы, пр. Кабанбай батыра, 20/1

Право временного возмездного землепользования (аренды) на земельный участок сроком на - 13 лет

Площадь земельного участка - 79,44 га.

Целевое назначение земельного участка - для добычи нефти и газа

Ограничения в использовании и обременения земельного участка - нет, право проезда через участок

Делимость земельного участка - делимый

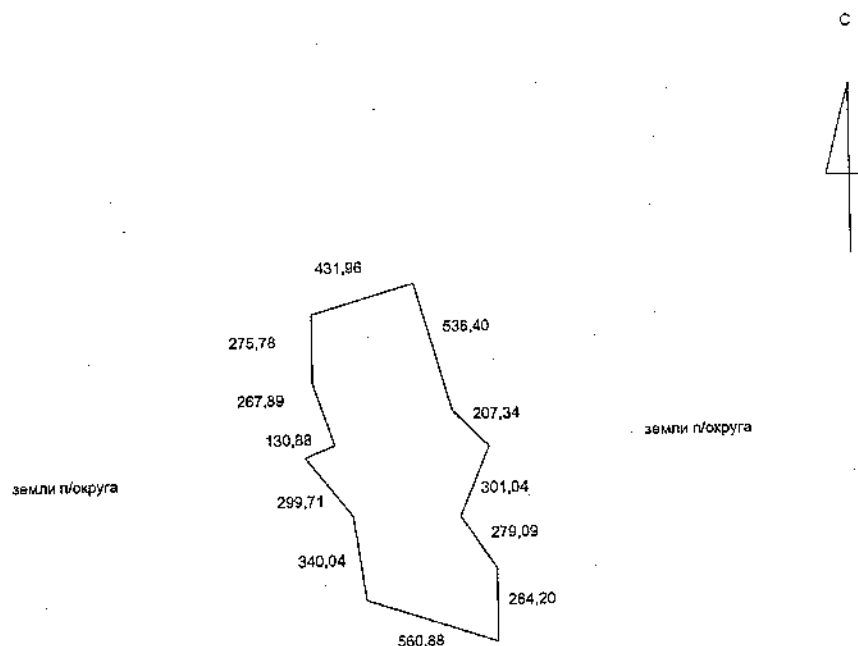
Основание выдачи акта - решение Акима Макатского района от 22 января 2003 года № 14; договор слияния ОАО "Эмба-мұнайгаз" и "Узень-мұнайгаз" в АО "Разведка Добыча "КазМунайГаз" от 28 февраля 2004 года №1

№ 0002448

Жер учаскесінің ЖОСПАРЫ
ПЛАН земельного участка

Учаскенің орналасқан жері - Мақат ауданы, "Байшонас" кен орны, №3 учаскесінде

Местоположение участка - Макатский район, месторождение "Байчунас", участок №3



Масштаб 1: 25000

Жоспардағы № на плане	Жоспар шегіндегі жер пайдалану- шылардың (меншік иелерінің) атауы Наименование землепользователей (собственников) в границах плана	Алаңы, га Площадь, га

Осы актіні беру туралы жазба жер учаскесіне меншіктік құқығын, жер пайдалану құқығын беретін актілер жазылатын Кітапта № 3808 болып жазылды.

Қосымша: жоқ

Запись о выдаче настоящего акта произведена в Книге записей актов на право собственности на земельный участок, право землепользования за № 3808

Приложение: нет

М.О.
М.П.

Мақат аудандық жер ресурстарын
басқару жөніндегі бөлімінің бастығы
Начальник Мақатского районного отдела
по управлению земельными ресурсами

(қолы, подпись) А.Ә.А.Т. Ермекбаев Ш.
Ф.И.О.

" 11 " шілде 2005 ж.

Жер учаскесіне құқығын тіркеу туралы белгі
Отметка о регистрации права на земельный участок

АКТ
Определения арендной платы за земельный участок
На 2005 год

2. Акт составлен в соответствии с заявлением гражданина _____

(Ф.И.О.)
юридическое лицо АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»

(наименование)

или по поручению _____
(наименование исполнительного органа)

в связи с получением право временного землепользования сроком на
13 лет
(наименование сделки)

2. Целевое использование земельного участка добыча нефти и газа на
месторождении «Байчунас» участок № 3

3. Местоположение земельного участка Макатский район

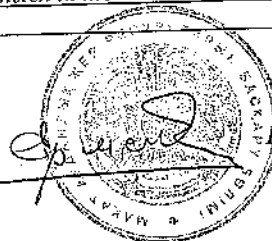
4. Расчет оценочной стоимости земельного участка (права землепользования)

Кадастровый номер	Площадь (м ²)	Ставка оплаты за землю в тенге	Стоимость земли в тенге	Поправочный коэффициент	Оценочный стоимость
04-064-005-163	794400	0,96	762624	1,0	762624

Итого:

5. Оценочная стоимость земельного участка (право землепользования)
составляет семьсот шестьдесят две тысяча шестьсот двадцать четыре
тенге

Начальник Макатского
районного отдела по
управлению земельными ресурсами:



П.Ермекбаев

№ 0002448

Жер учаскесін жалға беру туралы шарт

Мақат поселкесі

" 6 " 07 2005 ж.

Бірінші тараптан, бұдан әрі Жалға беруші деп аталатын Мақат ауданы әкімінің

Н.Жантоқов

(аты-жөні немесе заңды тұлғаның атауы)

және "ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру" акционерлік қоғамы "Ембімұнайгаз" ӨФ-ның
директоры Избасов М.Ш.

(аты-жөні немесе заңды тұлғаның атауы)

екінші тараптан, бұдан әрі Жалға алушы деп аталатын біз, төменде қол қоюшылар төмендегі туралы осы Шартты жасастық:

1. ШАРТТЫҢ МӘНІ

1. Жалға беруші жалға алушыға өзіне тиеселі мемлекеттік

меншіктегі

(жске меншік, жер пайдалану немесе мемлекеттік меншіктегі)

құқығындағы жер учаскесін (жер учаскесінің бөлігі) Мақат ауданы әкімінің 2003 жылғы
22 қаңтардағы № 14 шешімі; 2004 ж. 28 ақпандағы № 1 "Ембімұнайгаз" және
"Өзенмұнайгаз" ААҚ "ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру" АҚ біріктіру шарты негізінде
(құжаттың атауы, күні және оны тіркеу №)

Осы шартқа тіркелген жер учаскесінің жоспары шегінде береді (1-қосымша)

2. Жер учаскесінің орналасқан жері және оның деректері:

Мекен-жайы: Мақат ауданы, "Байшонас" кен орны, № 3 учаскесінде

Кадастрлық нөмірі (код) 04-064-005-163

аланы 79,44 га, оның ішінде: ауыл шаруашылығы танаптары - га (егістік жерлер - га,
оның ішінде суармалы жер - га, көпжылдық ағаш егістіктері - га, шабындықтар - га,
жайылым - га, тыңайған жер - га), басқа жер алқаптары - га,

(жер учаскесіне орналасқан құрылыстардың, ғимараттардың тізбесі)

нысалы мақсаты: газ және мұнай өндіру учаскесі үшін

пайдаланудағы шектеу және жүктеме артытуы: жоқ, жер учаскесі арқылы көлікпен жүріп
өту

бөлінуі немесе бөлінбеуі бөлінеді

2. ЖЕРҮШІН ТӨЛЕМ

1. Жыл сайын жалгерлік төлем 766600 теңгені құрайды және Жалға алушы теңдей үлестер мен ағымдағы жылдың « »

күні

айы

бойынша № шотқа аудару

(банктің атауы)

жолымен төлеуге жатады немесе оны сома заттық нысанда

түрінде өтіледі.

(өнімнің саны мен тізбесі)

2. Тараптардың келісімі бойынша жалгерлік төлемнің мөлшері жыл сайын инфляцияның деңгейі жөніндегі мемлекеттік статистика мәліметтері негізінде анықталады. Мемлекет немесе жер пайдаланушы жер учаскесін жалға берген кезде жалгерлік төлемнің мөлшері белгіленген тәртіпке сәйкес айқындалады.

№ 0002448

Договор
об аренде земельного участка

п. Макап « 6 » 07 2006 г.
Мы, нижеподписавшиеся, Аким Макапского района Жантоков Н.
(наименование юридического лица или Ф.И.О.)

именуемый в дальнейшем Арендодатель, с одной стороны, и Акционерное общество
"Разведка Добыча "КазМунайГаз" в лице директора Производственного филиала
"ЭмбаМунайгаз" Избасови М.Ш.
(наименование юридического лица или Ф.И.О.)

именуемый в дальнейшем Арендатор, с другой стороны, заключили настоящий договор о
нижеизложенном:

1. Предмет договора

1. Арендодатель передает (предоставляет) Арендатору принадлежащий ему на правах
государственной собственности

(частной собственности, землепользования или находящийся в государственной собственности)
земельный участок (часть земельного участка) на основании решение Акима Макапского
района от 22 января 2003 года № 14; договор слияния ОАО "ЭмбаМунайгаз" и
"Узеньмунайгаз" в АО "Разведка Добыча "КазМунайГаз" от 28 февраля 2004 года № 1
(наименование документа, дата и № его регистрации)

в границах прилагаемого к настоящему Договору плана земельного участка (приложение 1)

2. Месторасположение земельного участка и его данные:
адрес Макапский район, месторасположение "Байчунас", участок № 3

кадастровый номер (код) 04-064-005-163

площадь 79,44 га, из них сельскохозяйственных угодий - га, (пашни - га, в т.ч. орошаемой -
га, многолетних насаждений - га, сенокосов - га, пастбищ - га, залежь - га), прочих
земель - га,

(перечень построек, сооружений, расположенных на земельном участке)

целевое назначение для участка по добыче нефти и газа
ограничения в использовании и обременения нет, разрешено право проезда через
участок
делимость или неделимость делимый

2. Плата за землю

Ежегодная арендная плата составляет 760600 тенге и подлежит уплате
Арендатором равными долями по « » ткущего года
путем перечисления на счет № в

(наименование банка)

или эта сумма компенсируется в натуральной форме в виде

(количество и перечень продукции)

2. Размер арендной платы по соглашению сторон ежегодно уточняется на основании
данных государственной статистики об общем уровне инфляции. При сдаче государством
или государственным землепользователем земельного участка в аренду размер арендной
платы определяется в соответствии с установленным порядком.

3. ТАРАПТАРДЫҢ ҚҰҚЫҚТАРЫ МЕН МІНДЕТТЕРІ

1. Жалға алушының;
 - 1) жер учаскесін оның арналуынан келіп туындайтын мақсатта пайдалана отырып жерде дербес шаруашылық жүргізуге;
 - 2) ауыл шаруашылығы және өзге дақылдар мен көшеттердің егісі мен екпелеріне, жер учаскесін пайдалану нәтижесінде алынған ауыл шаруашылығы мен өзге де өнімге және сатудан алынған табысқа меншік;
 - 3) жалға берушінің келісімімен өз шаруашылығының мұқтажы үшін жер учаскесіндегі құмды, топырақты, қиыршық тасты және басқа да кен тараған пайдалы қазбаларды, торфты, орман алқабын, жер үсті және жер асты суларын пайдалануға, сондай-ақ жердің өзге де пайдалы игіліктерін тұтынуға;
 - 4) жер учаскесі мемлекет мұқажына алынғанда (сатып алынғанда) Қазақстан Республикасының заңдарына белгіленген тәртіпте шығындарының өтелуіне;
 - 5) жалға берушінің келісімімен жер учаскесінің нысаналы мақсатына қайшы келмейтін құрылыстар мен ғимараттарды, белгіленген сәулет-жоспарлау, құрылыс, экологиялық, санитарлық-гигиеналық, өртке қарсы және өзге де талаптарды (нормаларды, ережелерді, нормативтерді) сақтай отырып салуға;
(рұқсат етілген құрылыстардың, құрылымдардың және ғимараттардың тізбесі)
 - 6) жалға берушінің келісімімен, белгіленген құрылыс, экологиялық, санитарлық-гигиеналық және өзге де арнаулы талаптарға сәйкес суландыру, құрғату және өзге де мелиоративтік жұмыстар жүргізуге, тоғандар мен басқа да су қоймаларын салуға;
 - 7) жалға алынған жер учаскесін немесе оның бөлігін екінші рет уақытша тегін жер пайдалану туралы шарт негізінде осы жер учаскесінің нысаналы мақсатын өзгертіп, егер Шартта өзгеше көзделмесе, қосалқы жалға немесе басқа адамға беруге құқығы бар.
2. Осы бөлімнің 1-тармағындағы 2; 3; 5; 6-тармақшаларында көзделген шарттар тараптардың келісімі бойынша өзгертілуі мүмкін.
3. Жалға алушы:
 - 1) жерді оның негізгі нысаналы мақсатына сәйкес және шартта белгіленген тәртіпте пайдалануға;
 - 2) өндірістің табиғат қорғау технологиясын қолдануға, өзінің шаруашылық қызметінің нәтижесінде қоршаған табиғи ортаға зиян келтіруге және экологиялық ахуалдың нашарлауына жол бермеуге;
 - 3) топырақтың құнарлығын арттыруға және жер заңдарында көзделген жерді қорғау жөніндегі шараларды жүзеге асыруға;
 - 4) жалгерлік төлемді уақтылы төлеуге;
 - 5) орман, су және басқа да табиғи ресурстарды пайдалану тәртібін сақтауға, тарихи, сәулет ескерткіштерін және жер учаскесінде орналасқан мемлекет қорғауындағы басқа да объектілерді қорғауды қамтамасыз етуге;
 - 6) жер учаскесінде құрылыс салуды жүзеге асырғанда қолданып жүрген сәулет-жоспарлау, құрылыс, экологиялық, санитарлық және өзге де арнаулы талаптарды (нормаларды, ережелерді, нормативтерді) басшылыққа алуға;
 - 7) жердің жай-күйі мен оларды пайдалану туралы жер заңдарымен белгіленген мәліметтерді мемлекеттік органдарға уақтылы табыс етіп отыруға;
 - 8) топырақтың құнарлы қабатын, мұндай сыдырып алу құнарлы қабатын біржола жоғалуын болғызбау үшін қажет болған жағдайларды қоспағанда, басқа адамдарға сату немесе беру мақсатында оны сыдырып алуға жол бермеуге;
 - 9) өзінің шаруашылық қызметінің нәтижесінде жердің сапасы және экологиялық ахуалы нашарлаған жағдайда шығындарды толық көлемде өтеуге міндетті.

3. Права и обязанности сторон

1. Арендатор имеет право:

- 1). самостоятельно хозяйствовать на земле, используя ее в целях, вытекающих из назначения земельного участка;
- 2). собственности на посевы и посадки сельскохозяйственных и иных культур и насаждений, на произведенную сельскохозяйственную и иную продукцию, полученную в результате использования земельного участка, и доходы от ее реализации;
- 3). с согласия Арендодателя использовать для нужд своего хозяйства имеющиеся на земельном участке песок, глину, гравий и другие общераспространенные полезные ископаемые, торф, лесные угодья, поверхностные и подземные воды, а также эксплуатировать иные полезные свойства земли;
- 4). на возмещение убытков в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан при изъятии (выкупе) земельного участка на государственные нужды;
- 5). с согласия Арендодателя возводить строения и сооружения, не противоречащие целевому назначению земельного участка, с соблюдением установленных архитектурно-планировочных, строительных, экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и иных специальных требований (норм, правил, нормативов)

(перечень разрешенных строительства, строений и сооружений)

- 6). с согласия Арендодателя проводить оросительные, осушительные и иные мелиоративные работы, строить пруды и иные водоемы в соответствии с установленными строительными, экологическими, санитарно-гигиеническими и иными специальными требованиями;

- 7). сдавать арендованный земельный участок или его часть в субаренду или передавать его другому лицу на основе договора о вторичном временном безвозмездном землепользовании без изменения целевого назначения данного земельного участка, если Договором не предусмотрено иное.

2. Условия, предусмотренные подпунктами 2.3.5.6 пункта 1 настоящего раздела, могут быть изменены по соглашению сторон.

3. Арендатор обязан:

- 1). использовать землю в соответствии с ее основным целевым назначением и в порядке, предусмотренном Договором;
- 2). применять природоохранную технологию производства, не допускать причинения вреда окружающей природной среде и ухудшения экологической обстановки в результате своей хозяйственной деятельности;
- 3). повышать плодородие почв и осуществлять мероприятия по охране земель, предусмотренные земельным законодательством;
- 4). своевременно вносить арендную плату;
- 5). соблюдать порядок пользования лесными, водными и другими природными ресурсами, обеспечивать охрану памятников истории, архитектуры и других, расположенных на земельном участке объектов, охраняемых государством;
- 6). руководствоваться при осуществлении на земельном участке строительства действующими архитектурно-планировочными, строительными, экологическими, санитарно-гигиеническими и иными специальными требованиями (нормами, правилами, нормативами);
- 7). своевременно представлять в государственные органы установленные земельным законодательством сведения о состоянии и использовании земель;
- 8). не допускать снятия плодородного слоя почвы с целью продажи или передачи ее другим лицам, за исключением случаев, когда такое снятие необходимо для предотвращения безвозвратной утери плодородного слоя;

9). возмещать в полном объеме убытки в случае ухудшения качества земель и экологической обстановки в результате своей хозяйственной деятельности.

4. Арендодатель имеет право:

- 1). осуществлять контроль за использованием и охраной земель;
- 2). на возмещение убытков в полном объеме, причиненных ухудшением качества земель и экологической обстановки в результате хозяйственной деятельности Арендатора;
- 3). оценивать по истечении срока Договора состояние земельного участка и принимать его по акту.

5. Арендодатель обязан:

- 1). передать Арендатору земельный участок в состоянии, соответствующем условиям Договора;
- 2). возместить в соответствии с Договором полностью или частично расходы, понесенные Арендатором на освоение и улучшение сельскохозяйственных угодий, если такое освоение и улучшение было оговорено Договором;
- 3). возместить в полном объеме убытки Арендатору при досрочном расторжении Договора по своей инициативе.

4. Ответственность сторон

1. В случае неуплаты арендной платы в оговоренный срок Арендатор уплачивает неустойку за каждый день просрочки в размере 0,2 процента (ов) от суммы арендной платы за истекший расчетный счет.
2. За нарушение условий Договора стороны несут ответственность в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан.

5. Порядок рассмотрения споров

1. Любые разногласия или претензии, которые могут возникнуть по Договору или связанные с его действием, будут по возможности разрешаться путем переговоров между сторонами.
2. Все разногласия, вытекающие из Договора, которые не могут быть решены путем переговоров, разрешаются в судебном порядке.

6. Действие Договора

Договор заключен на 13 лет (года) и вступает в силу с момента его регистрации в регистрирующем органе (когда срок землепользования свыше года).

Договор действует до « 18 » 02 / 2016 г.
число месяц

Изменение условий Договора, его расторжение допускаются в случаях несоблюдения требований, определенных пунктами 3 и 5 раздела 3 настоящего Договора. Договор составлен в двух экземплярах, из которых один передается Арендатору, другой экземпляр – Арендодателю.

4. Жалға беруші:

- 1) жер пайдалануға және қорғауға бақылауды жүзеге асыруға;
- 2) жалға берушіге қызметінің нәтижесінде жердің сапасы мен экологиялық ахуалына келтірілген шығындарды толық көлемде өтеуге;
- 3) Шарт мерзімі өтеуі бойынша жер участкесінің жай-күйін бағалауға және оны акт бойынша қабылдауға құқылы.

5. Жалға беруші:

- 1) жалға алушыға жер участкесінің шарттың талаптарына сәйкес күйінде беруге (2-қосымша);
- 2) жалға алушының ауыл шаруашылығы алаптарына игеру мен жақсартуға жіберген шығындарын, егер бұндай игеру мен жақсарту шартта айтылса, толық немесе ішінара шартқа сәйкес төлеуге;
- 3) өзінің бастамшылығымен шартты мерзімінен бұрын бұзған жағдайда Жалға алушының шығындарын толық төлеуге міндетті.

4. ТАРАПТАРДЫҢ ЖАУАПКЕРШІЛІГІ

1. Айтылған мерзімде жалгерлік төлем төленбеген жағдайда Жалға алушы өткен есепті мерзімінің жалгерлік төлем сомасының 0,2 проценті көлемінде әрбір жіберілген күн үшін айыпшұл төлейді.
2. Шарттың талабын бұзғаны үшін тараптар Қазақстан Республикасының қолданылып жүрген заңдарына сәйкес жауапкершілікте болады.

5. ДАУЛАРДЫ ҚАРАУ ТӘРТІБІ

1. Шарт бойынша туындайтын немесе оның қолданылуымен байланысты кез-келген келіспеушіліктер мен талаптар мүмкіндігінше тараптар арасындағы келіссөздер мен шешіледі.
2. Келіссөз жолымен шешілуі мүмкін емес шарттан туындайтын барлық келіспеушіліктер сот тәртібінде шешіледі.

6. ШАРТТЫҢ ҚОЛДАНЫЛУЫ

Шарт 13 жылға жасалды және оны тіркеуші органда (егер жер пайдалану мерзімі бір жылдан асатын болса) тіркелген сәттен бастап өз күшіне енеді.

Шарт 2016 жылғы « 18 » 02 ^{күні} _{айы} дейін қолданылады.

Осы шарттың 3-бөліміндегі 3 және 5 – тармақтарда белгіленген талаптар сақталмаған жағдайда, шарттың талаптарын өзгертуге, оны бұзуға жол беріледі.

Шарт екі дана етіп жасалды, оның бір данасы Жалға алушыға, екіншісі Жалға берушіге беріледі.

Таланттардың заңды мекен-жайлары мен деректемелері:

Жалға беруші
Мақат ауданы әкімінің Н.Жантоқов
(аты-жөні, заңды тұлғаның толық атауы)

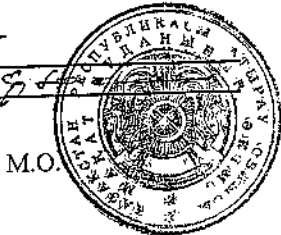
Арендодатель
Аким Макацкого района
Жантоков Н.
(Ф.И.О.полное наимен.юрид.лица)

Орналасқан жері:
Мақат поселкесі

Месторасположение
п. Макат

Есеп айрысу шоты:
Р/счет: 000080900

(қолы, подпись)



M.O

Жалга алушы:
"КазМунайГаз" Барлау Өндүрү
акционерлік қоғамы "Ембімұнайгаз"
ӨФ-ның директоры Избасов М.Ш.
 (аты-жөні, заңды тұлғаның толық атауы)
 Арендатор
Акционерное общество "Разведка
Добыча "КазМунайГаз" в лице
директора Производственного филиала
"Эмбамұнайгаз" Избасова М.Ш.
 (Ф.И.О.полное наимен.юрид.лица).

Орналасқан жері:
Астана қаласы, Алматы ауданы,
Қабанбай батыр данғылы, 20/1 үй
Месторасположение
г. Астана, район Алматы, пр.
Қабанбай батыра д. 20/1

Есеп айрысу ШОТЫ
Р/счег



ЖЕЛТЫЙ ПОДПИСЬ
00

М.О.
Тіркелуі туралы белгі
Отметка о регистрации



246 0.11

№ 16 от 6 апреля 1995 года
 Администрация города: Гурьев - М. Смирнов

lap 5 read

Визы:

Первый заместитель директора

Заместитель директора

Директор департамента
ООС, ОТ, ТБ и ЧС

Главный энергетик

И.о. директора департамента
бюджетирования и экономического
анализа

Директор департамента
строительства

Юрисконсульт 1 категории

Главный маркшейдер

Султ
Камбу

Алиев

Алиев

Султ

Алиев

Алиев

Алиев

А. А. Аубакиров

М. Ж. Салимгереев

К. Б. Куанышев

Ж. А. Умирбаев

Г. П. Поздеев

Т. М. Абилгазиев

Г. А. Ажигалиева

Х. Х. Мангибаев

Уча

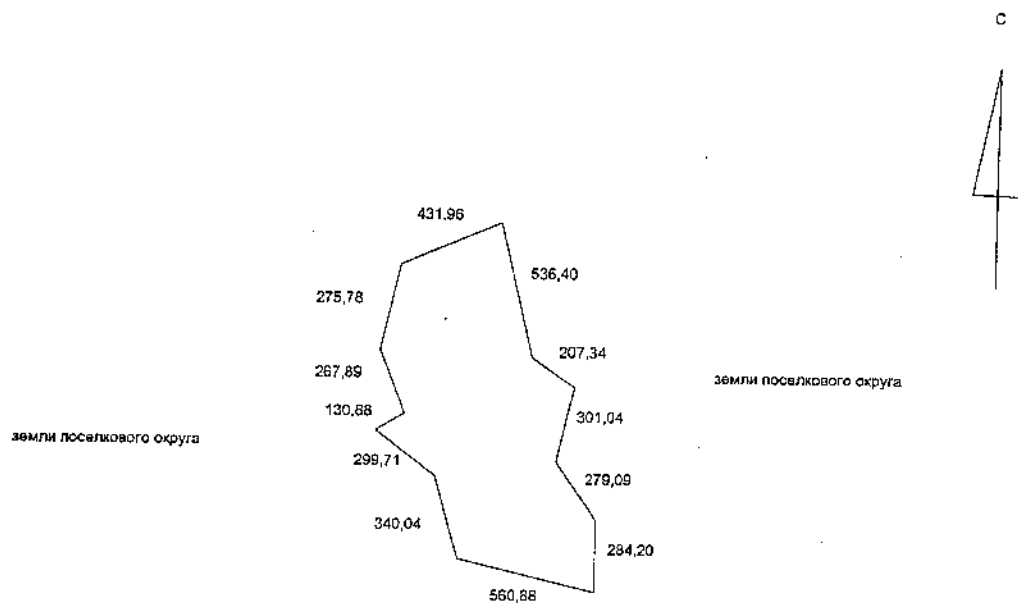
Ме

Қосымша 1
Приложение

Жер учаскесінің ЖОСПАРЫ
ПЛАН земельного участка

Учаскенің орналасқан жері - Мақат ауданы, "Байшонас" кен орны, № 3 учаскесінде

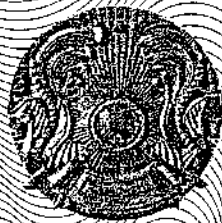
Местоположение участка - Магатский район, месторождение "Байчунас", участок № 3



Масштаб 1: 25000

универсальный-Восточный

Байшоное үк №4



УАҚЫТША (ҰЗАҚ МЕРЗІМДІ,
ҚЫСКА МЕРЗІМДІ) ӨТЕУЛІ ЖЕР ПАЙДАЛАНУ
(ЖАЛҒА АЛУ) КҮҚЫҒЫН БЕРЕТІН

АКТ

НА ПРАВО ВРЕМЕННОГО ВОЗМЕЗДНОГО
(ДОЛГОСРОЧНОГО, КРАТКОСРОЧНОГО)
ЗЕМЛЕПОЛЬЗОВАНИЯ (АРЕНДЫ)

№0002449

Жер учаскесінің кадастрлық нөмірі - 04-064-005-164

Жер пайдаланушы - "ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру" акционерлік қоғамы, Астана қаласы, Алматы ауданы, Қабанбай батыр даңғылы, 20/1

Жер учаскесінің уақытша өтеулі жер пайдалану (жалға алу) құқығы - 13 жыл мерзімге

Жер учаскесінің алаңы - 7,38 га.

Жер учаскесін мақсатты тағайындау - газ және мұнай өндіру үшін

Жер учаскесін пайдаланудағы шектеулер мен ауыртпалықтар - жоқ, жер учаскесі арқылы көлікпен жүріп өту құқығы

Жер учаскесінің бөлінуі - бөлінеді

Актінің берілу негізі - Мақат ауданы әкімінің 2003 жылғы 22 қаңтардағы № 14 шешімі; 2004 ж. 28 ақпандағы №1 "Ембімұнайгаз" және "Өзенмұнайгаз" ААҚ "ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру" АҚ біріктіру шарты

Кадастровый номер земельного участка - 04-064-005-164

Землепользователь - Акционерное общество "Разведка Добыча "КазМунайГаз", г. Астана, район Алматы, пр. Кабанбай батыра, 20/1

Право временного возмездного землепользования (аренды) на земельный участок сроком на - 13 лет

Площадь земельного участка - 7,38 га.

Целевое назначение земельного участка - для добычи нефти и газа

Ограничения в использовании и обременения земельного участка - нет, право проезда через участок

Делимость земельного участка - делимый

Основание выдачи акта - решение Акима Мақатского района от 22 января 2003 года № 14; договор слияния ОАО "Эмба мұнайгаз" и "Узень мұнайгаз" в АО "Разведка Добыча "КазМунайГаз" от 28 февраля 2004 года №1

№ 0002449

Жер учаскесінің ЖОСПАРЫ
ПЛАН земельного участка

Учаскесінің орналасқан жері - Мақат ауданы, "Байшонас" кен орны, №4
учаскесінде

Местоположение участка - Макатский район, месторождение "Байчунас",
участок №4

земли п/округа

349,45

земли п/округа

411,54

178,60

220,23

Масштаб 1: 10000

13.05.95

ЖОСПАР ШЕГІНДЕГІ БӨТЕН ЖЕР ПАЙДАЛАНУШЫЛАР (МЕНШІК ИЕЛЕРІ)
ПОСТОРОННИЕ ЗЕМЛЕПОЛЬЗОВАТЕЛИ (СОБСТВЕННИКИ)
В ГРАНИЦАХ ПЛАНА

Жоспардағы № на плане	Жоспар шегіндегі жер пайдалану- шылардың (меншік иелерінің) атауы Наименование землепользователей (собственников) в границах плана	Алаңы, га Площадь, га

Осы актіні беру туралы жазба жер учаскесіне меншіктік құқығын, жер пайдалану құқығын беретін актілер жазылатын Кітапта № 3813 болып жазылды.

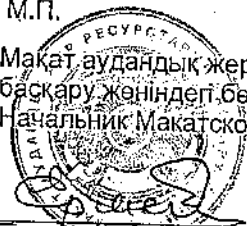
Қосымша: жоқ

Запись о выдаче настоящего акта произведена в Книге записей актов на право собственности на земельный участок, право землепользования за № 3813

Приложение: нет

М.О.
М.П.

Мақат аудандық жер ресурстарын
басқару жөніндегі бөлімінің бастығы
Начальник Мақатского районного отдела
по управлению земельными ресурсами



А.Ә.А.Т. Ермекбаев Ш.

(қолы, подпись) Ф.И.О.

" 19 " шілде 2005 ж.

Жер учаскесіне құқығын тіркеу туралы белгі
Отметка о регистрации права на земельный участок

АКТ
Определения арендной платы за земельный участок
На 2005 год

2. Акт составлен в соответствии с заявлением гражданина _____

(Ф.И.О.)

юридические лица АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»

(наименование)

или по поручению _____

(наименование исполнительного органа)

в связи с получением право временного землепользования сроком на
13 лет

(наименование сделки)

2. Целевое использование земельного участка добыча нефти и газа на
месторождении «Байчунас» участок № 4

3. Местоположение земельного участка Макатский район

4. И нет оценочной стоимости земельного участка (права землепользования)

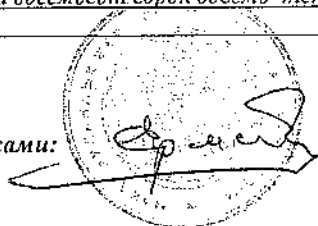
Кадастровый номер	Площадь (м ²)	Ставка оплаты за землю в тенге	Стоимость земли в тенге	Поправочный коэффициент	Оценочный стоимость
04-064-005-164	73800	0,96	70848	1,0	70848

Итого:

5. Оценочная стоимость земельного участка (права землепользования)

составляет семьдесят тысяча восемьсот сорок восемь тенге

Начальник Макатского
районного отдела по
управлению земельными ресурсами:



Ш.Ермекбаев

№ 0002449

Жер учаскесін жалға беру туралы шарт

" 6 " 2005 ж.

Мақат поселкесі

Бірінші тараптан, бұдан әрі Жалға беруші деп аталатын Мақат ауданы әкімінің

Н. Жантоқов

(аты-жөні немесе заңды тұлғаның атауы)

және "ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру" акционерлік қоғамы
директоры Избасов М.Ш.

(аты-жөні немесе заңды тұлғаның атауы)

екінші тараптан, бұдан әрі Жалға алушы деп аталатын біз, төменде қол қоюшылар төмендегі туралы осы Шартты жасастық:

1. ШАРТТЫҢ МӘНІ

1. Жалға беруші жалға алушыға өзіне тиеселі мемлекеттік

меншіктегі

(жеке меншік, жер пайдалану немесе мемлекеттік меншіктегі)

құқығындағы жер учаскесін (жер учаскесінің бөлігі) Мақат ауданы әкімінің 2003 жылғы 22 қаңтардағы № 14 шешімі; 2004 ж. 28 ақпандағы № 1 "Ембімұнайгаз" және "Өзенмұнайгаз" ААҚ "ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру" АҚ біріктіру шарты негізінде

(құжаттың атауы, күні және оны тіркеу №)

Осы шартқа тіркелген жер учаскесінің жоспары шегінде береді (1-қосымша)

2. Жер учаскесінің орналасқан жері және оның деректері:

Мекен-жайы: Мақат ауданы, "Байшонас" кен орны, № 4 учаскесінде

Кадастрлық нөмірі (код) 04-064-005-164

аланы 7,38 га, оның ішінде: ауыл шаруашылығы танаптары — га (егістік жерлер — га, оның ішінде суармалы жер — га, көпжылдық ағаш егістіктері — га, шабындықтар — га, жайылым — га, тыңайған жер — га), басқа жер алқаптары — га,

(жер учаскесіне орналасқан құрылыстардың, ғимараттардың тізбесі)

нысалы мақсаты: газ және мұнай өндіру учаскесі үшін

оту

бөлінуі немесе бөлінбеуі бөлінеді

2. ЖЕРҮШІН ТӨЛЕМ

1. Жыл сайын жалгерлік төлем 70878 теңгені құрайды және Жалға алушы теңдей үлестер мен ағымдағы жылдың « — » — айы

бойынша — (банктің атауы) № — шотқа аудару

жолымен төлеуге жатады немесе оны сома заттық нысанда — түрінде өтіледі.

(өнімнің саны мен тізбесі)

2. Тараптардың келісімі бойынша жалгерлік төлемнің мөлшері жыл сайын инфляцияның деңгейі жөніндегі мемлекеттік статистика мәліметтері негізінде анықталады. Мемлекет немесе жер пайдаланушы жер учаскесін жалға берген кезде жалгерлік төлемнің мөлшері белгіленген тәртіпке сәйкес айкындалады.

№ 0002449

Договор
об аренде земельного участка

п. Макам

« 6 » 07 2005 г.

Мы, нижеподписавшиеся, Аким Макамского района Жаптоков Н.
(наименование юридического лица или Ф.И.О.)

именуемый в дальнейшем Арендодатель, с одной стороны, и Акционерное общество
"Разведка Добыча "КазМунайГаз" в лице директора Производственного филиала
"ЭмбаМунайгаз" Избасова М.Ш.
(наименование юридического лица или Ф.И.О.)

именуемый в дальнейшем Арендатор, с другой стороны, заключили настоящий договор о
нижеизложенном:

1. Предмет договора

1. Арендодатель передает (предоставляет) Арендатору принадлежащий ему на правах
государственной собственности

(частной собственности, землепользования или находящийся в государственной собственности)

земельный участок (часть земельного участка) на основании решение Акима Макамского
района от 22 января 2003 года № 14; договор слияния ОАО "ЭмбаМунайгаз" и
"Узеньмунайгаз" в АО "Разведка Добыча "КазМунайГаз" от 28 февраля 2004 года № 1
(наименование документа, дата и № его регистрации)

в границах прилагаемого к настоящему Договору плана земельного участка (приложение 1)

2. Месторасположение земельного участка и его данные:

адрес Макамский район, месторождение "Байчунас", участок № 4

кадастровый номер (код) 04-064-005-164

площадь 7,38 га, из них сельскохозяйственных угодий - га, (пашни - га, в т.ч. орошаемой -
га, многолетних насаждений - га, сенокосов - га, пастбищ - га, залежь - га), прочих
земель - га,

(перечень построек, сооружений, расположенных на земельном участке)

целевое назначение для участка по добыче нефти и газа

ограничения в использовании и обременения нет, разрешено право проезда через
участок

делимость или неделимость делимый

2. Плата за землю

Ежегодная арендная плата составляет 70 848 тенге и подлежит уплате
Арендатором равными долями по « » _____ текущего года
путем перечисления на счет № _____ в _____

(наименование банка)

или эта сумма компенсируется в натуральной форме в виде _____

(количество и перечень продукции)

2. Размер арендной платы по соглашению сторон ежегодно уточняется на основании
данных государственной статистики об общем уровне инфляции. При сдаче государством
или государственным землепользователем земельного участка в аренду размер арендной
платы определяется в соответствии с установленным порядком.

3. ТАРАПТАРДЫҢ ҚҰҚЫҚТАРЫ МЕН МІНДЕТТЕРІ

1. Жалға алушының;
 - 1) жер учаскесін оның арналуынан келіп туындайтын мақсатта пайдалана отырып жерде дербес шаруашылық жүргізуге;
 - 2) ауыл шаруашылығы және өзге дақылдар мен көшеттердің егісі мен екпелеріне, жер учаскесін пайдалану нәтижесінде алынған ауыл шаруашылығы мен өзге де өнімге және сатудан алынған табысқа меншік;
 - 3) жалға берушінің келісімімен өз шаруашылығының мұқтажы үшін жер учаскесіндегі құмды, топырақты, қиыршық тасты және басқа да кен тараған пайдалы қазбаларды, торфты, орман алқабын, жер үсті және жер асты суларын пайдалануға, сондай-ақ жердің өзге де пайдалы игіліктерін тұтынуға;
 - 4) жер учаскесі мемлекет мұқтажына алынғанда (сатып алынғанда) Қазақстан Республикасының заңдарына белгіленген тәртіпте шығындарының өтелуіне;
 - 5) жалға берушінің келісімімен жер учаскесінің нысаналы мақсатына қайшы келмейтін құрылыстар мен ғимараттарды, белгіленген сәулет-жоспарлау, құрылыс, экологиялық, санитарлық-гигиеналық, өртке қарсы және өзге де талаптарды (нормаларды, ережелерді, нормативтерді) сақтай отырып салуға;
- (рұқсат етілген құрылыстардың, құрылымдардың және ғимараттардың тізбесі)
- 6) жалға берушінің келісімімен, белгіленген құрылыс, экологиялық, санитарлық-гигиеналық және өзге де арнаулы талаптарға сәйкес суландыру, құрғату және өзге де мелиоративтік жұмыстар жүргізуге, тоғандар мен басқа да су қоймаларын салуға;
- 7) жалға алынған жер учаскесін немесе оның бөлігін екінші рет уақытша тегін жер пайдалану туралы шарт негізінде осы жер учаскесінің нысаналы мақсатын өзгертпей, егер Шартта өзгеше көзделмесе, қосалқы жалға немесе басқа адамға беруге құқығы бар.
2. Осы бөлімнің 1-тармағындағы 2; 3; 5; 6-тармақшаларында көзделген шарттар тараптардың келісімі бойынша өзгертілуі мүмкін.
3. Жалға алушы:
 - 1) жерді оның негізгі нысаналы мақсатына сәйкес және шартта белгіленген тәртіпте пайдалануға;
 - 2) өндірістің табиғат қорғау технологиясын қолдануға, өзінің шаруашылық қызметінің нәтижесінде қоршаған табиғи ортаға зиян келтіруге және экологиялық ахуалдың нашарлауына жол бермеуге;
 - 3) топырақтың құнарлығын арттыруға және жер заңдарында көзделген жерді қорғау жөніндегі шараларды жүзеге асыруға;
 - 4) жалгерлік төлемді уақтылы төлсуге;
 - 5) орман, су және басқа да табиғи ресурстарды пайдалану тәртібін сақтауға, тарихи, сәулет ескерткіштерін және жер учаскесінде орналасқан мемлекет қорғауындағы басқа да объектілерді қорғауды қамтамасыз етуге;
 - 6) жер учаскесінде құрылыс салуды жүзеге асырғанда қолданып жүрген сәулет-жоспарлау, құрылыс, экологиялық, санитарлық және өзге де арнаулы талаптарды (нормаларды, ережелерді, нормативтерді) басшылыққа алуға;
 - 7) жердің жай-күйі мен оларды пайдалану туралы жер заңдарымен белгіленген мәліметтерді мемлекеттік органдарға уақтылы табыс етіп отыруға;
 - 8) топырақтың құнарлы қабатын, мұндай сыдырып алу құнарлы қабаттың біржола жоғалуын болғызбау үшін қажет болған жағдайларды қоспағанда, басқа адамдарға сату немесе беру мақсатында оны сыдырып алуға жол бермеуге;
 - 9) өзінің шаруашылық қызметінің нәтижесінде жердің сапасы және экологиялық ахуалы нашарлаған жағдайда шығындарды толық көлемде өтеуге міндетті.

3. Права и обязанности сторон

1. Арендатор имеет право:

1). самостоятельно хозяйствовать на земле, используя ее в целях, вытекающих из назначения земельного участка;

2). собственности на посевы и посадки сельскохозяйственных и иных культур и насаждений, на произведенную сельскохозяйственную и иную продукцию, полученную в результате использования земельного участка, и доходы от ее реализации;

3). с согласия Арендодателя использовать для нужд своего хозяйства имеющиеся на земельном участке песок, глину, гравий и другие общераспространенные полезные ископаемые, торф, лесные угодья, поверхностные и подземные воды, а также эксплуатировать иные полезные свойства земли;

4). на возмещение убытков в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан при изъятии (выкупе) земельного участка на государственные нужды;

5). с согласия Арендодателя возводить строения и сооружения, не противоречащие целевому назначению земельного участка, с соблюдением установленных архитектурно-планировочных, строительных, экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и иных специальных требований (норм, правил, нормативов)

(перечень разрешенных строительства, строений и сооружений)

6). с согласия Арендодателя проводить оросительные, осушительные и иные мелиоративные работы, строить пруды и иные водоемы в соответствии с установленными строительными, экологическими, санитарно-гигиеническими и иными специальными требованиями;

7). сдавать арендованный земельный участок или его часть в субаренду или передавать его другому лицу на основе договора о вторичном временном безвозмездном землепользовании без изменения целевого назначения данного земельного участка, если Договором не предусмотрено иное.

2. Условия, предусмотренные подпунктами 2.3.5.6 пункта 1 настоящего раздела, могут быть изменены по соглашению сторон.

3. Арендатор обязан:

1). использовать землю в соответствии с ее основным целевым назначением и в порядке, предусмотренном Договором;

2). применять природоохранную технологию производства, не допускать причинения вреда окружающей природной среде и ухудшения экологической обстановки в результате своей хозяйственной деятельности;

3). повышать плодородие почв и осуществлять мероприятия по охране земель, предусмотренные земельным законодательством;

4). своевременно вносить арендную плату;

5). соблюдать порядок пользования лесными, водными и другими природными ресурсами, обеспечивать охрану памятников истории, архитектуры и других, расположенных на земельном участке объектов, охраняемых государством;

6). руководствоваться при осуществлении на земельном участке строительства действующими архитектурно-планировочными, строительными, экологическими, санитарно-гигиеническими и иными специальными требованиями (нормами, правилами, нормативами);

7). своевременно представлять в государственные органы установленные земельным законодательством сведения о состоянии и использовании земель;

8). не допускать снятия плодородного слоя почвы с целью продажи или передачи ее другим лицам, за исключением случаев, когда такое снятие необходимо для предотвращения безвозвратной утери плодородного слоя;

4. Жалға беруші:

- 1) жер пайдалануға және қорғауға бақылауды жүзеге асыруға;
- 2) жалға берушіге қызметінің нәтижесінде жердің сапасы мен экологиялық ахуалына келтірілген шығындарды толық көлемде өтеуге;
- 3) Шарт мерзімі өтеуі бойынша жер участкесінің жай-күйін бағалауға және оны акт бойынша қабылдауға құқылы.

5. Жалға беруші:

- 1) жалға алушыға жер участкесінің шарттың талаптарына сәйкес күйінде беруге (2-қосымша);
- 2) жалға алушының ауыл шаруашылығы алаптарына игеру мен жақсартуға жіберген шығындарын, егер бұндай игеру мен жақсарту шартта айтылса, толық немесе ішінара шартқа сәйкес төлеуге;
- 3) өзінің бастамшылығымен шартты мерзімінен бұрын бұзған жағдайда Жалға алушының шығындарын толық төлеуге міндетті.

4. ТАРАПТАРДЫҢ ЖАУАПКЕРШІЛІГІ

1. Айтылған мерзімде жалгерлік төлем төленбеген жағдайда Жалға алушы өткен есепті мерзімінің жалгерлік төлем сомасының 0,2 проценті көлемінде әрбір жіберілген күн үшін айыппұл төлейді.
2. Шарттың талабын бұзғаны үшін тараптар Қазақстан Республикасының қолданылып жүрген заңдарына сәйкес жауапкершілікте болады.

5. ДАУЛАРДЫ ҚАРАУ ТӘРТІБІ

1. Шарт бойынша туындайтын немесе оның қолданылуымен байланысты кез-келген келіспеушіліктер мен талаптар мүмкіндігінше тараптар арасындағы келіссөздер мен шешіледі.
2. Келіссөз жолымен шешілуі мүмкін емес шарттан туындайтын барлық келіспеушіліктер сот тәртібінде шешіледі.

6. ШАРТТЫҢ ҚОЛДАНЫЛУЫ

Шарт 13 жылға жасалды және оны тіркеуші органда (егер жер пайдалану мерзімі бір жылдан асатын болса) тіркелген сәттен бастап өз күшіне енеді.

Шарт 2016 жылғы « 18 » 02 дейін қолданылады.
күн ай

Осы шарттың 3-бөліміндегі 3 және 5 – тармақтарда белгіленген талаптар сақталмаған жағдайда, шарттың талаптарын өзгертуге, оны бұзуға жол беріледі.

Шарт екі дана етіп жасалды, оның бір данасы Жалға алушыға, екіншісі Жалға берушіге беріледі.

9). возмещать в полном объеме убытки в случае ухудшения качества земель и экологической обстановки в результате своей хозяйственной деятельности.

4. Арендодатель имеет право:

- 1). осуществлять контроль за использованием и охраной земель;
- 2). на возмещение убытков в полном объеме, причиненных ухудшением качества земель и экологической обстановки в результате хозяйственной деятельности Арендатора;
- 3). оценивать по истечении срока Договора состояние земельного участка и принимать его по акту.

5. Арендодатель обязан:

- 1). передать Арендатору земельный участок в состоянии, соответствующем условиям Договора;
- 2). возместить в соответствии с Договором полностью или частично расходы, понесенные Арендатором на освоение и улучшение сельскохозяйственных угодий, если такое освоение и улучшение было оговорено Договором;
- 3). возместить в полном объеме убытки Арендатору при досрочном расторжении Договора по своей инициативе.

4. Ответственность сторон

1. В случае неуплаты арендной платы в оговоренный срок Арендатор уплачивает неустойку за каждый день просрочки в размере 0,2 процента (ов) от суммы арендной платы за истекший расчетный счет.
2. За нарушение условий Договора стороны несут ответственность в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан.

5. Порядок рассмотрения споров

1. Любые разногласия или претензии, которые могут возникнуть по Договору или связанные с его действием, будут по возможности разрешаться путем переговоров между сторонами.
2. Все разногласия, вытекающие из Договора, которые не могут быть решены путем переговоров, разрешаются в судебном порядке.

6. Действие Договора

Договор заключен на 13 лет (года) и вступает в силу с момента его регистрации в регистрирующем органе (когда срок землепользования свыше года).

Договор действует до « 18 » 08 2016 г.
число месяц

Изменение условий Договора, его расторжение допускаются в случаях несоблюдения требований, определенных пунктами 3 и 5 раздела 3 настоящего Договора.
Договор составлен в двух экземплярах, из которых один передается Арендатору, другой экземпляр – Арендодателю.

Талаптардың заңды мекен-жайлары мен деректемелері:
Юридические адреса и реквизиты сторон:

Жалға беруші
Мақат ауданы әкімінің Н.Жантоқов
(аты-жөні, заңды тұлғаның толық атауы)

Арендодатель
Аким Макаевского района
Жантоков Н.
(Ф.И.О.полное наименование лица)

Орналасқан жері:
Мақат поселкесі

Месторасположение
п. Макат

Есеп айрысу шоты:
Р/счет:
000080900

(КОЛЫ, ПОДПИСЬ)

M.O

М-О
Түркелуі туралы белгі
Отметка о регистрации

W. 47 OM 16-4-42 2005 copy

Научный отдел: Эксп. III. Эксп. IV.

Жалға алушы:

"ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру"
акционерлік қоғамы "Ембімұнайгаз"
ӨФ-ның директоры Избасов М.Ш.
(аты-жөні, заңды тұлғаның толық атауы)

Арендатор
Акционерное общество "Разведка
Добыча "КазМунайГаз" в лице
директора Производственного филиала
"Эмбаунайгаз" Избасова М.Ш.
(Ф.И.О. полное наимен. юрид. лица)

Орналасқан жері:

Месторасположение
г. Астана, район Алматы, пр.
Кабанбай батыра д. 20/1

Есеп айрысу шоты
Р/счет

КОЛЕ ПОДІНО

КОЛЕ ПОДІНО

Первый заместитель директора

Заместитель директора

Директор департамента
ООС, ОТ, ТБ и ЧС

Главный энергетик

И.о. директора департамента
бюджетирования и экономического
анализа

Директор департамента
строительства

Юрисконсульт 1 категории

/Главный маркшейдер

Вид

А. А. Аубакиров

М. Ж. Салимгерсев

К. Б. Куанышев

Ж. А. Умирбаев

Г. П. Поздсев

Т. М. Абилгазиев

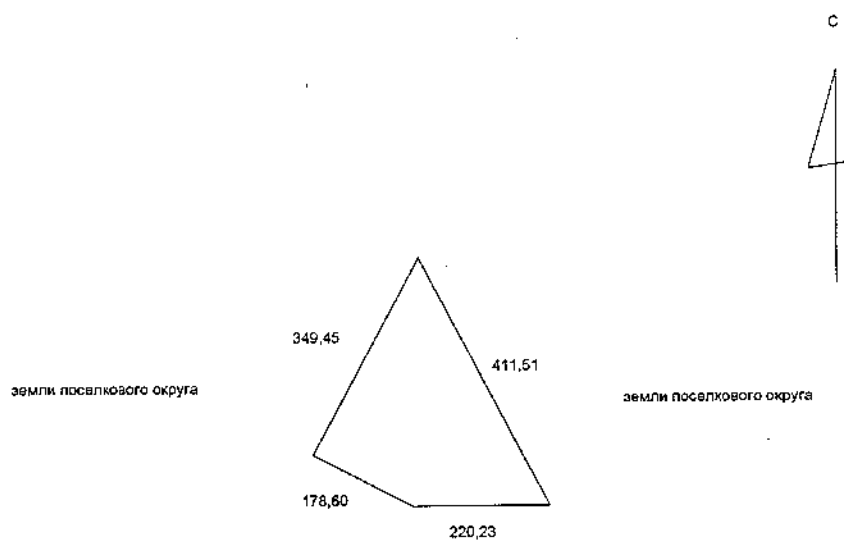
Г. А. Ажигалиева

Х. Х. Мангибаев

Қосымша 1
Приложение

Жер учаскесінің ЖОСПАРЫ
ПЛАН земельного участка

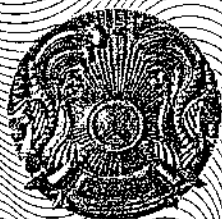
Учаскенің орналасқан жері - Мақат ауданы, "Байшонас" кен орны, № 4 учаскесінде
Местоположение участка - Макатский район, месторождение "Байчунас", участок № 4



Масштаб 1: 10000

Южный участок

Баймонас үч 15



УАҚЫТША (ҰЗАҚ МЕРЗІМДІ,
ҚЫСҚА МЕРЗІМДІ) ӨТЕУДІ ЖЕР ПАЙДАЛАНУ
(ЖАЛҒА АЛУ) КҰҚЫҒЫН БЕРЕТІН

АКТ

НА ПРАВО ВРЕМЕННОГО ВОЗМЕЗДНОГО
(ДОЛГОСРОЧНОГО, КРАТКОСРОЧНОГО)
ЗЕМЛЕПОЛЬЗОВАНИЯ (АРЕНДЫ)

№0002450

Жер учаскесінің кадастрлық нөмірі - 04-064-005-165

Жер пайдаланушы - "ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру" акционерлік қоғамы, Астана қаласы, Алматы ауданы, Қабанбай батыр даңғылы, 20/1

Жер учаскесінің уақытша өтеулі жер пайдалану (жалға алу) құқығы - 13 жыл мерзімге

Жер учаскесінің алаңы - 27,88 га.

Жер учаскесін мақсатты тағайындау - газ және мұнай өндіру үшін

Жер учаскесін пайдаланудағы шектеулер мен ауыртпалықтар - жоқ, жер учаскесі арқылы көлікпен жүріп өту құқығы

Жер учаскесінің бөлінуі - бөлінеді

Актінің берілу негізі - Мақат ауданы әкімінің 2003 жылғы 22 қаңтардағы № 14 шешімі; 2004 ж. 28 ақпандағы №1 "Ембімұнайгаз" және "Өзенмұнайгаз" ААҚ "ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру" АҚ біріктіру шарты

Кадастровый номер земельного участка - 04-064-005-165

Землепользователь - Акционерное общество "Разведка Добыча "КазМунайГаз", г. Астана, район Алматы, пр. Кабанбай батыра, 20/1

Право временного возмездного землепользования (аренды) на земельный участок сроком на - 13 лет

Площадь земельного участка - 27,88 га.

Целевое назначение земельного участка - для добычи нефти и газа

Ограничения в использовании и обременения земельного участка - нет, право проезда через участок

Делимость земельного участка - делимый

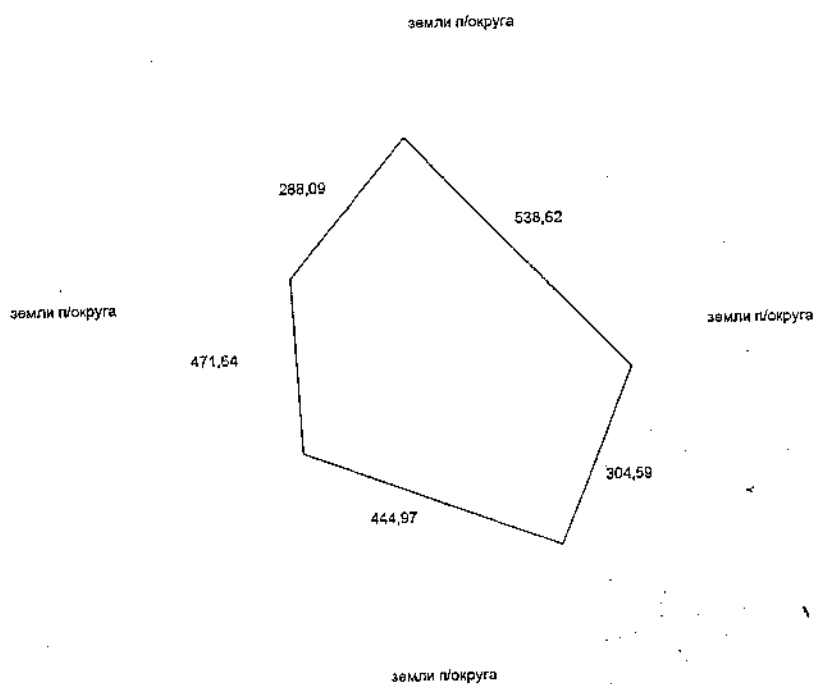
Основание выдачи акта - решение Акима Макатского района от 22 января 2003 года № 14; договор слияния ОАО "Эмбаунайгаз" и "Узеньмунайгаз" в АО "Разведка Добыча "КазМунайГаз" от 28 февраля 2004 года №1

№ 0002450

Жер учаскесінің ЖОСПАРЫ
ПЛАН земельного участка

Учаскенің орналасқан жері - Мақат ауданы, "Байшонас" кен орны, №5
учаскесінде

Местоположение участка - Макатский район, месторождение "Байчунас",
участок №5



Масштаб 1: 10000

ЖОСПАР ШЕГІНДЕГІ БӨТЕН ЖЕР ПАЙДАЛАНУШЫЛАР (МЕНШІК ИЕЛЕРІ)
ПОСТОРОННИЕ ЗЕМЛЕПОЛЬЗОВАТЕЛИ (СОБСТВЕННИКИ)
В ГРАНИЦАХ ПЛАНА

Жоспардағы № на плане	Жоспар шегіндегі жер пайдалану- шылардың (меншік иелерінің) атауы Наименование землепользователей (собственников) в границах плана	Алаңы, га Площадь, га

Осы актіні беру туралы жазба жер учаскесіне меншіктік құқығын, жер пайдалану құқығын беретін актілер жазылатын Кітапта № 3812 болып жазылды.

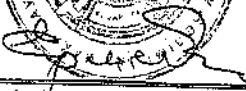
Қосымша: жоқ

Запись о выдаче настоящего акта произведена в Книге записей актов на право собственности на земельный участок, право землепользования за № 3812

Приложение: нет

М.О.
М.П.

Мақат аудандық жер ресурстарын
басқару жөніндегі бөлімінің бастығы
Начальник Мақатского районного отдела
по управлению земельными ресурсами


(қолы, подпись) А.Ә.А.Т. Ермекбаев Ш.
Ф.И.О.

" 11 " шілде 2005 ж.

Жер учаскесіне құқығын тіркеу туралы белгі
Отметка о регистрации права на земельный участок

АКТ
Определения арендной платы за земельный участок
На 2005 год

2. Акт составлен в соответствии с заявлением гражданина _____

_____ (Ф.И.О.)
юридические лица АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»
_____ (наименование)

или по поручению _____
(наименование исполнительного органа)

в связи с получением право временного землепользования сроком на
13 лет
(наименование сделки)

2. Целевое использование земельного участка добыча нефти и газа на
месторождении «Байчунас» участок № 5

3. Местоположение земельного участка Макатский район

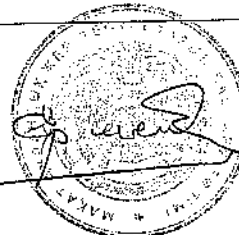
4. расчет оценочной стоимости земельного участка (права землепользования)

Кадастровый номер	Площадь (м²)	Ставка оплаты за землю в тенге	Стоимость земли в тенге	Поправочный коэффициент	Оценочный стоимость
04-064-005-165	278800	0,96	267648	1,0	267648

Итого:

5. Оценочная стоимость земельного участка (право землепользования)
составляет двести шестьдесят семь тысячи шестьсот сорок восемь тенге

Начальник Макатского
районного отдела по
управлению земельными ресурсами:



Ш.Ермекбаев

№ 0002450

Жер учаскесін жалға беру туралы шарт

Мақат поселкесі

" 6 " 27 2008 ж.

Бірінші тараптан, бұдан әрі Жалға беруші деп аталатын Мақат ауданы әкімінің

Н.Жантоқов

(аты-жөні немесе заңды тұлғаның атауы)

және "ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру" акционерлік қоғамы "Ембімұнайгаз" ӨФ-ның директоры Избасов М.Ш.

(аты-жөні немесе заңды тұлғаның атауы)

екінші тараптан, бұдан әрі Жалға алушы деп аталатын біз, төменде қол қоюшылар төмендегі туралы осы Шартты жасастық:

1. ШАРТТЫҢ МӘНІ

1. Жалға беруші жалға алушыға өзіне тиеселі мемлекеттік

меншіктегі

(жеке меншік, жер пайдалану немесе мемлекеттік меншіктегі)

құқығындағы жер учаскесін (жер учаскесінің бөлігі) Мақат ауданы әкімінің 2003 жылғы 22 қаңтардағы № 14 шешімі; 2004 ж. 28 ақпандағы № 1 "Ембімұнайгаз" және "Өзенмұнайгаз" ААҚ "ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру" АҚ біріктіру шарты негізінде

(құжаттың атауы, күні және оны тіркеу №)

Осы шартқа тіркелген жер учаскесінің жоспары шегінде береді (1-қосымша)

2. Жер учаскесінің орналасқан жері және оның деректері:

Мекен-жайы: Мақат ауданы, "Байшоңас" кен орны, № 5 учаскесінде

Кадастрлық нөмірі (код) 04-064-005-165

аланы 27,88 га, оның ішінде: ауыл шаруашылығы танаптары - га (егістік жерлер - га, оның ішінде суармалы жер - га, көпжылдық ағаш егістіктері - га, шабындықтар - га, жайылым - га, тыңайған жер - га), басқа жер алқаптары - га,

(жер учаскесіне орналасқан құрылыстардың, ғимараттардың тізбесі)

нысалы мақсаты: газ және мұнай өндіру учаскесі үшін

пайдаланудағы шектеу және жүктеме артылуы: жсок, жсер учаскесі арқылы көлікпен жүріп өту

бөлінуі немесе бөлінбеуі бөлінеді

2. ЖЕРҮШІН ТӨЛЕМ

1. Жыл сайын жалгерлік төлем 267 000 теңгені құрайды және Жалға алушы теңдей үлестер мен ағымдағы жылдың « »

күні айы

бойынша № шотқа аудару

(банктің атауы)

жолымен төлеуге жатады немесе оны сома заттық нысанда

(өнімнің саны мен тізбесі)

түрінде өтіледі.

2. Тараптардың келісімі бойынша жалгерлік төлемнің мөлшері жыл сайын инфляцияның деңгейі жөніндегі мемлекеттік статистика мәліметтері негізінде анықталады. Мемлекет немесе жер пайдаланушы жер учаскесін жалға берген кезде жалгерлік төлемнің мөлшері белгіленген тәртіпке сәйкес айқындалады.

№ 0002450

Договор
об аренде земельного участка

п. Магат

« 6 » 07 2005

Мы, нижеподписавшиеся, Аким Магатского района Жантоков Н.
(наименование юридического лица или Ф.И.О.)

именуемый в дальнейшем Арендодатель, с одной стороны, и Акционерное общество
"Разведка Добыча "КазМунайГаз" в лице директора Производственного филиала
"Эмбаунайгаз" Избасова М.Ш.
(наименование юридического лица или Ф.И.О.)

именуемый в дальнейшем Арендатор, с другой стороны, заключили настоящий договор о
нижеследующем:

1. Предмет договора

1. Арендодатель передает (предоставляет) Арендатору принадлежащий ему на правах
государственной собственности

(частной собственности, землепользования или находящийся в государственной собственности)

земельный участок (часть земельного участка) на основании решение Акима Магатского
района от 22 января 2003 года № 14; договор слияния ОАО "Эмбаунайгаз" и
"Узеньмунайгаз" в АО "Разведка Добыча "КазМунайГаз" от 28 февраля 2004 года № 1
(наименование документа, дата и № его регистрации)

в границах прилагаемого к настоящему Договору плана земельного участка (приложение 1)

2. Месторасположение земельного участка и его данные:

адрес Магатский район, месторождение "Байчунас", участок № 5

кадастровый номер (код) 04-064-005-165

площадь 27,88 га, из них сельскохозяйственных угодий - га, (пашни - га, в т.ч. орошаемой -
га, многолетних насаждений - га, сенокосов - га, пастбищ - га, залежь - га), прочих
земель - га,

(перечень построек, сооружений, расположенных на земельном участке)

целевое назначение для участка по добыче нефти и газа

ограничения в использовании и обременения нет, разрешено право проезда через
участок

делимость или неделимость делимый

2. Плата за землю

Ежегодная арендная плата составляет 267 678 тенге и подлежит уплате
Арендатором равными долями по « » _____ текущего года
путем перечисления на счет № в _____

(наименование банка)

или эта сумма компенсируется в натуральной форме в виде

(количество и перечень продукции)

2. Размер арендной платы по соглашению сторон ежегодно уточняется на основании
данных государственной статистики об общем уровне инфляции. При сдаче государством
или государственным землепользователем земельного участка в аренду размер арендной
платы определяется в соответствии с установленным порядком.

ТАРДЫҢ ҚҰҚЫҚТАРЫ МЕН МІНДЕТТЕРІ

- а
и
н

3. Права и обязанности сторон

1. Арендатор имеет право:

1) самостоятельно хозяйствовать на земле, используя ее в целях, вытекающих из назначения земельного участка;

2) собственности на посевы и посадки сельскохозяйственных и иных культур и насаждений, на произведенную сельскохозяйственную и иную продукцию, полученную в результате использования земельного участка, и доходы от ее реализации;

3) с согласия Арендодателя использовать для нужд своего хозяйства имеющиеся на земельном участке песок, глину, гравий и другие общераспространенные полезные ископаемые, торф, лесные угодья, поверхностные и подземные воды, а также эксплуатировать иные полезные свойства земли;

4) возмещение убытков в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан при изъятии (выкупе) земельного участка на государственные нужды;

5) с согласия Арендодателя возводить строения и сооружения, не противоречащие целевому назначению земельного участка, с соблюдением установленных архитектурно-планировочных, строительных, экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и иных специальных требований (норм, правил, нормативов) _____

(перечень разрешенных строений, строений и сооружений)

6) с согласия Арендодателя проводить оросительные, осушительные и иные мелиоративные работы, строить пруды и иные водоемы в соответствии с установленными строительными, экологическими, санитарно-гигиеническими и иными специальными требованиями;

7) сдавать арендованный земельный участок или его часть в субаренду или передавать его другому лицу на основе договора о вторичном временном безвозмездном пользовании, если без изменения целевого назначения данного земельного участка, если Договором не предусмотрено иное.

2. Мероприятия, предусмотренные подпунктами 2.3.5.6 пункта 1 настоящего раздела, могут быть изменены по согласию сторон.

3. Арендатор обязан:

1) использовать землю в соответствии с ее основным целевым назначением и в порядке, предусмотренном Договором;

2) применять природоохранную технологию производства, не допускать причинения вреда окружающей природной среде и ухудшения экологической обстановки в результате своей хозяйственной деятельности;

3) беречь плодородие почв и осуществлять мероприятия по охране земель, предусмотренные законодательством;

4) своевременно вносить арендную плату;

5) соблюдать порядок пользования лесными, водными и другими природными ресурсами, обеспечивать охрану памятников истории, архитектуры и других, расположенных на земельном участке объектов, охраняемых государством;

6) соблюдать при осуществлении на земельном участке строительства действующих архитектурно-планировочных, строительных, экологических, санитарно-гигиенических и иных специальных требований (норм, правил, нормативов);

7) представлять в государственные органы установленные земельным законодательством документы на владение и использование земель;

8) возмещать стоимость плодородного слоя почвы с целью продажи или передачи ее другим лицам в исключительных случаях, когда такое снятие необходимо для предотвращения безвозвратной утраты плодородного слоя;

4. Жалға беруші:

- 1) жер пайдалануға және қорғауға бақылауды жүзеге асыруға;
- 2) жалға берушіге қызметінің нәтижесінде жердің сапасы мен экологиялық ахуалына келтірілген шығындарды толық көлемде өтеуге;
- 3) Шарт мерзімі өтеуі бойынша жер участкесінің жай-күйін бағалауға және оны акт бойынша қабылдауға құқылы.

5. Жалға беруші:

- 1) жалға алушыға жер участкесінің шарттың талаптарына сәйкес күйінде беруге (2-қосымша);
- 2) жалға алушының ауыл шаруашылығы алаптарына игеру мен жақсартуға жіберген шығындарын, егер бұндай игеру мен жақсарту шартта айтылса, толық немесе ішінара шартқа сәйкес төлеуге;
- 3) өзінің бастамшылығымен шартты мерзімінен бұрын бұзған жағдайда Жалға алушының шығындарын толық төлеуге міндетті.

4. ТАРАПТАРДЫҢ ЖАУАПКЕРШІЛІГІ

1. Айтылған мерзімде жалгерлік төлем төлепбеген жағдайда Жалға алушы өткен есепті мерзімінің жалгерлік төлем сомасының 0,41 проценті көлемінде әрбір жіберілген күн үшін айыппұл төлейді.
2. Шарттың талабын бұзғаны үшін тараптар Қазақстан Республикасының қолданылып жүрген заңдарына сәйкес жауапкершілікте болады.

5. ДАУЛАРДЫ ҚАРАУ ТӘРТІБІ

1. Шарт бойынша туындайтын немесе оның қолданылуымен байланысты кез-келген келіспеушіліктер мен талаптар мүмкіндігінше тараптар арасындағы келіссөздер мен шешіледі.
2. Келіссөз жолымен шешілуі мүмкін емес шарттан туындайтын барлық келіспеушіліктер сот тәртібінде шешіледі.

6. ШАРТТЫҢ ҚОЛДАНЫЛУЫ

Шарт 13 жылға жасалды және оны тіркеуші органда (егер жер пайдалану мерзімі бір жылдан асатын болса) тіркелген сәттен бастап өз күшіне енеді.

Шарт 10/6 жылғы « 18 » 02 дейін қолданылады.

Осы шарттың 3-бөліміндегі 3 және 5 – тармақтарда белгіленген талаптар сақталмаған жағдайда, шарттың талаптарын өзгертуге, оны бұзуға жол беріледі.

Шарт екі дана етіп жасалды, оның бір данасы Жалға алушыға, екіншісі Жалға берушіге беріледі.

9) возмещать в полном объеме убытки в случае ухудшения качества земель и экологической обстановки в результате своей хозяйственной деятельности.

4. Арендодатель имеет право:

- 1) осуществлять контроль за использованием и охраной земель;
- 2) на возмещение убытков в полном объеме, причиненных ухудшением качества земель и экологической обстановки в результате хозяйственной деятельности Арендатора;
- 3) оценивать по истечении срока Договора состояние земельного участка и принимать его по акту.

5. Арендодатель обязан:

- 1) передать Арендатору земельный участок в состоянии, соответствующем условиям Договора;
- 2) возместить в соответствии с Договором полностью или частично расходы, понесенные Арендатором на освоение и улучшение сельскохозяйственных угодий, если такое освоение и улучшение было оговорено Договором;
- 3) возместить в полном объеме убытки Арендатору при досрочном расторжении Договора по своей инициативе.

4. Ответственность сторон

1. В случае неуплаты арендной платы в оговоренный срок Арендатор уплачивает неустойку за каждый день просрочки в размере 0,2 процента (ов) от суммы арендной платы за истекший расчетный счет.
2. За нарушение условий Договора стороны несут ответственность в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан.

5. Порядок рассмотрения споров

1. Любые разногласия или претензии, которые могут возникнуть по Договору или связанные с его действием, будут по возможности разрешаться путем переговоров между сторонами.
2. Все разногласия, вытекающие из Договора, которые не могут быть решены путем переговоров, разрешаются в судебном порядке.

6. Действие Договора

Договор заключен на 13 лет (года) и вступает в силу с момента его регистрации в регистрирующем органе (когда срок землепользования свыше года).

Договор действует до «18» авг. 2016 г.

Изменение условий Договора, его расторжение допускаются в случаях несоблюдения требований, определенных пунктами 3 и 5 раздела 3 настоящего Договора.

Договор составлен в двух экземплярах, из которых один передается Арендатору, другой экземпляр – Арендодателю.

Талаптардың заңды мекен-жайлары мен деректемелері:
Юридические адреса и реквизиты сторон:

Жалға беруші
Мақат ауданы әкімінің Н.Жантоқов
(аты-жөні, заңды тұлғаның толық атауы)

Арендодатель
Ақим Мақатского района
Жантоқов Н.
(Ф.И.О.полное наименование)

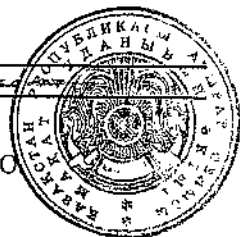
Орналасқан жері:
Мақат поселкесі

Месторасположение
п. Мақат

Есеп айрысу шоты:
Р/счет:
000080900

Жантоқов Н.
(қолы, подпись)

М.О.



Жалға алушы:
"ҚазМұнайГаз" Барлау Өндіру"
акционерлік қоғамы "Ембімұнайгаз"
ӨФ-ның директоры Избасов М.Ш.
(аты-жөні, заңды тұлғаның толық атауы)

Арендатор
Акционерное общество "Разведка
Добыча "ҚазМұнайГаз" в лице
директора Производственного филиала
"Эмбамұнайгаз" Избасова М.Ш.
(Ф.И.О.полное наименование)

Орналасқан жері:
Астана қаласы, Алматы ауданы,
Қабанбай батыр даңғылы, 20/1 үй
Месторасположение
г. Астана, район Алматы, пр.
Кабанбай батыра д. 20/1

Есеп айрысу шоты:
Р/счет:

Избасов М.
(қолы, подпись)



М.О.

Тіркелуі туралы белгі
Отметка о регистрации

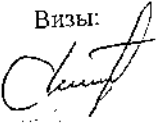
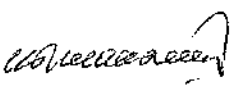
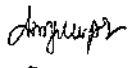
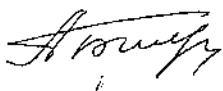
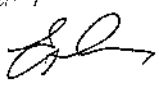


Ақ 14 09

НҰҢҒА

2005 1009

ИЗБАСОВ М.Ш.

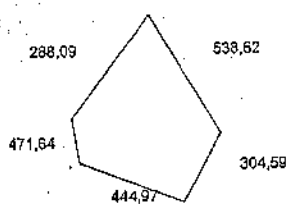
Первый заместитель директора	Визы: 	А. А. Аубакиров
Заместитель директора		М. Ж. Салимгереев
Директор департамента ООС, ОТ, ТБ и ЧС		К. Б. Куанышев
Главный энергетик 		Ж. А. Умирбаев
И.о. директора департамента бюджетирования и экономического анализа		Г. П. Поздеев
Директор департамента строительства		Т. М. Абилгазиев
Юрисконсульт 1 категории		Г. А. Ажигалиева
/ Главный маркшейдер		Х. Х. Мангибаев

Учас
Место

Қосымша 1
Приложение

Жер учаскесінің ЖОСПАРЫ
ПЛАН земельного участка

Учаскенің орналасқан жері - Мақат ауданы, "Байшұнас" кен орны, № 5 учаскесінде
Местоположение участка - Макатский район, месторождение "Байчунас", участок № 5



Масштаб 1: 25000



ҚАУЛЫ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

2018 жылғы 16 қазан № 263

Атырау қаласы

Город Атырау

«Ембімұнайгаз» акционерлік қоғамына уақытша өтеулі жер пайдалану (жалдау) құқығын жаңа мерзімге беру туралы

Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 20 маусымдағы Жер кодексінің 16, 32, 35, 37, 43-баптарына, «Қазақстан Республикасындағы жергілікті мемлекеттік басқару және өзін-өзі басқару туралы» Қазақстан Республикасының 2001 жылғы 23 қаңтардағы Заңының 27, 37-баптарына және «Жер қойнауы және жер қойнауын пайдалану туралы» Қазақстан Республикасының 2010 жылғы 24 маусымдағы Заңының 27-бабына сәйкес Атырау облысы әкімдігі **ҚАУЛЫ ЕТЕДІ:**

1. Осы қаулының қосымшасына сәйкес қосымшасында көрсетілген «Ембімұнайгаз» акционерлік қоғамына (бұдан әрі – «Ембімұнайгаз» АҚ) Атырау облысы Исатай, Мақат, Жылыой, Қызылкоға аудандарындағы кен орнында жер қойнауын пайдалану мақсатында берілген жер учаскелері 2037 жылдың 13 тамызына дейін уақытша өтеулі жер пайдалану (жалдау) құқығы жаңа мерзімге берілсін.

2. «Ембімұнайгаз» АҚ:

1) берілген жер учаскесі бөлінбейді және оны нысаналы мақсатқа сәйкес санитарлық, экологиялық және өртке қарсы нормалардың сақталуымен қолданысын;

2) уақытша өтеулі жер пайдалану құқығының мерзімі аяқталғанға дейін бүлінген жерді қалпына келтіру жұмыстарын жүргізуді қамтамасыз етсін.

3. Атырау облысы Жер қатынастары басқармасы «Ембімұнайгаз» АҚ-мен заңнамада белгіленген тәртіппен осы қаулы қабылданған күннен бастап он жұмыс күнінен кешіктірмей, жер учаскесін пайдалану құқығын беру туралы жалға беру шартын жасассын.

4. Осы қаулының орындалуын бақылау Атырау облысы әкімінің орынбасары Ә.И.Нәутиевке жүктелсін.

5. Осы қаулы қол қойылған күнінен бастап күшіне енеді.

Облыс әкімі



Н.Ноғаев

Облыс әкімдігінің

2018 жылғы «16» қазырдан

№ 26 қаулысына

қосымша

**«Ембімұнайгаз» акционерлік қоғамына уақытша өтеулі жер пайдалану
құқығы берілетін кен орындарының экспликациясы**

р/с	Кен орнының атауы мен пайдалану мақсаты	жер учаскесінің көлемі, га	Пайдалану мерзімі
Исатай ауданы			
1	Мартыши (С. Балғымбаев) кен орнында мұнай және газ өндіру	1555	13.08.2037ж.
2	Ровное мұнай кен орнында мұнай және газ өндіру үшін объектіге қызмет көрсету	544	13.08.2037ж.
3	Жаңаталап кен орнында мұнай және газ өндіру үшін объектіге қызмет көрсету	387,2	13.08.2037ж.
4	Камышит Оңтүстік-Батыс газмұнай кен орнында мұнай және газ өндіру үшін объектіге қызмет көрсету	386,58	13.08.2037ж.
5	Қарашығанақ кен орнында мұнай және газ өндіру үшін объектіге қызмет көрсету	161	13.08.2037ж.
6	Забурунье кен орнында мұнай және газ өндіру үшін объектіге қызмет көрсету	1059,498	13.08.2037ж.
7	Гран кен орнында мұнай және газ өндіру үшін объектіге қызмет көрсету	325,3	13.08.2037ж.
8	Шығыс Жаңаталап кен орнында мұнай және газ өндіру үшін объектіге қызмет көрсету	129,3	13.08.2037ж.
	Барлығы	4547,878	
Мақат ауданы			
1	Шығыс Мақат кен орнында мұнай және газ өндіру үшін	571	13.08.2037ж.
2	Қошкар №1 учаскесі мұнай және газ өндіру үшін	28	13.08.2037ж.
3	Сағыз №1 учаскесі мұнай және газ өндіру үшін	5,8	13.08.2037ж.

4	Нармұнданак (Комсомольск) №3 уч. мұнай және газ өндіру үшін	9,7	13.08.2037ж.
5	Қошкар №2учаскесі мұнай және газ өндіру үшін	39,17	13.08.2037ж.
6	Нармұнданак (Комсомол) №1 уч. мұнай және газ өндіру үшін	3,3	13.08.2037ж.
7	Сағыз №2 учаскесі мұнай және газ өндіру үшін	49,9	13.08.2037ж.
8	Сағыз №4 учаскесі мұнай және газ өндіру үшін	18,93	13.08.2037ж.
9	Доссор мұнай және газ өндіру үшін	11,96	13.08.2037ж.
10	Доссор мұнай және газ өндіру үшін	98,66	13.08.2037ж.
11	Ескене №2 учаскесі мұнай және газ өндіру үшін	35,59	13.08.2037ж.
12	Ескене №1 учаскесі мұнай және газ өндіру үшін	14,41	13.08.2037ж.
13	Сағыз №3 учаскесі мұнай және газ өндіру үшін	1,96	13.08.2037ж.
14	Байшонас №1 учаскесі мұнай және газ өндіру үшін	19,82	13.08.2037ж.
15	Байшонас №4 учаскесі мұнай және газ өндіру үшін	7,38	13.08.2037ж.
16	Байшонас №5 учаскесі мұнай және газ өндіру үшін	27,88	13.08.2037ж.
17	Байшонас №2 учаскесі мұнай және газ өндіру үшін	36,99	13.08.2037ж.
18	Бек-Бике мұнай және газ өндіру үшін	11,6	13.08.2037ж.
19	Байшонас №3 учаскесі мұнай және газ өндіру үшін	79,44	13.08.2037ж.
20	Нармұнданак (Комсомольск) №2 уч. мұнай және газ өндіру үшін	13,54	13.08.2037ж.
21	Мақат мұнай және газ өндіру үшін	760,1	13.08.2037ж.
	Барлығы	1845,13	
Жылыой ауданы			
1	Қарсак кен орнында мұнай және газ өндіру үшін объектіге қызмет көрсету	961,9775	13.08.2037ж.

2	Ботақан кен орнында мұнай және газ өндіру үшін объектіге қызмет көрсету	561,2775	13.08.2037ж.
3	Алтыкөл кен орнында мұнай және газ өндіру үшін объектіге қызмет көрсету	500,4892	13.08.2037ж.
	Барлығы	2023,7442	
Қызылкоға ауданы			
1	Б.Жоламанов (Орысқазған) газмұнай кен орны №1 учаскесі көмірсутегі шикізаттарын өндіру жұмыстары үшін	60,87	13.08.2037ж.
2	Б.Жоламанов (Орысқазған) газмұнай кен орны №2 учаскесі көмірсутегі шикізаттарын өндіру жұмыстары үшін	171,4	13.08.2037ж.
3	Б.Жоламанов (Орысқазған) газмұнай кен орны №3 учаскесі көмірсутегі шикізаттарын өндіру жұмыстары үшін	19,79	13.08.2037ж.
4	Б.Жоламанов (Орысқазған) газмұнай кен орны №4уч. көмірсутегі шикізаттарын өндіру жұмыстары үшін	72,94	13.08.2037ж.
5	Жолдыбай Солтүстік газмұнай кен орнында көмірсутекті шикізат өндіру үшін	441,9	13.08.2037ж.
6	Таңатар кен орнында мұнай өндіру	33,05	13.08.2037ж.
7	Оңтүстік Таңатар (Даңғар) мұнай өндіру учаскесі	40	13.08.2037ж.
	Барлығы	839,95	
	Жиынтығы	9256,7022	

БҰЙРЫҚ – ПРИКАЗ№ 408«19» қазан 2020 ж.**Пайдаланушы ұңғымаларды уақытша
консервацияға қою туралы**

«Доссормұнайгаз» басқармасының берген материалдары негізінде, «Мұнай және газ кен орындарындағы, жер асты сақтағыштардағы (ПХГ) және термальды су кен орындарындағы ұңғымаларды консервацияға қою тәртібі туралы» ҚР Мұнай және газ өнеркәсібі министрлігі мен ҚР Геология және жер қойнауын қорғау министрлігінің 02.06.95 ж. № 62/120-П бұйрығымен бекітілген Ережесіне (одан әрі –Ереже) сай **БҰЙЫРАМЫН:**

1. Экономикалық тиімсіздікке байланысты, Байшонас кен орнындағы №№ 151, 188, 242, 261, 264, 295, 342, 375, 390 пайдаланушы ұңғымалар, Ереженің I «в» тармағына сәйкес 3 ай мерзімге уақытша консервацияға 02.10.2020ж. бастап 02.01.2021 ж. дейін қойылсын.
2. «Доссормұнайгаз» МГӨБ бастығы (Абдиев С.) Ереженің 5 тармағына сәйкес консервацияға қойылған ұңғыма техникалық жағдайына бақылауды қамтамасыз етсін.
4. Осы бұйрықтың орындалуына бақылау жасау кен орындарын игеру жөніндегі басқарушы директоры Қ. Көзовке жүктелсін.

**Басқарма төрағасының геология және
кен орындарын игеру жөніндегі орынбасары**

**К. Адилбеков**

Орынд. Боранқұлова С.Б.
Тел. 21-336

БҰЙРЫҚ – ПРИКАЗ№ 408«19» OCTЯБРЯ 2020г.**О введении во временную консервацию
эксплуатационных скважин**

На основании материалов, представленных НГДУ «Доссормунайгаз», в соответствии с «Положением о порядке консервации скважин на нефтяных, газовых месторождениях, подземных хранилищах (ПХГ) и месторождениях термальных вод» (далее – Положение), утвержденного приказом от 02.06.95г № 62/120-П. Министерства нефтяной и газовой промышленности РК и Министерства геологии и охраны недр РК **ПРИКАЗЫВАЮ**

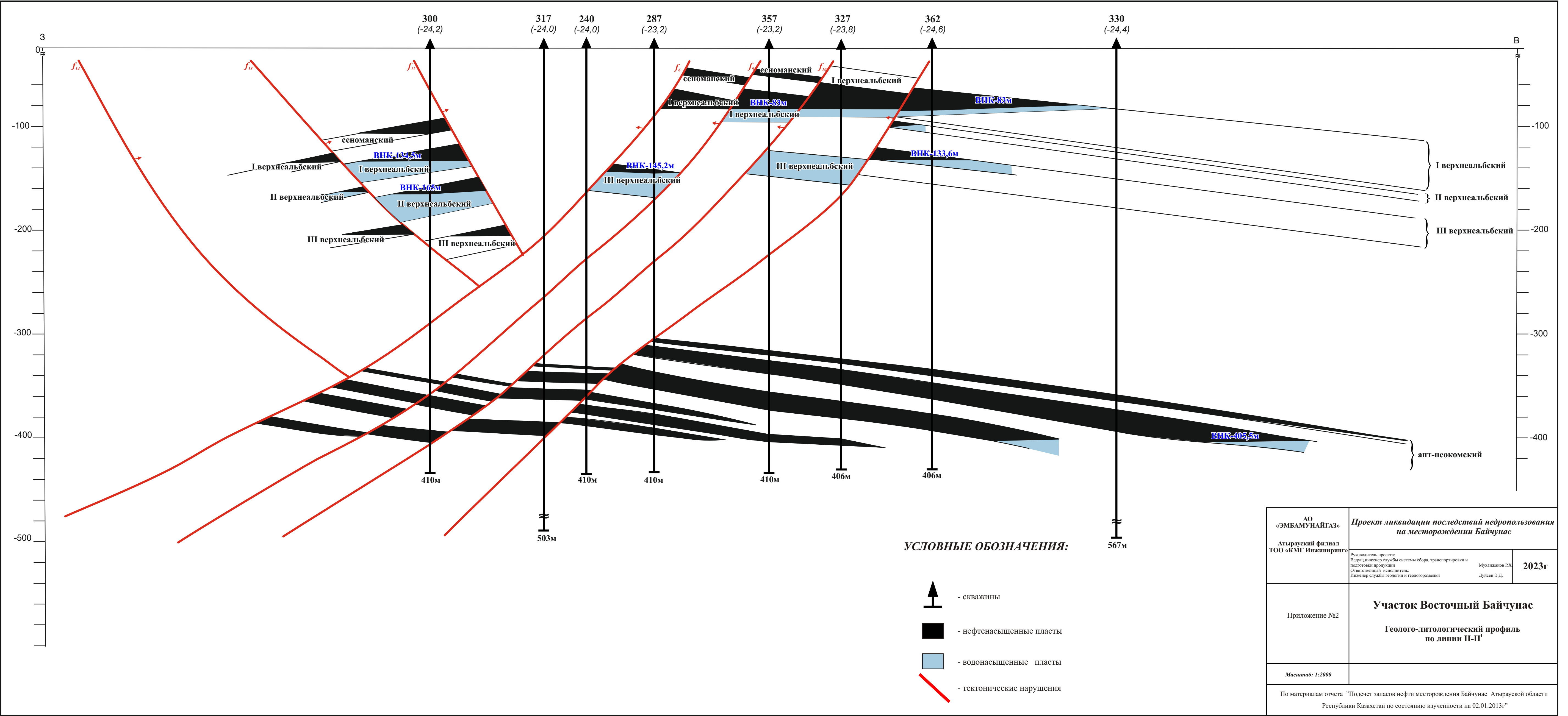
1. В связи с экономической нерентабельностью, ввести во временную консервацию эксплуатационные скважины №№ 151, 188, 242, 261, 264, 295, 342, 375, 390 месторождения Байчунас, сроком на 3 (три) месяца с 02.10.2020 по 02.01.2021 года.
2. Начальнику НГДУ «Доссормунайгаз» (Абдиеву С.) обеспечить контроль за техническим состоянием устьев законсервированных скважин в соответствии с пунктом 5 Положения.
3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на управляющего директора по разработке Козова К.

Заместитель председателя
Правления по геологии и разработке

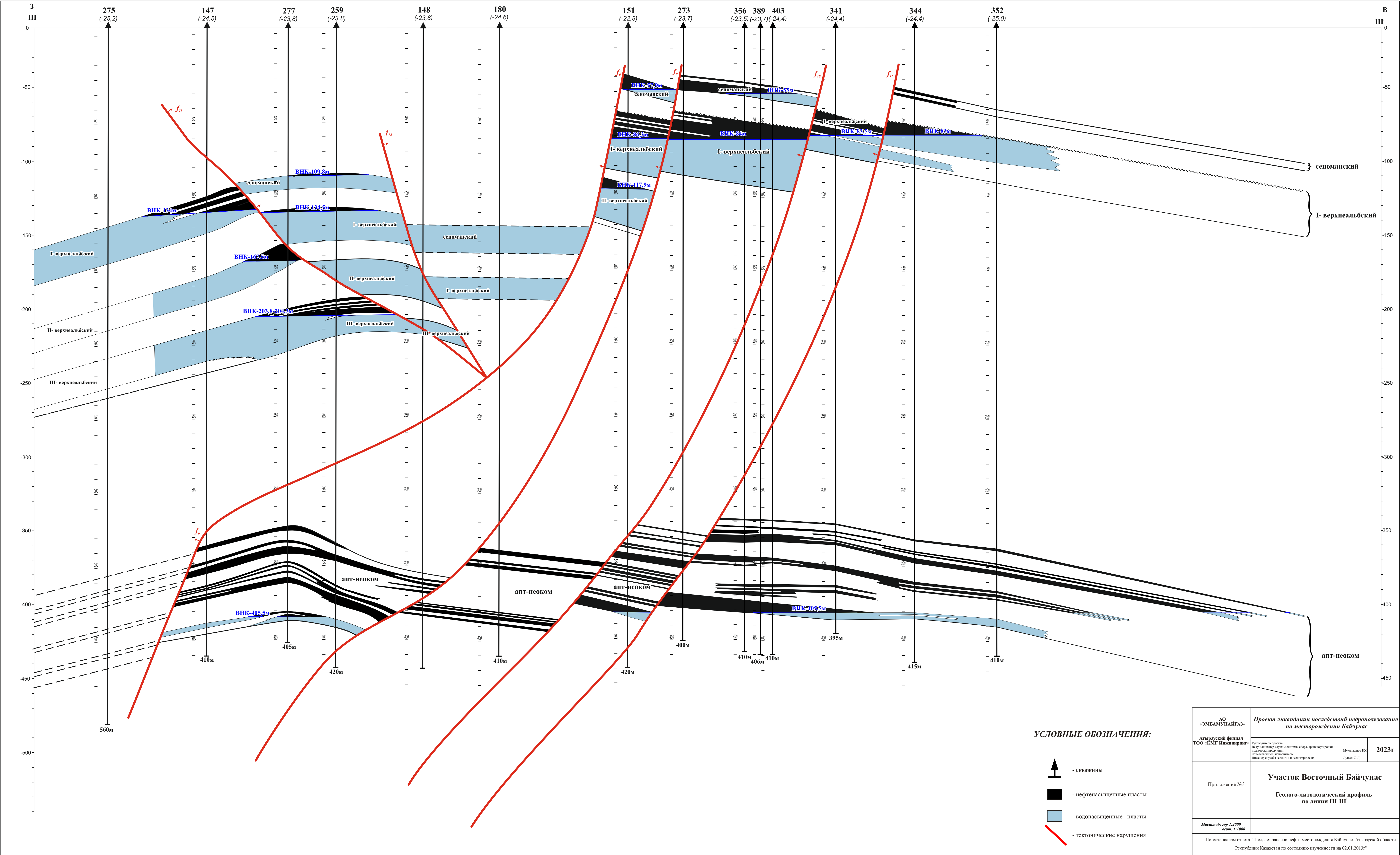
**К. Адилбеков**

Исп. Буранкулова С.Б.
Тел. 21-336

ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

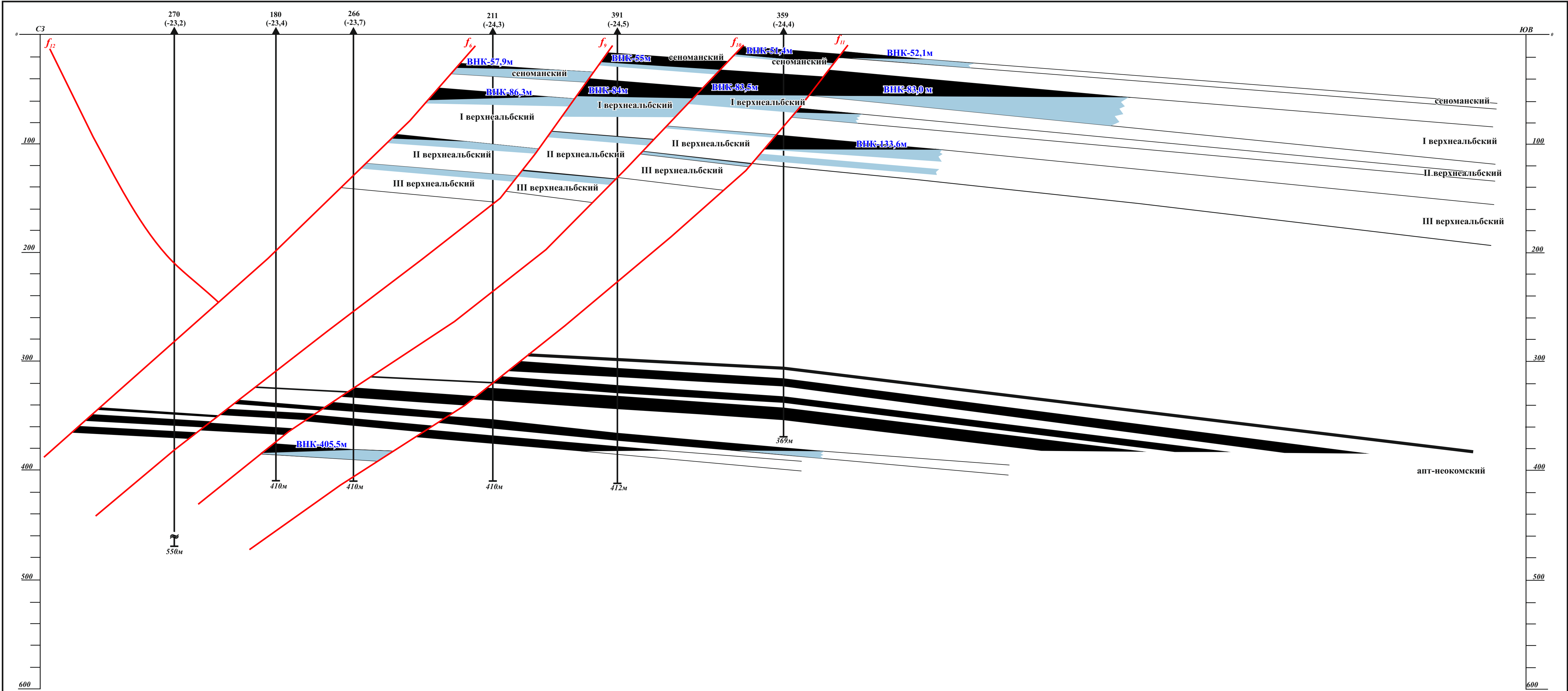


АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»	Проект ликвидации последствий недропользования на месторождении Байчунас		
	Руководитель проекта: Ведущий инженер службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции Ответственный исполнитель: Инженер службы геологии и геологоразведки	Муханжанов Р.Х. Дуйсен Э.Д.	2023г
Приложение №2	Участок Восточный Байчунас Геолого-литологический профиль по линии II-II'		
Масштаб: 1:2000			
По материалам отчета "Подсчет запасов нефти месторождения Байчунас Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2013г"			



АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»	Проект ликвидации последствий недропользования на месторождении Байчунас		
	Руководитель проекта: Басуланов Серикбай Серикович Инженер службы геологии и геотехнологий	Мухамжанов Р.Х. Дубков Э.Д.	2023г
Приложение №3	Участок Восточный Байчунас Геолого-литологический профиль по линии III-III'		
	Масштаб: гор 1:2000 верт. 1:1000		
По материалам отчета "Подсчет запасов нефти месторождения Байчунас Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2013г"			

2023г



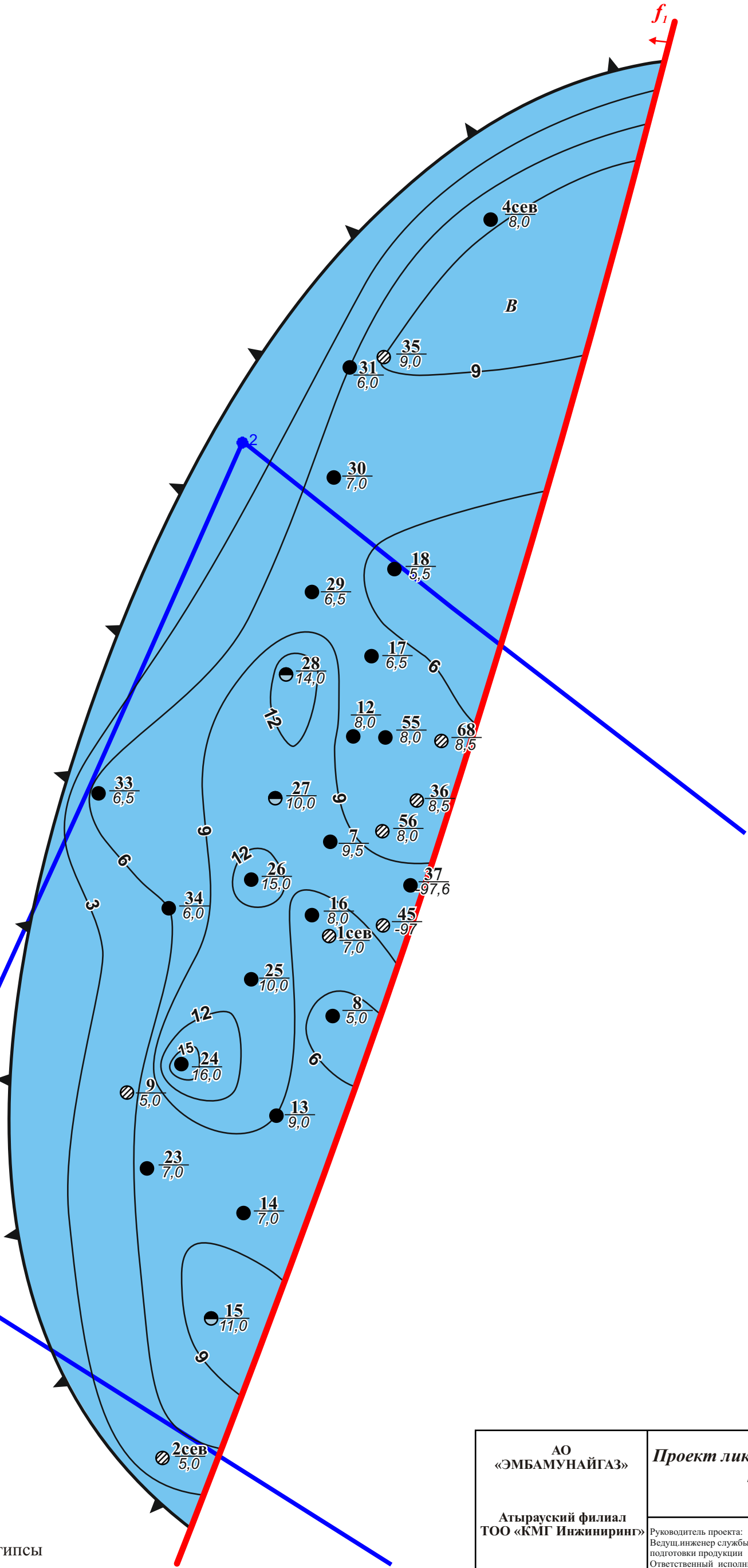
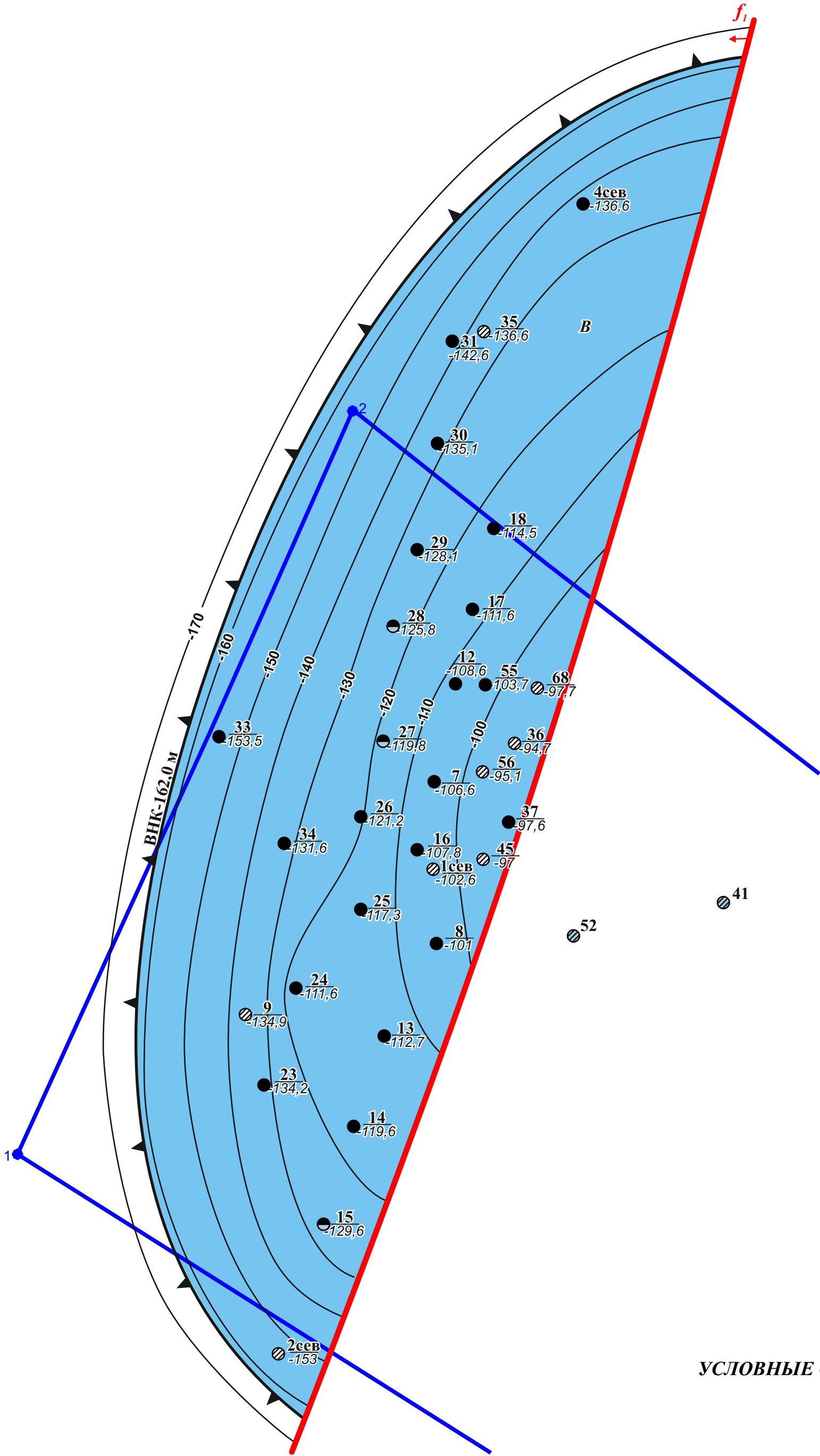
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- скважины
- нефтенасыщенные пласты
- водонасыщенные пласты
- тектонические нарушения

АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»	Проект ликвидации последствий недропользования на месторождении Байчунас		
	Руководитель проекта: Ведущий инженер службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции Ответственный исполнитель: Инженер службы геологии и геологоразведки	Мухожанов Р.Х. Дуйсен Э.Д.	2023г
Приложение №4	Участок Восточный Байчунас Геолого-литологический профиль по линии IV-IV ¹		
Масштаб: 1:2000			
По материалам отчета "Подсчет запасов нефти месторождения Байчунас Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2013г"			

СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ КОЛЛЕКТОРА

КАРТА ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

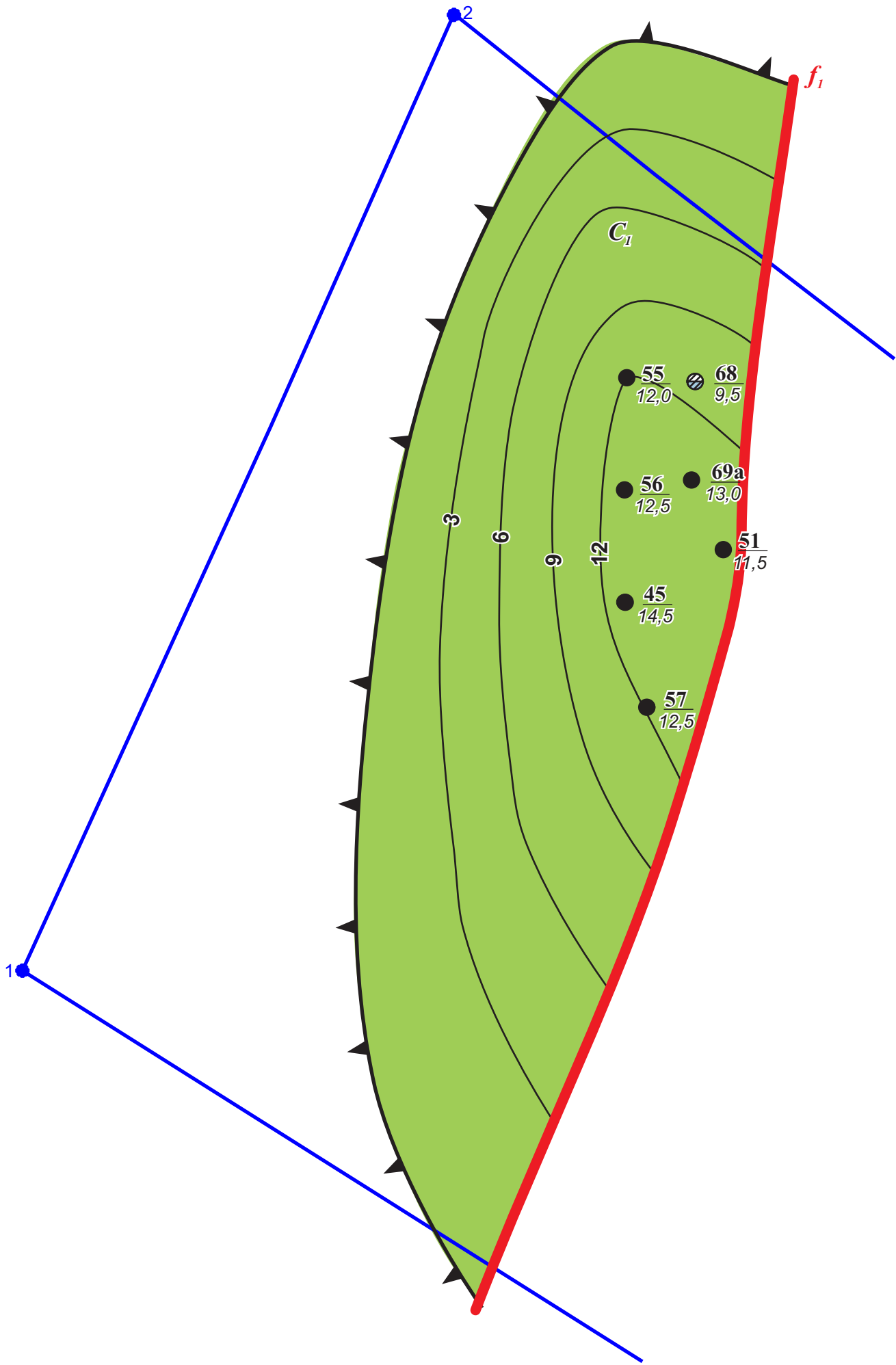
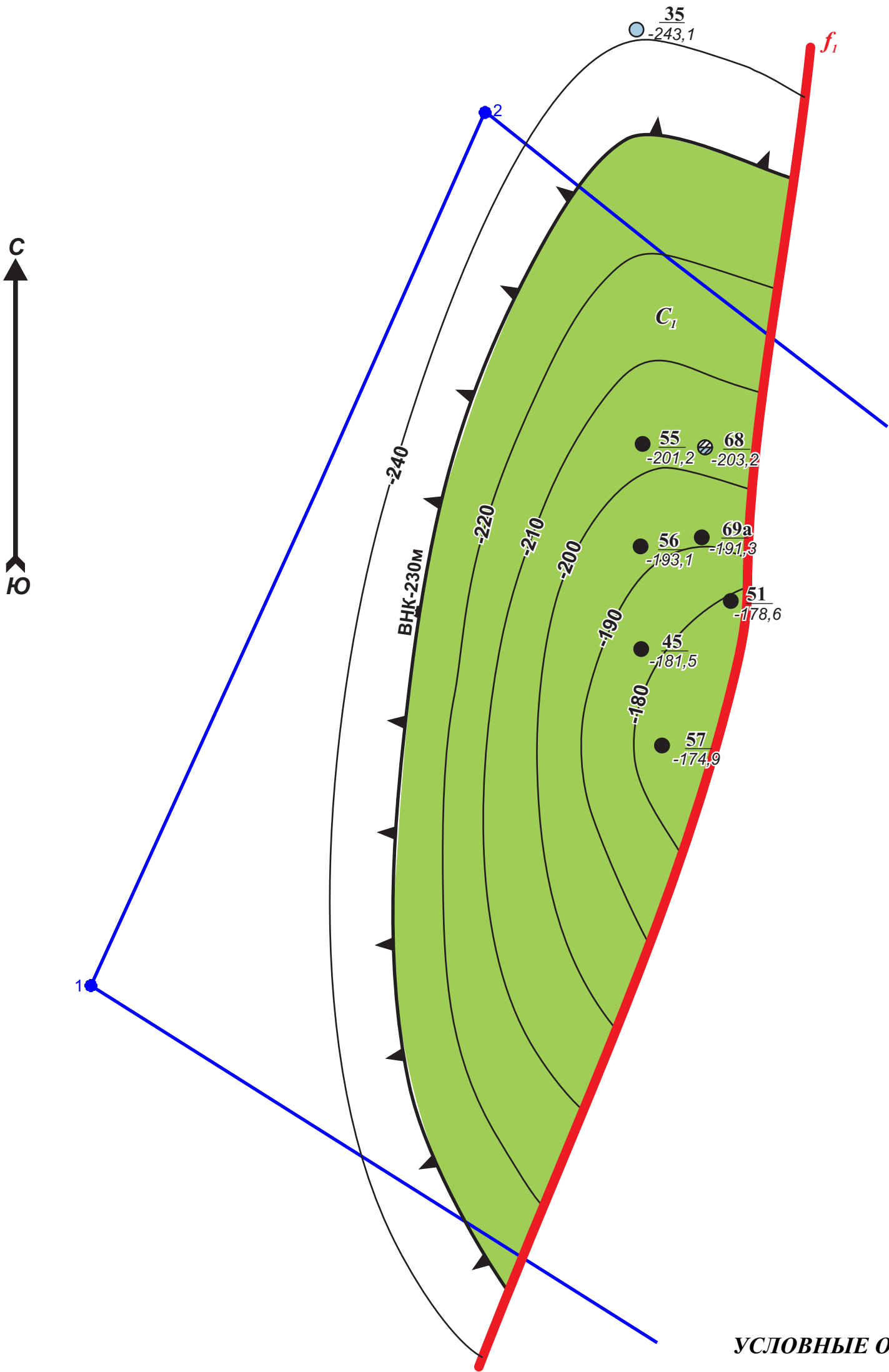
- - скважины, давшие при опробовании нефть
- - скважины, давшие при опробовании нефть с водой
- ⊗ - скважины, нефтенасыщенные по ГИС
- ⊗ - скважины, водонасыщенные по ГИС
- 100 - изогипсы
- 6 - изопакиты
- тектоническое нарушение
- ▲▲▲ - внешний контур нефтеносности
- B - категория запасов B
- граница горного отвода

АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»	Проект ликвидации последствий недропользования на месторождении Байчунас	
	Руководитель проекта: Ведущий инженер службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции Ответственный исполнитель: Инженер службы геологии и геологоразведки	Муханжанов Р.Х. Дуйсен Э.Д. 2023г
Приложение №5	Северо-Западный Байчунас неокомский продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	
	Масштаб: 1:5000 0 50 100 150м	
Основа взята из отчета "Подсчет запасов нефти месторождения Байчунас Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2013г"		

СРЕДНЕЮРСКИЙ ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ

СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ КОЛЛЕКТОРА

КАРТА ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН



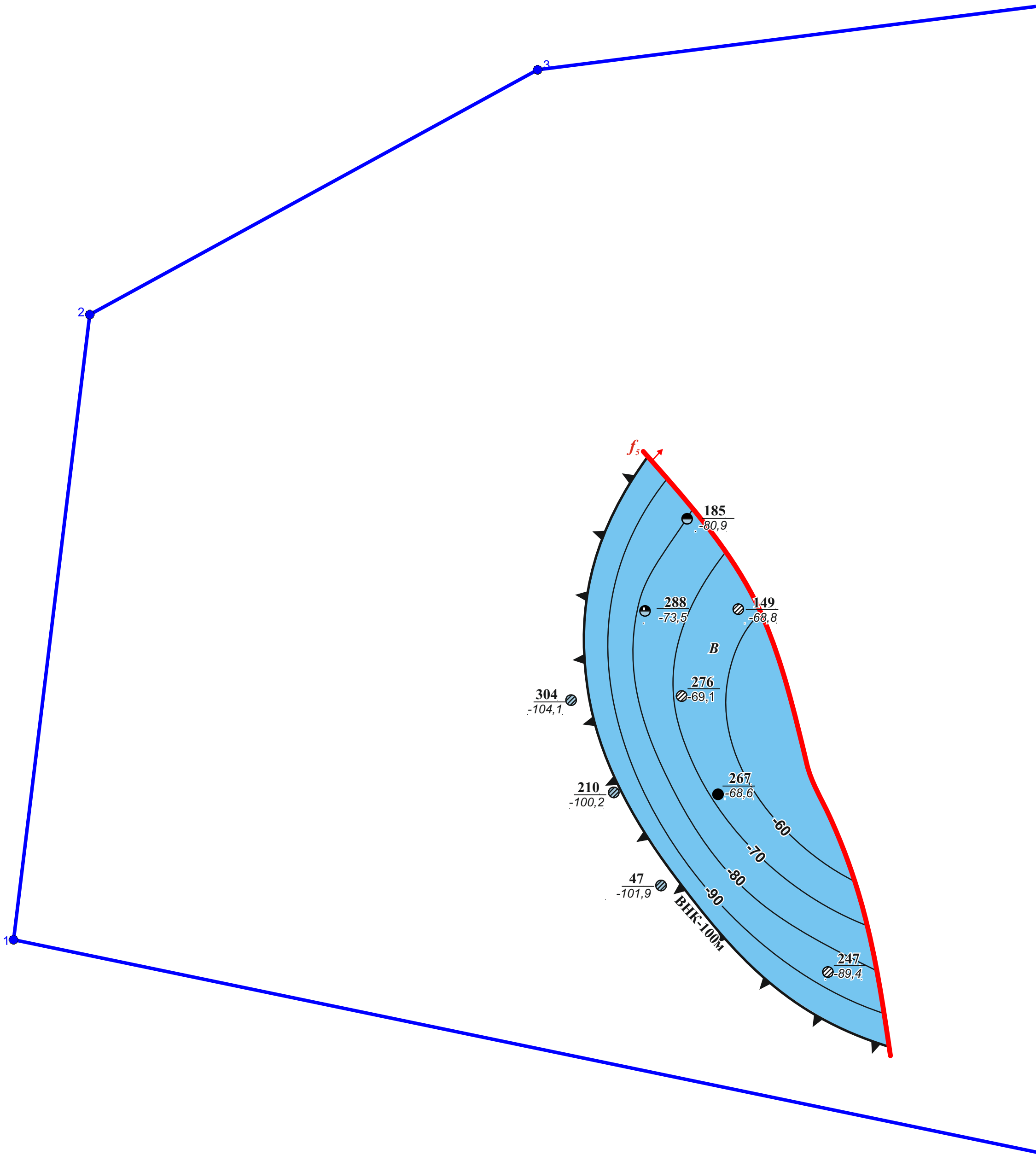
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- - скважины, давшие при опробовании нефть
- ⊗ - скважины, нефтеводонасыщенные по ГИС
- 200 - изогипсы
- 6 - изопакиты
- ▲▲▲ - внешний контур нефтеносности
- тектоническое нарушение
- C_1 - категория запасов C_1
- ↗ - граница горного отвода

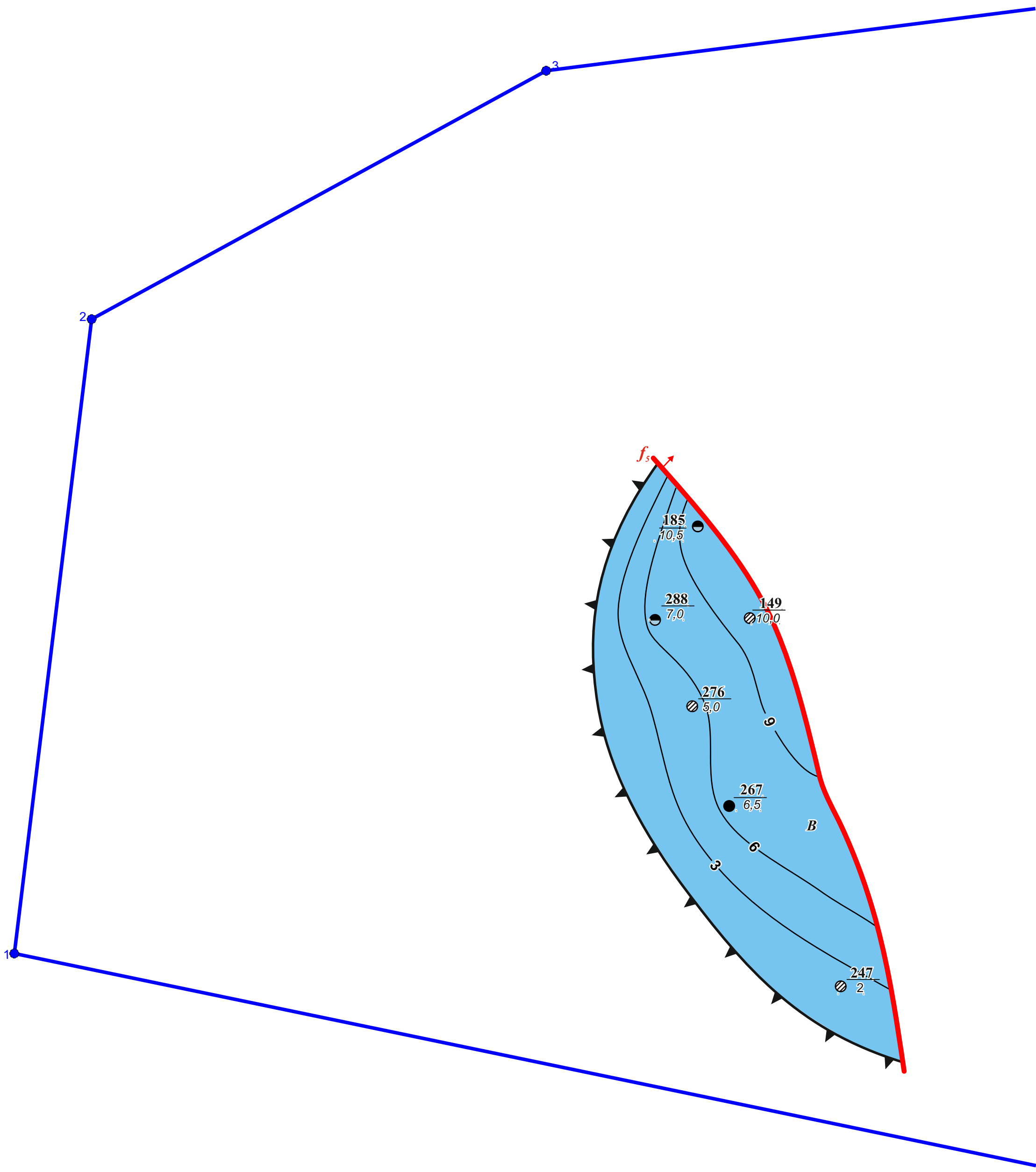
АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»	Проект ликвидации последствий недропользования на месторождении Байчунас	
	Руководитель проекта: Ведущий инженер службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции Ответственный исполнитель: Инженер службы геологии и геологоразведки	Муханжанов Р.Х. Дуйсен Э.Д. 2023г
Приложение №6	Участок Северо-Западный Байчунас Среднеюрский продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	
	Масштаб: 1:5000 050100150м	
По материалам отчета "Подсчет запасов нефти месторождения Байчунас Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2013г"		

НЕОКОМСКИЙ ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ

СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ КОЛЛЕКТОРА



КАРТА ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

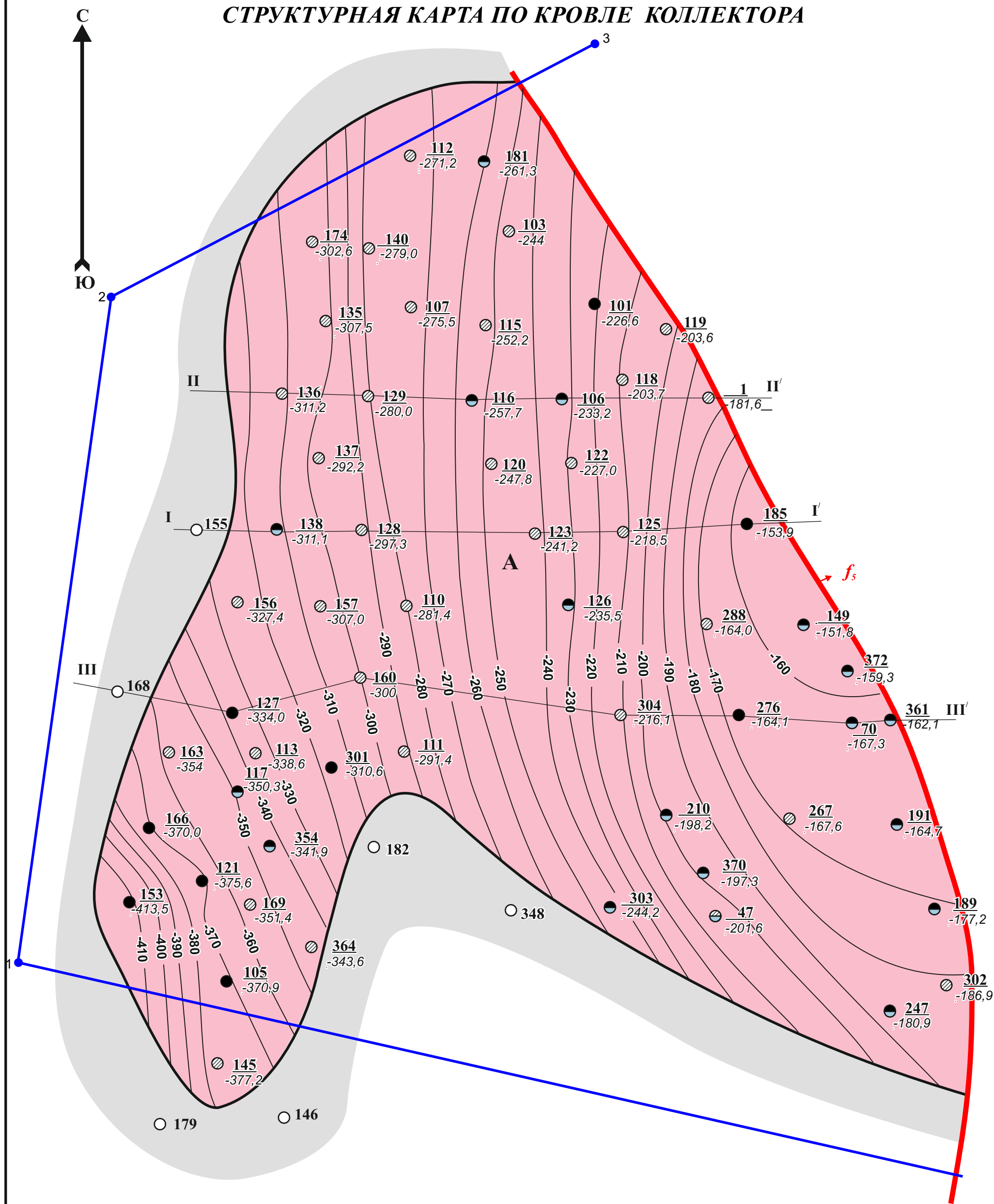
- - скважины, давшие при опробовании нефть
- - скважины, давшие при опробовании нефть с водой
- ⊘ - скважины, нефтенасыщенные по ГИС
- ⊘ - скважины, водонасыщенные по ГИС

- 60 - изогипсы
- 3 - изопакиты
- тектоническое нарушение
- ▲▲▲ - внешний контур нефтеносности
- В - категория запасов В
- граница горного отвода

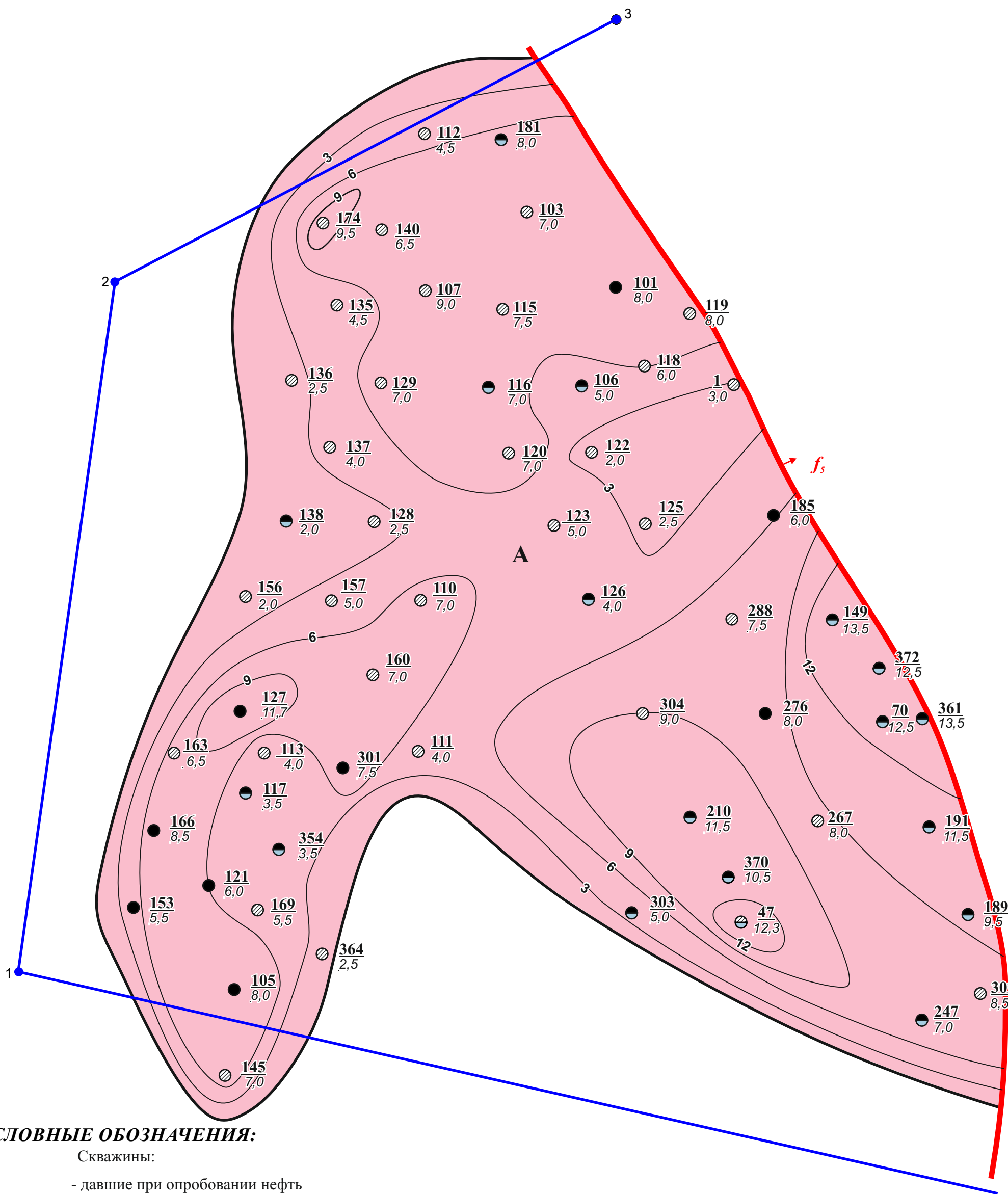
АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»	Проект ликвидации последствий недропользования на месторождении Байчунас		
	Руководитель проекта: Ведущий инженер службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции Ответственный исполнитель: Инженер службы геологии и геологоразведки	Мухамжанов Р.Х. Дүйсен Э.Д.	2023г
Приложение №7	Участок Южный Байчунас неокомский продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин		
<i>Масштаб: 1:2000</i>			
По материалам отчета "Подсчет запасов нефти месторождения Байчунас Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2013г"			

СРЕДНЕЮРСКИЙ ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ

СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ КОЛЛЕКТОРА



КАРТА ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН



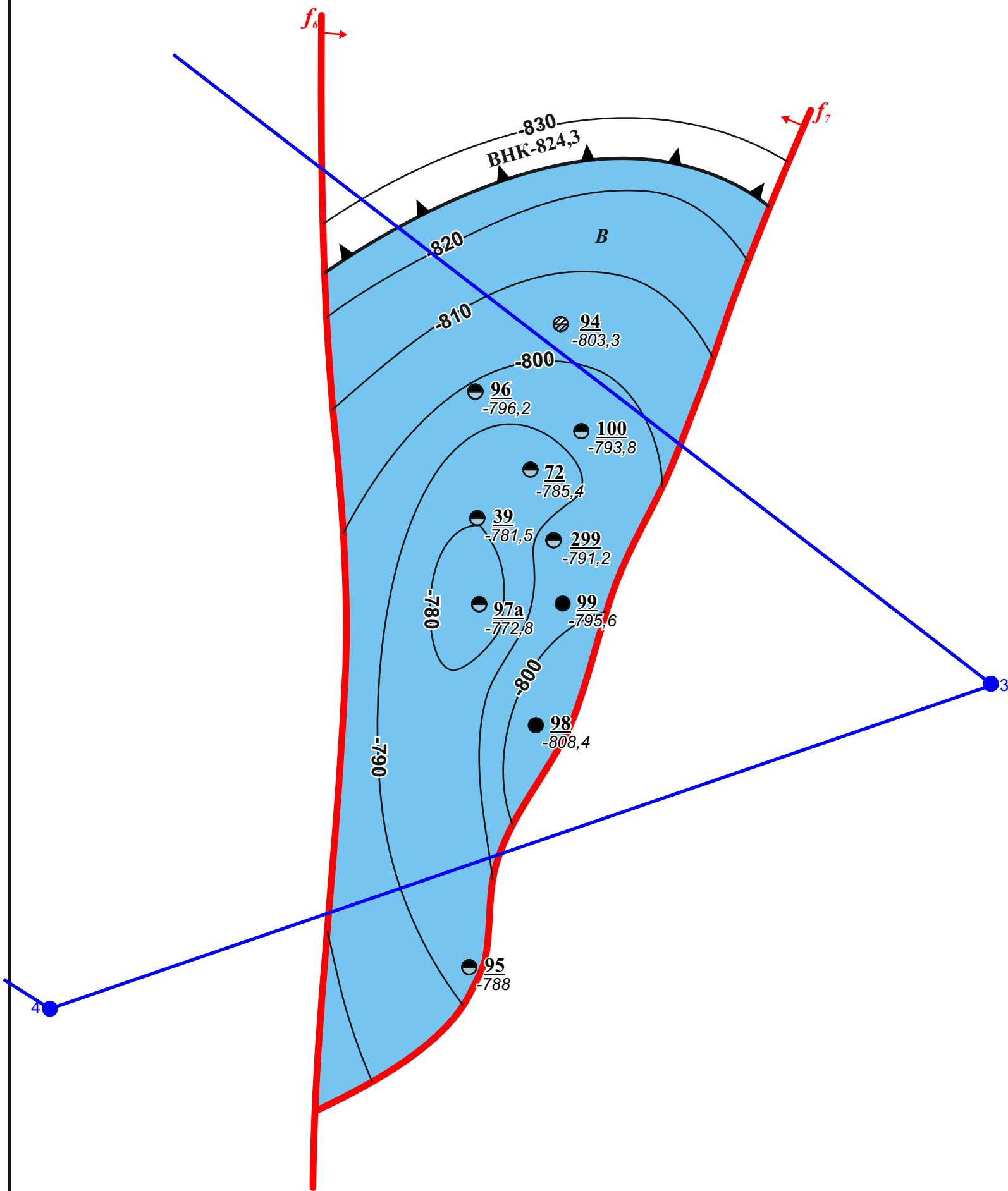
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- - давшие при опробовании нефть
- - давшие при опробовании нефть с водой
- ⊗ - нефтенасыщенные по каротажу
- - тектоническое нарушение
- 160 - изогипсы по данным бурения
- 6 - изопакиты
- A - категория запасов A
- - зона отсутствия коллектора
- - граница горного отвода
- I-I' - геологические профили

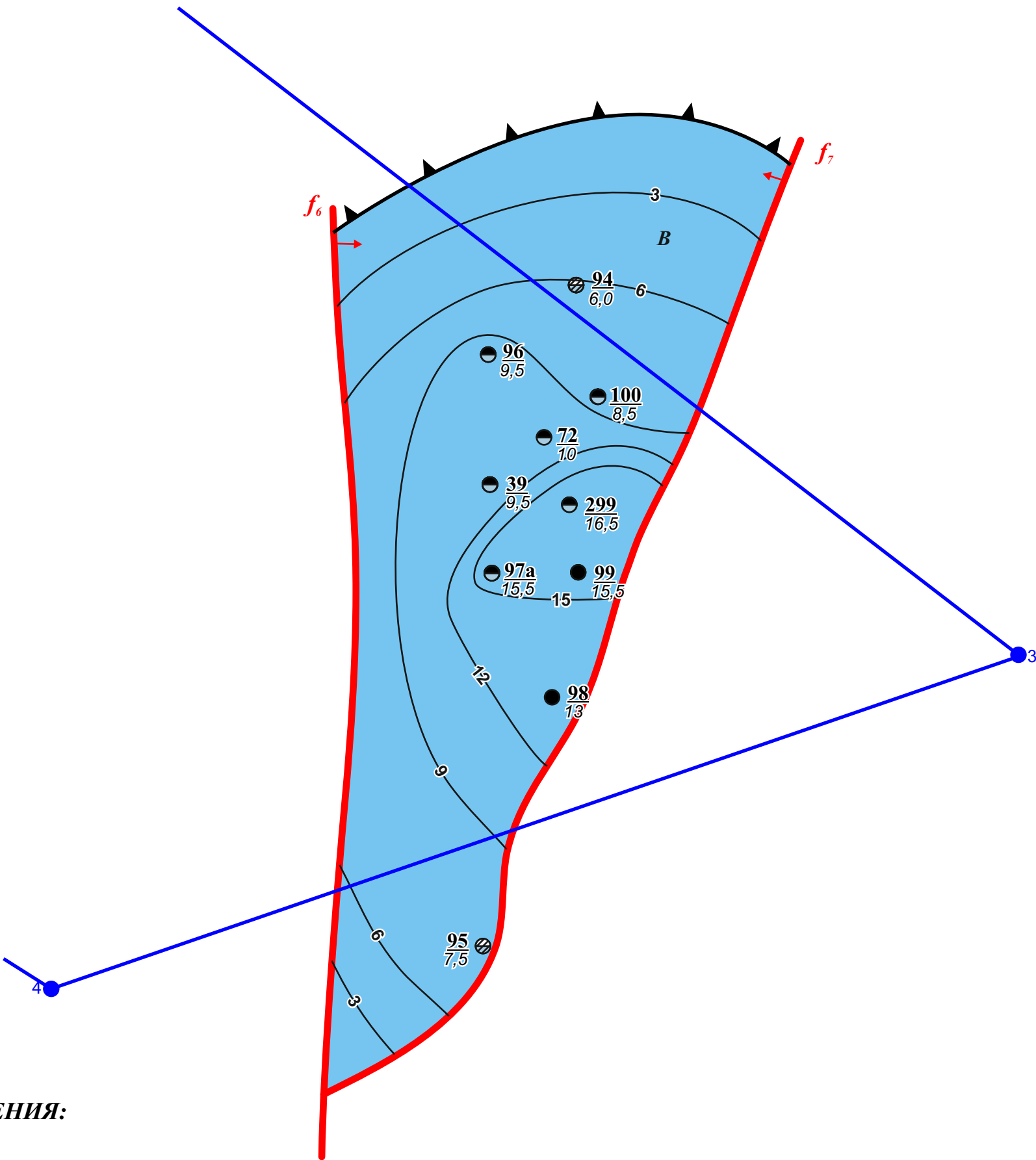
АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»	Проект ликвидации последствий недропользования на месторождении Байчунас	
	Руководитель проекта: Ведущий инженер службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции Ответственный исполнитель: Инженер службы геологии и геологоразведки	Муқанжанов Р.Х. Дүйсен Э.Д. 2023г
Приложение №8	Участок Южный Байчунас Среднеюрский продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	
	Масштаб: 1:5000 0 50 100 150м 	
По материалам отчета "Подсчет запасов нефти месторождения Байчунас Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2013г"		

СРЕДНЕЮРСКИЙ ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ

СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ КОЛЛЕКТОРА



КАРТА ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

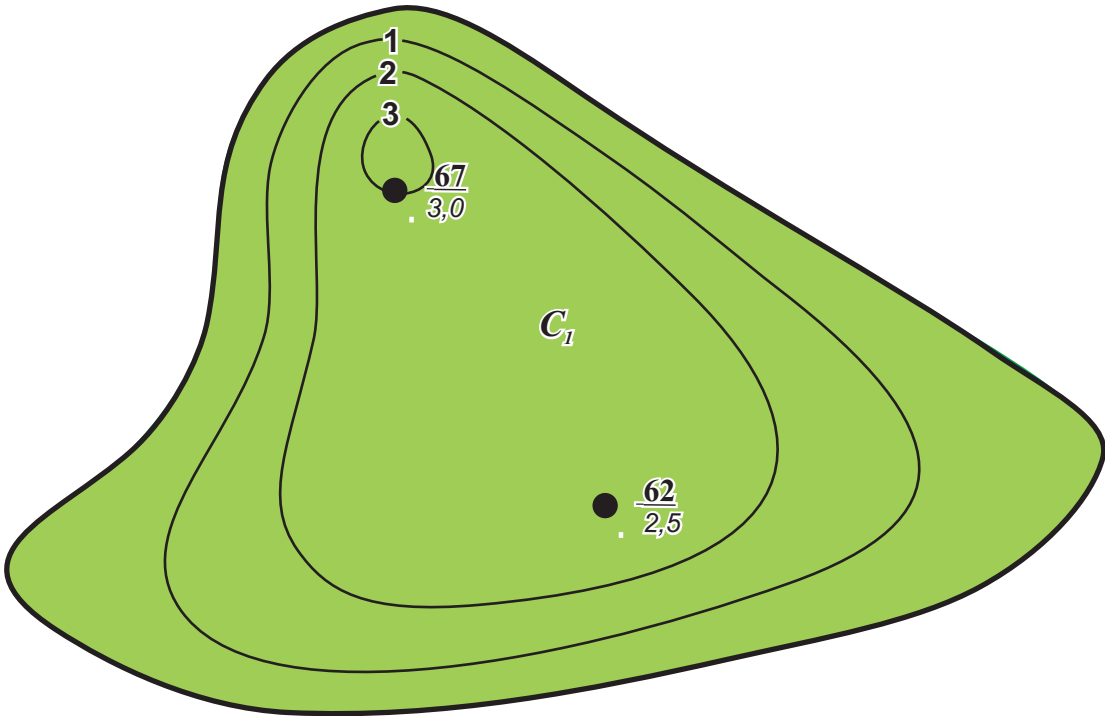
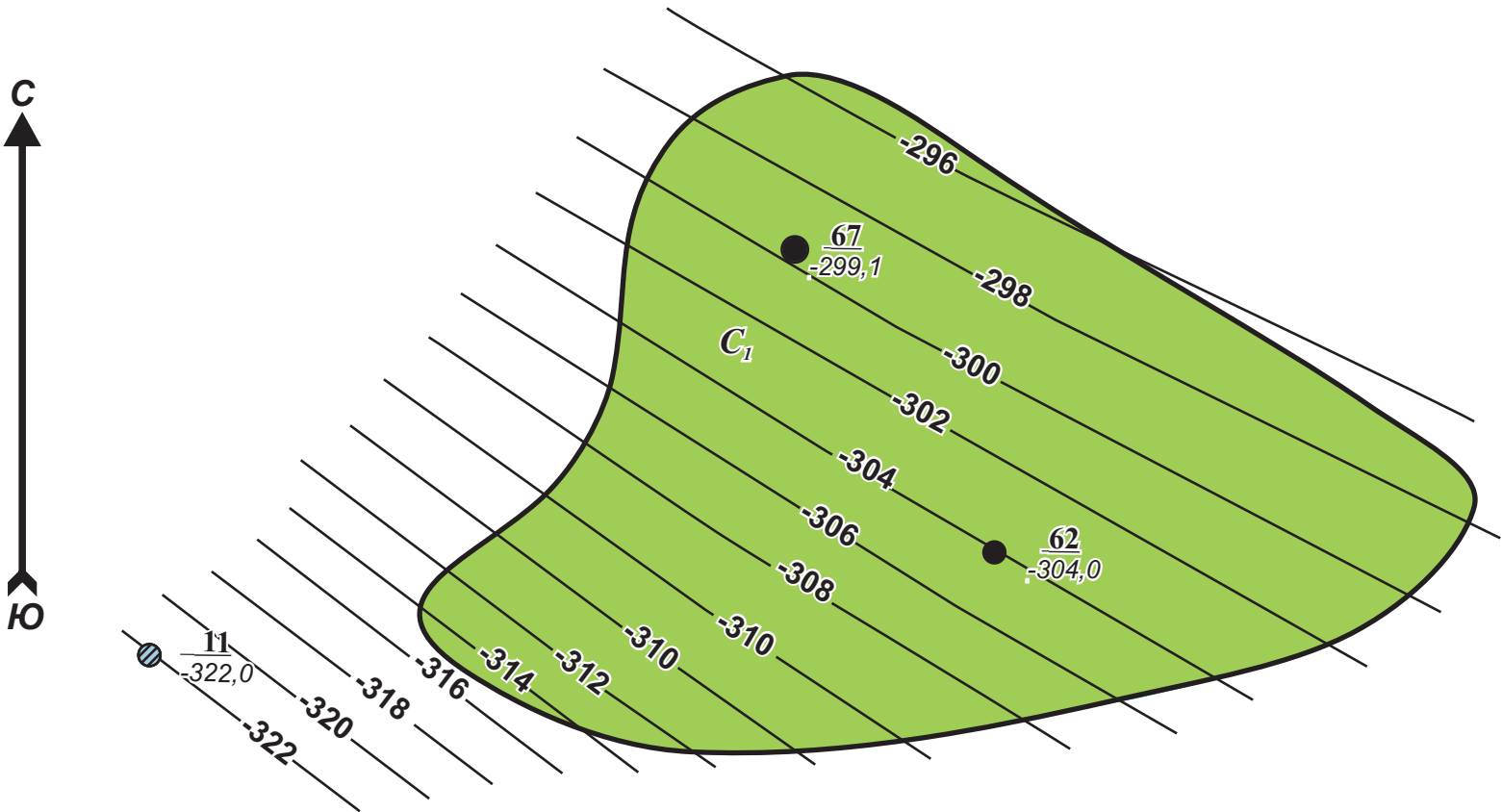
- Скважины:
- - давшие нефть при опробовании
 - - давшие нефть с водой при опробовании
 - ⊗ - нефтеводонасыщенные по ГИС
 - ▲▲▲ - внешний контур нефтеносности
 - 790 - изогипсы
 - 9 - изопахиты
 - └ - тектонические нарушения
 - В - категория запасов В
 - 3 4 - граница горного отвода

АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»	Проект ликвидации последствий недропользования на месторождении Байчунас		
	Руководитель проекта: Ведущий инженер службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции Ответственный исполнитель: Инженер службы геологии и геологоразведки	Мухамжанов Р.Х. Дуйсен Э.Д.	2023г
Приложение №9	Участок Северо-Восточный Байчунас среднеюрский продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин		
	Масштаб: 1:5000 0 50 100 150м		
По материалам отчета "Подсчет запасов нефти месторождения Байчунас Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2013г"			

АПТ-НЕОКОМСКИЙ ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ

СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ КОЛЛЕКТОРА

КАРТА ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН

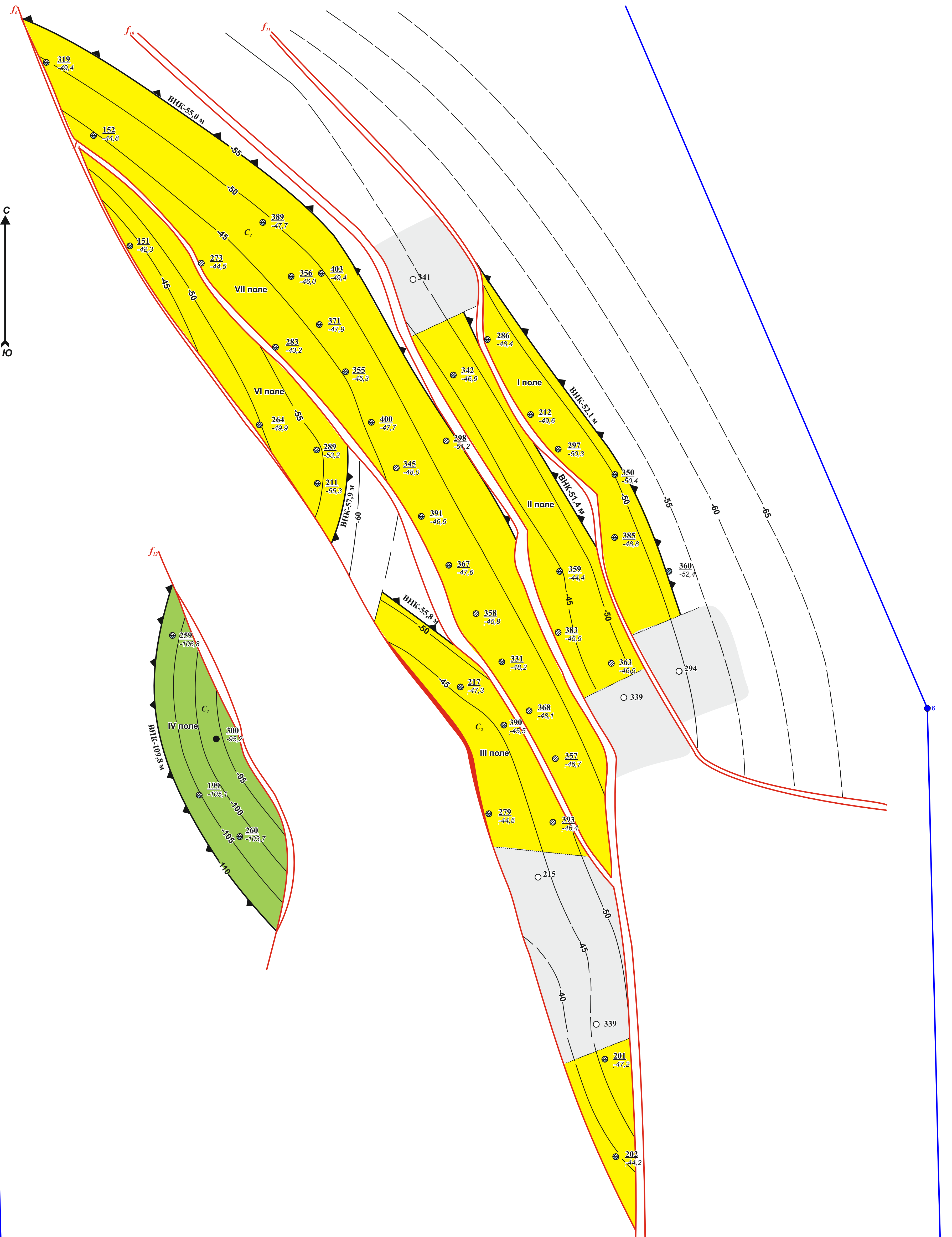


УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

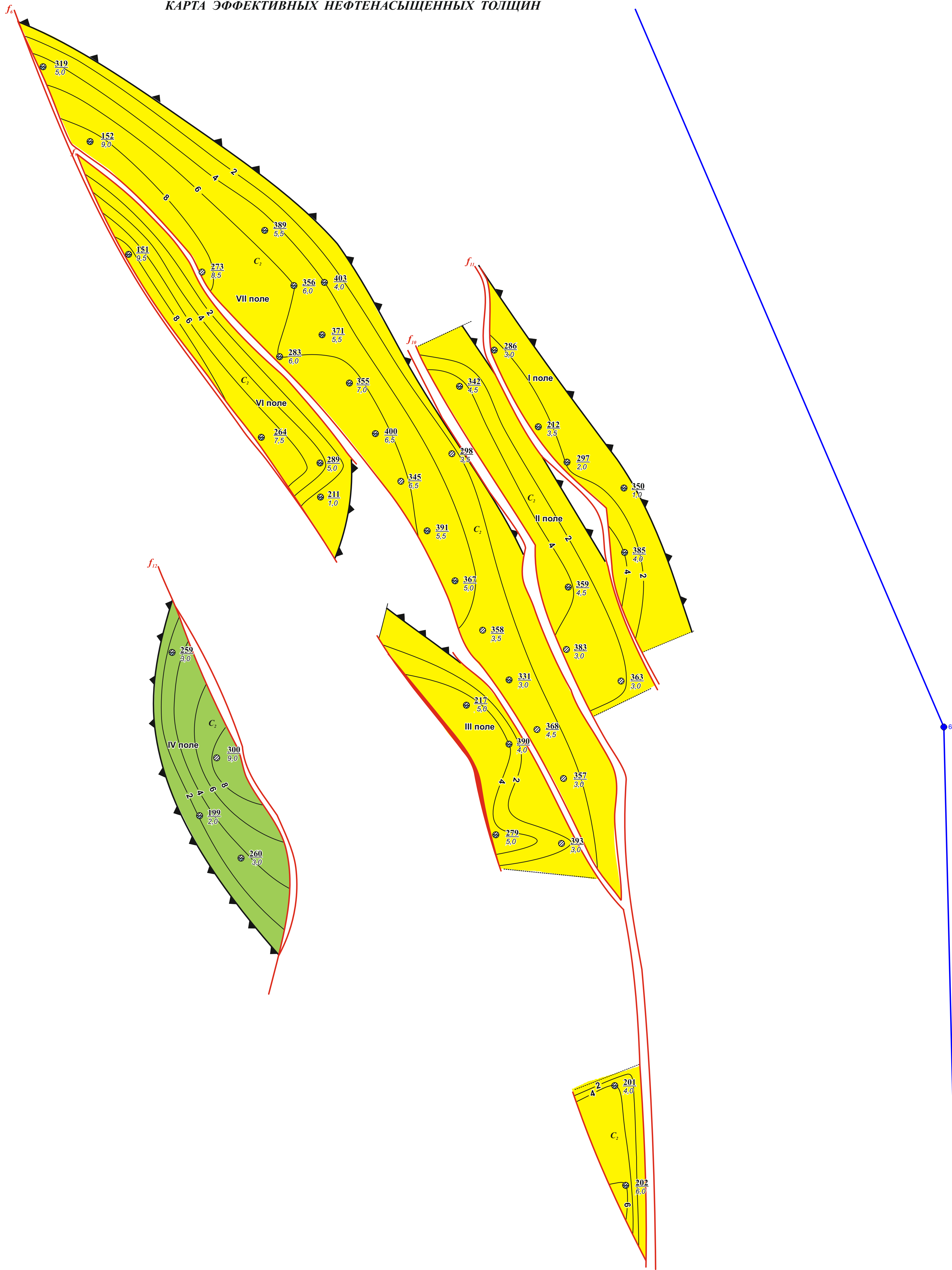
- - скважины, давшие при опробовании нефть
- ⊗ - скважины, водонасыщенные по ГИС
- 300- - изогипсы
- 3- - изопакиты
- C₁ - категория запасов C₁

АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»	Проект ликвидации последствий недропользования на месторождении Байчунас	
	Руководитель проекта: Ведущий инженер службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции Ответственный исполнитель: Инженер службы геологии и геологоразведки	Муханжанов Р.Х. Дуйсен Э.Д. 2023г
Приложение №10	Участок Юго-Западный Байчунас апт-неокомский продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	
Масштаб: 1:2000 		
По материалам отчета "Подсчет запасов нефти месторождения Байчунас Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2013г"		

СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ КОЛЛЕКТОРА



КАРТА ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- - давшие нефть при опробовании
- - скважины, нефтенасыщенные по ГИС
- - скважины, водонасыщенные по ГИС
- тектоническое нарушение
- ▲▲▲ - внешний контур нефтеносности
- └┐ - горный отвод

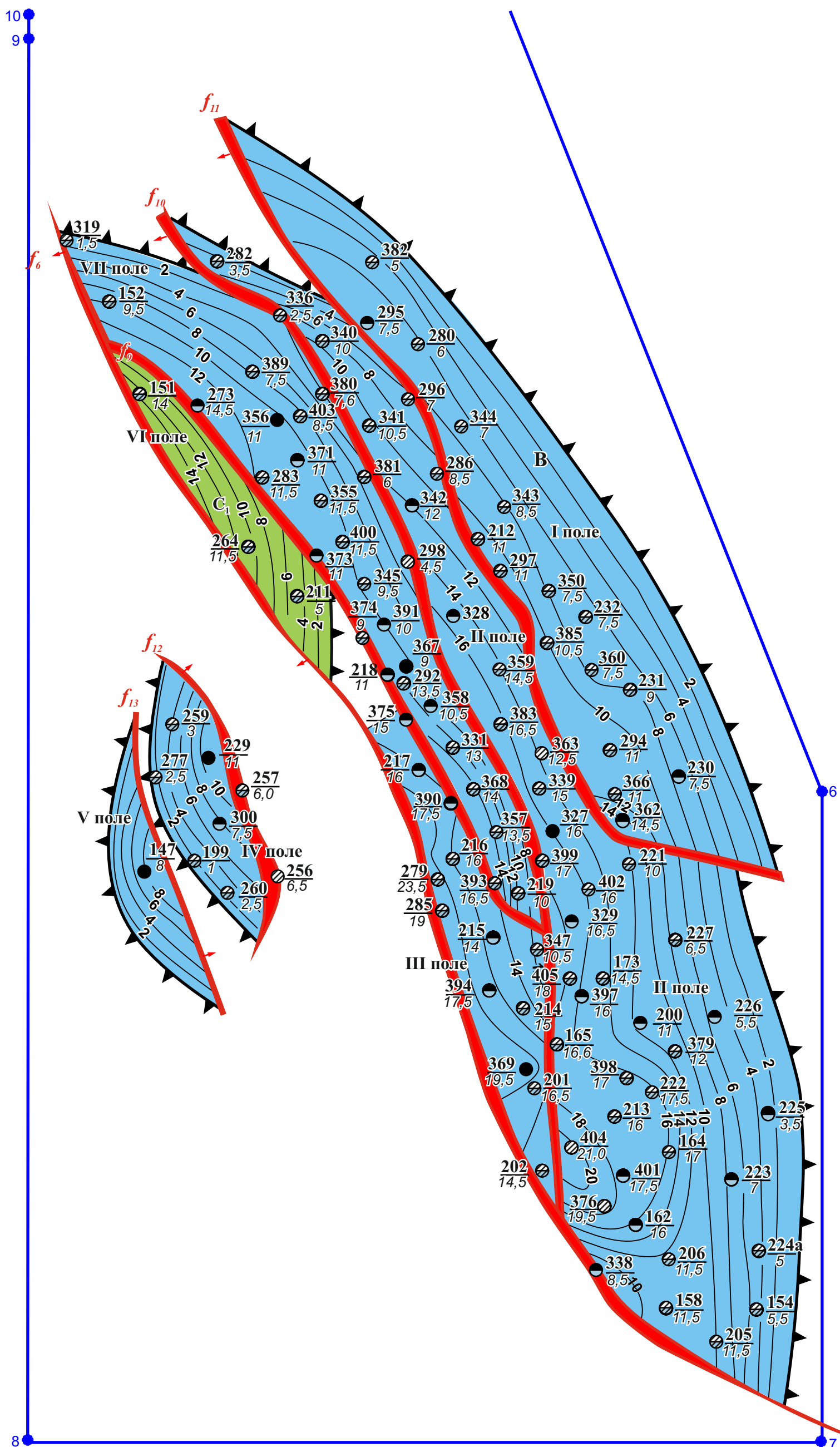
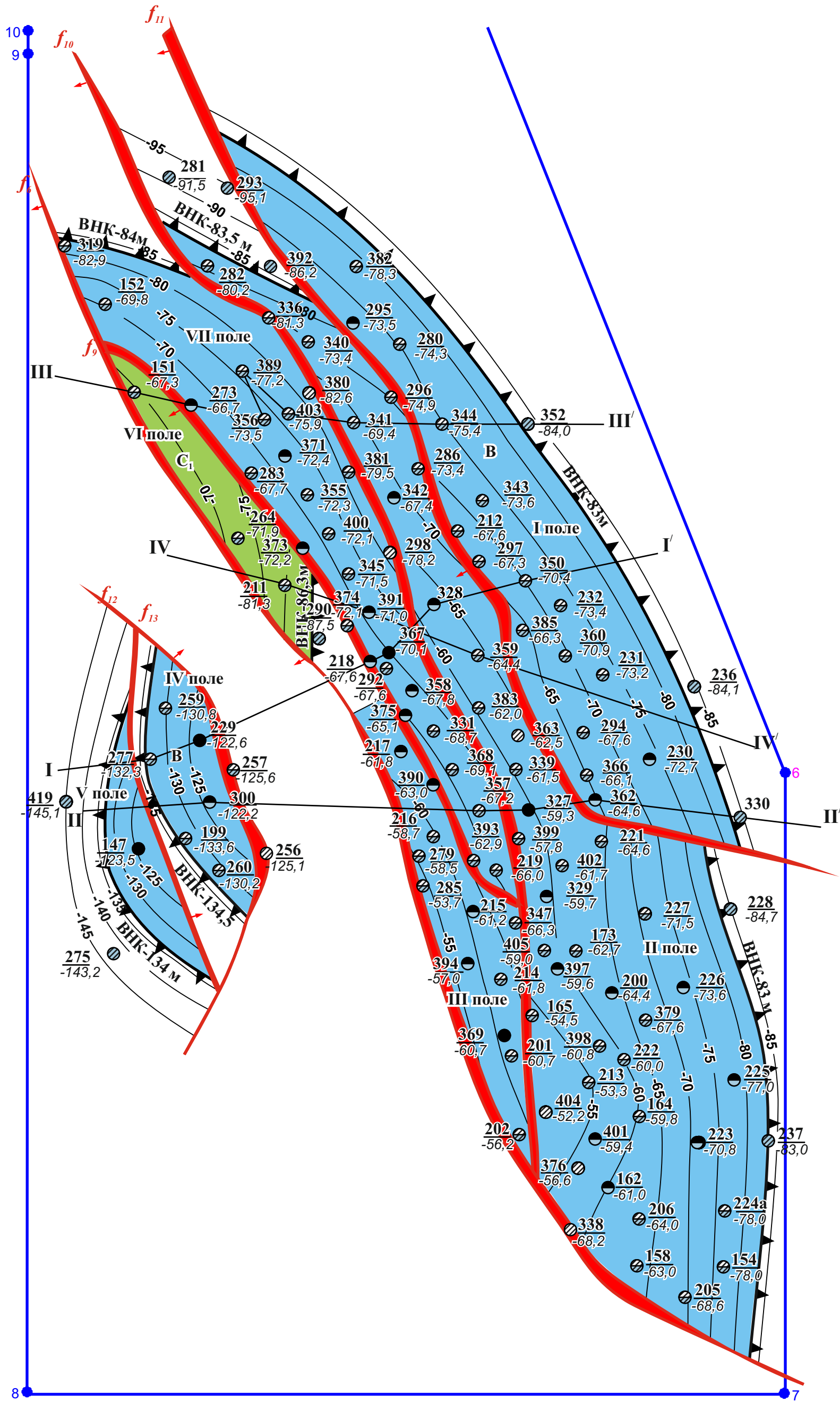
- 80 - изогипсы
- 6 - изопашты
- C₁ - категория запасов C₁
- - глинизация

АО «ЭМБАМУНАГАЗ» Актюбский филиал ТОО «КМТ - Инжиниринг»	Проект ликвидации последствий недропользования на месторождении Байчунас	
	Разработчик проекта: Байчунасский филиал ТОО «КМТ - Инжиниринг» Инженер: С.А. Дубинин	Масштаб: 1:2000 2023г
Приложение №11		Участок Восточный Байчунас сеноманский продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин
По материалам отчета "Подсчет запасов нефти месторождения Байчунас: Актюбской области Республики Казахстан по состоянию на 02.01.2013г"		

I - ВЕРХНЕАЛЬБСКИЙ ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ

СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ КОЛЛЕКТОРА

КАРТА ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН



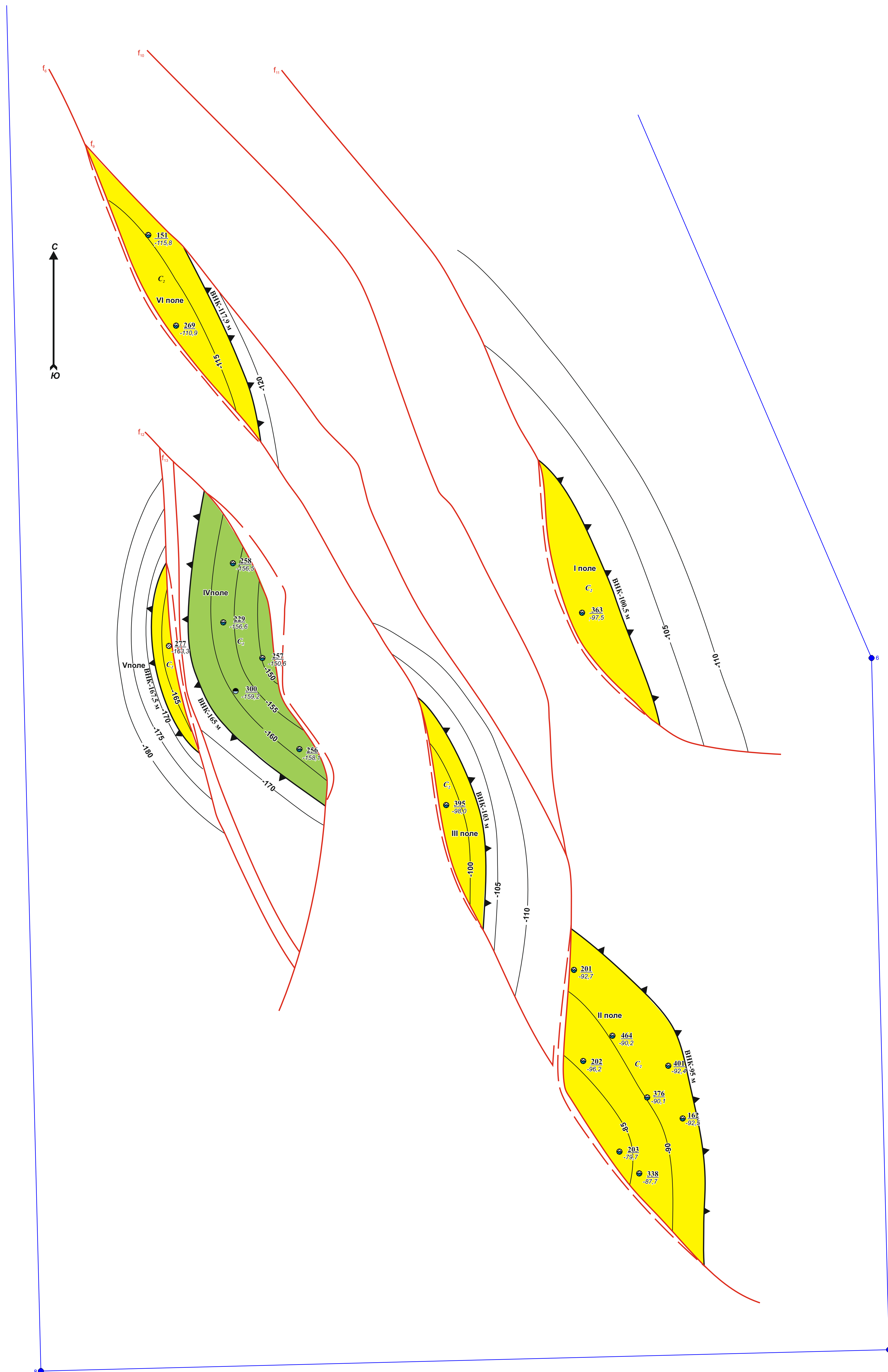
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- - скважины, давшие при опробовании нефть
- - скважины, давшие при опробовании нефть с водой
- ⊗ - скважины нефтенасыщенными интервалами по каротажу
- ⊗ - скважины водонасыщенными интервалами по каротажу
- ⊗ - скважины нефтеводонасыщенными интервалами по каротажу
- - тектонические нарушения
- ▲▲▲ - внешний контур нефтеносности

- 70 - изогипсы
- 2 - изопакиты
- категория запасов В
- категория запасов C₁
- горный отвод
- линии профилей

АО «ЭМБАМУНАГАЗ» Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»	Проект ликвидации последствий недропользования на месторождении Байчунас	
	Руководитель проекта: Ведущий инженер службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции Ответственный исполнитель: Инженер службы геологии и геологоразведки	Мухамжанов Р.Х. Дүйсен Э.Д.
Приложение №12	2023г	
	Участок Восточный Байчунас I верхнеальбский - продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	
Масштаб: 1:5000 0 50 100 150м 		
По материалам отчета "Подсчет запасов нефти месторождения Байчунас Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2013г"		

2023г



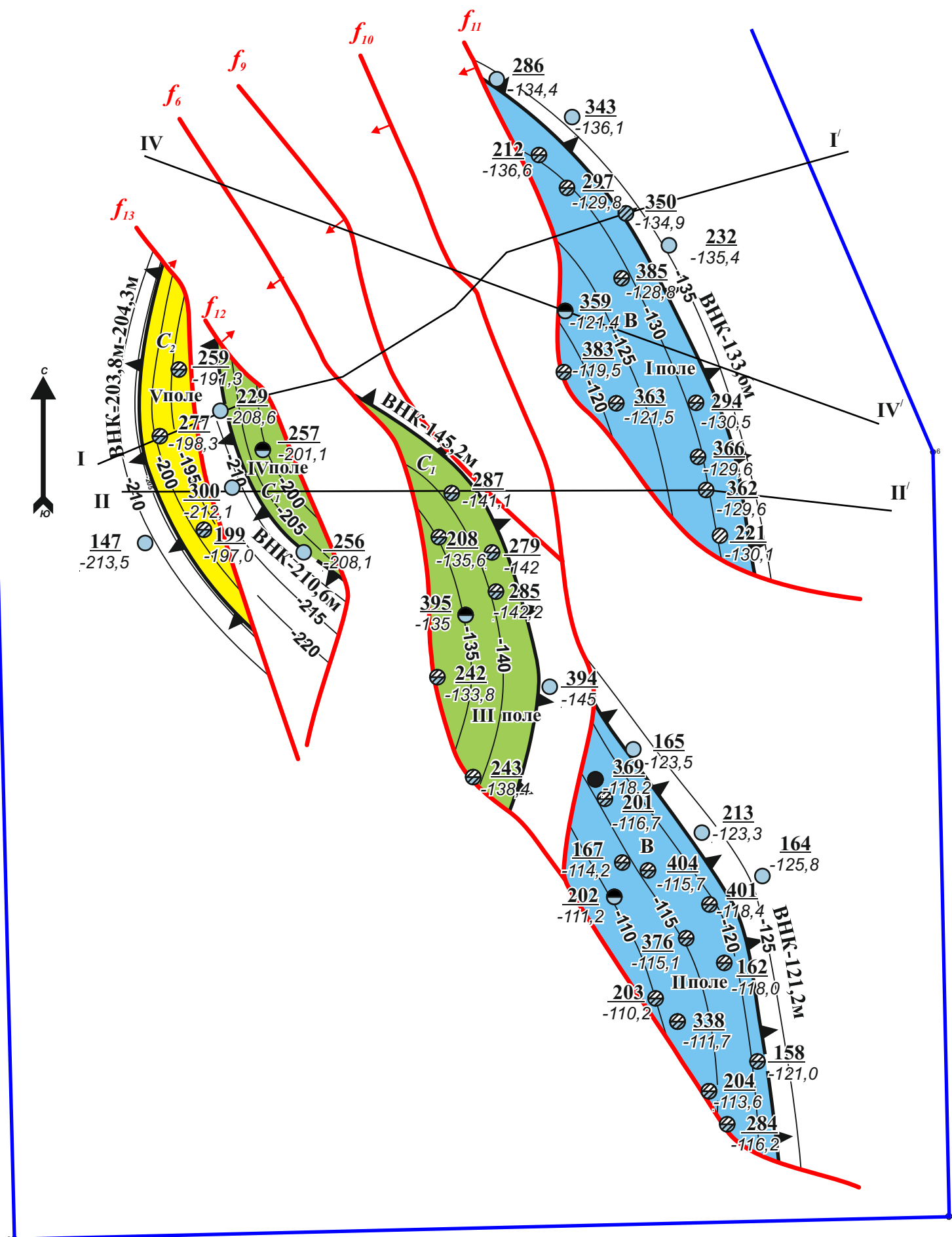
- - скважины, давшие при опробовании нефть и воду
- - нефтенасыщенные по ГИС
- - нефтенасыщенные по ГИС
- - изогипсы
- - изопакхиты
- - внешний контур нефтеносности

- тектоническое нарушение
- категория запасов C_1
- категория запасов C_2
- граница горного отвода

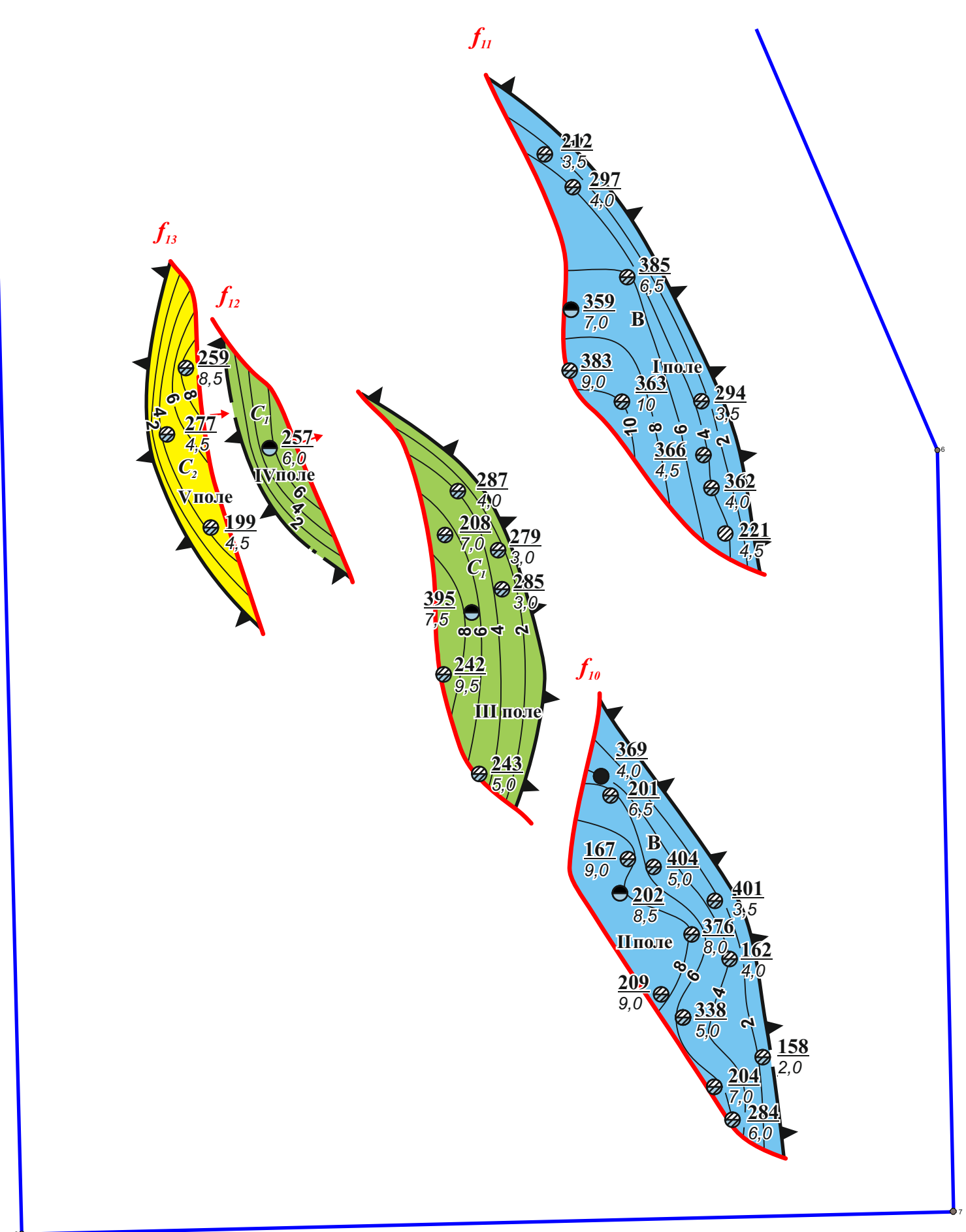
АО «МАНГАН БАЙНАС» Атласный филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»	<i>Проект ликвидации последствий нефтезагрязнения на месторождении Байчунас</i> Участники проекта: Учредитель, заказчик системы сбора, транспортировки и обработки нефти – Манганацкая государственная компания, акционер Исполнитель проекта – «Манганацкая государственная компания» Манганацкая ГСК Дубов С.Д. 2023г
Приложение №13	Участок Восточный Байчунас IV-внешнекаспийский продуктивный горизонт Структурная карта по крыльям коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин

III ВЕРХНЕАЛЬБСКИЙ ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ

СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ КОЛЛЕКТОРА



КАРТА ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН



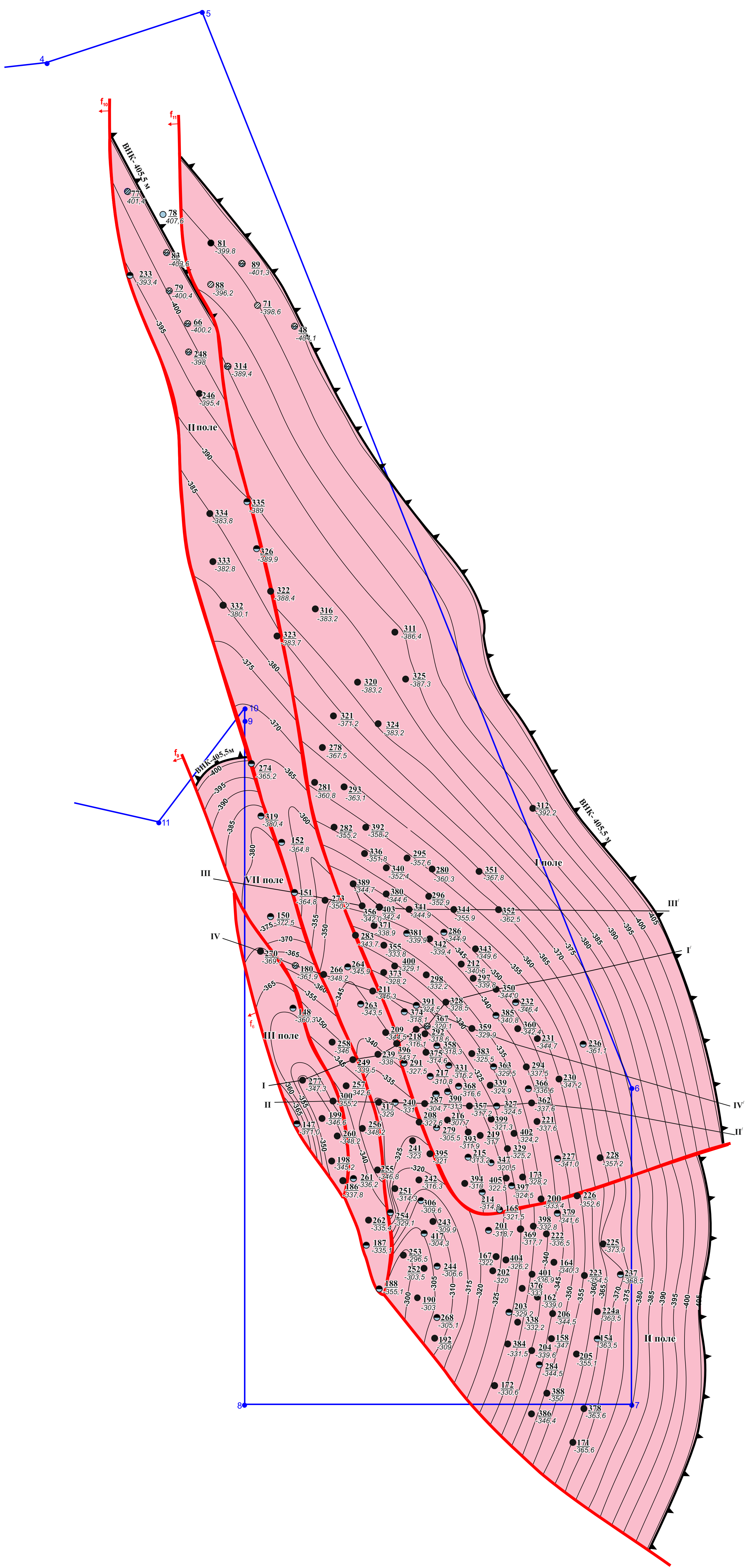
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

-  - скважины, давшие при опробовании нефть
-  - скважины, давшие при опробовании воду
-  - скважины, давшие при опробовании нефть с водой
-  - скважины с нефтеводонасыщенными интервалами по каротажу
-  - тектонические нарушения
-  - изогипсы
-  - изопахиты
-  - внешний контур нефтеносности
-  - линии профилей

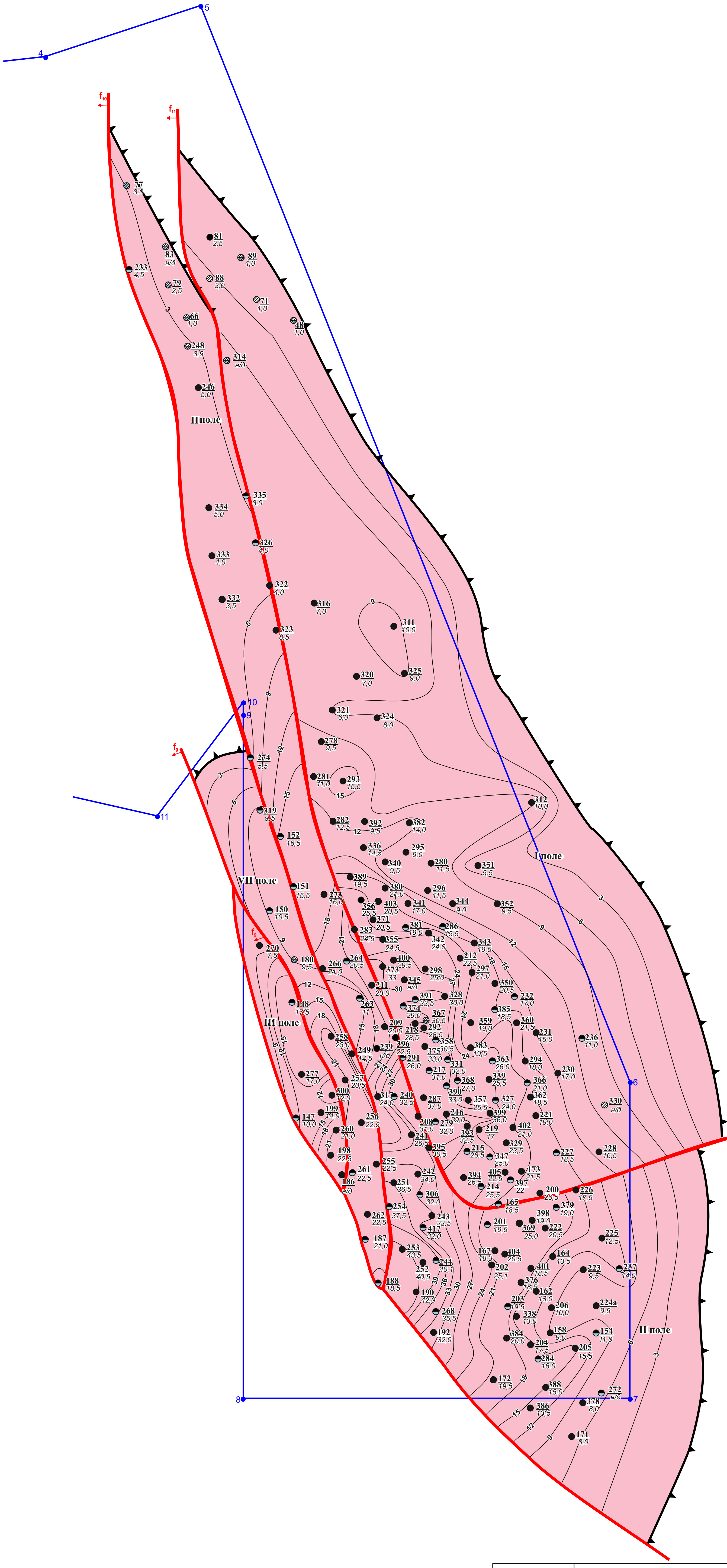
-  - категория запасов В
 - категория запасов C_1
 - категория запасов C_2
 - горный отвод

АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»	<i>Проект ликвидации последствий недропользования на месторождении Байчунас</i>	
Приложение №14	Руководитель проекта: Ведущий инженер службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции Ответственный исполнитель: Инженер службы геологии и геологоразведки	Муханжанов Р.Х. Дуйсен Э.Д. 2023г
Участок Восточный Байчунас III верхнеальбский горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективный нефтенасыщенных толщин		
<i>Масштаб: 1:5000</i> 0 50 100 150м  По материалам отчета "Подсчет запасов нефти месторождения Байчунас Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2013г"		

СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ КОЛЛЕКТОРА



КАРТА ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН



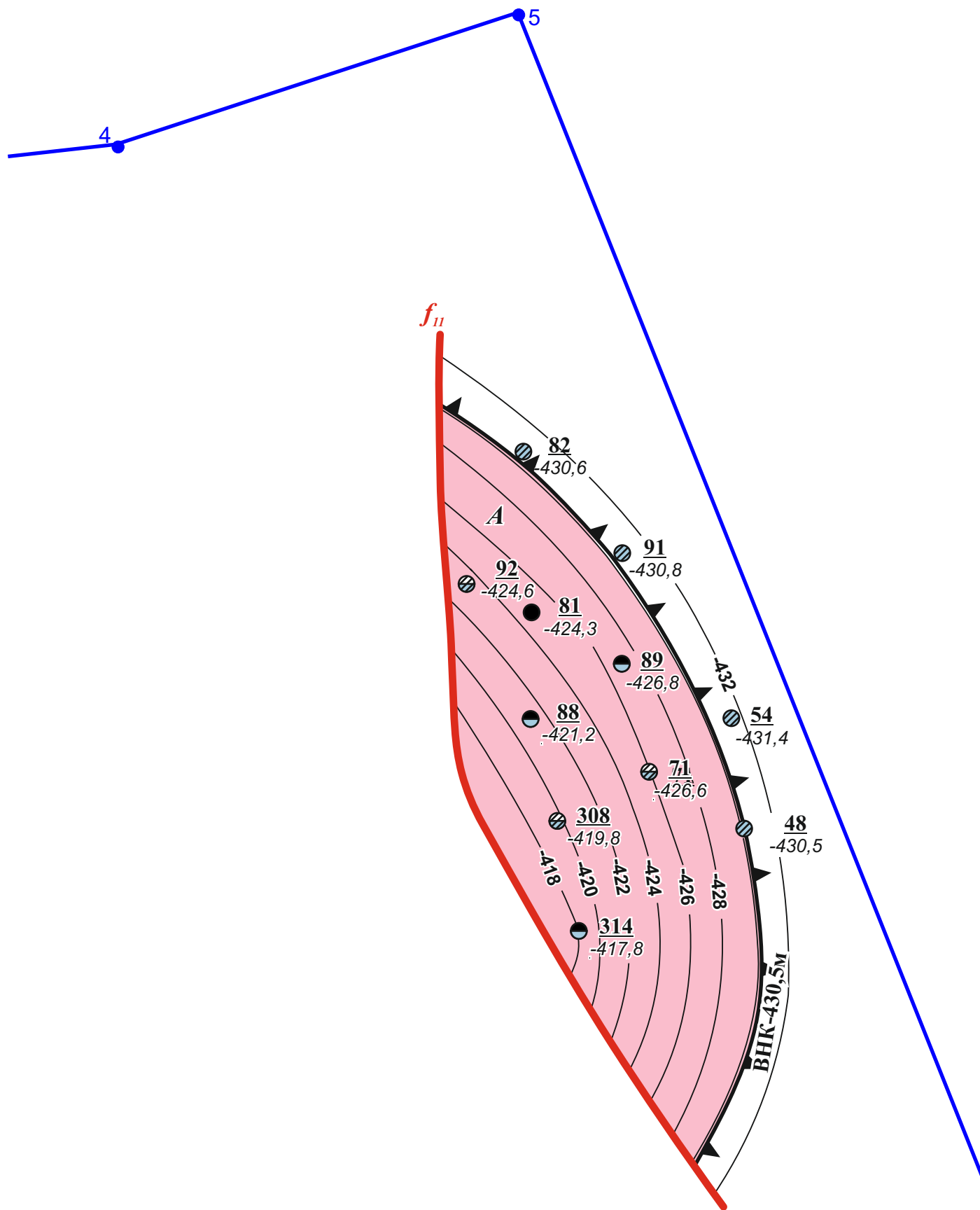
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- Скважины:
 - давшие нефть с водой при опробовании
 - давшие нефть при опробовании
 - давшие воду при опробовании
 - нефтенасыщенные по ГИС
 - водо насыщенные по ГИС
- 370- - изогипсы
- 6- - изопакиты
- - тектонические нарушения
- - внешний контур нефтеносности
- A- - категория запасов A
- - горный отвод
- - линии профилей

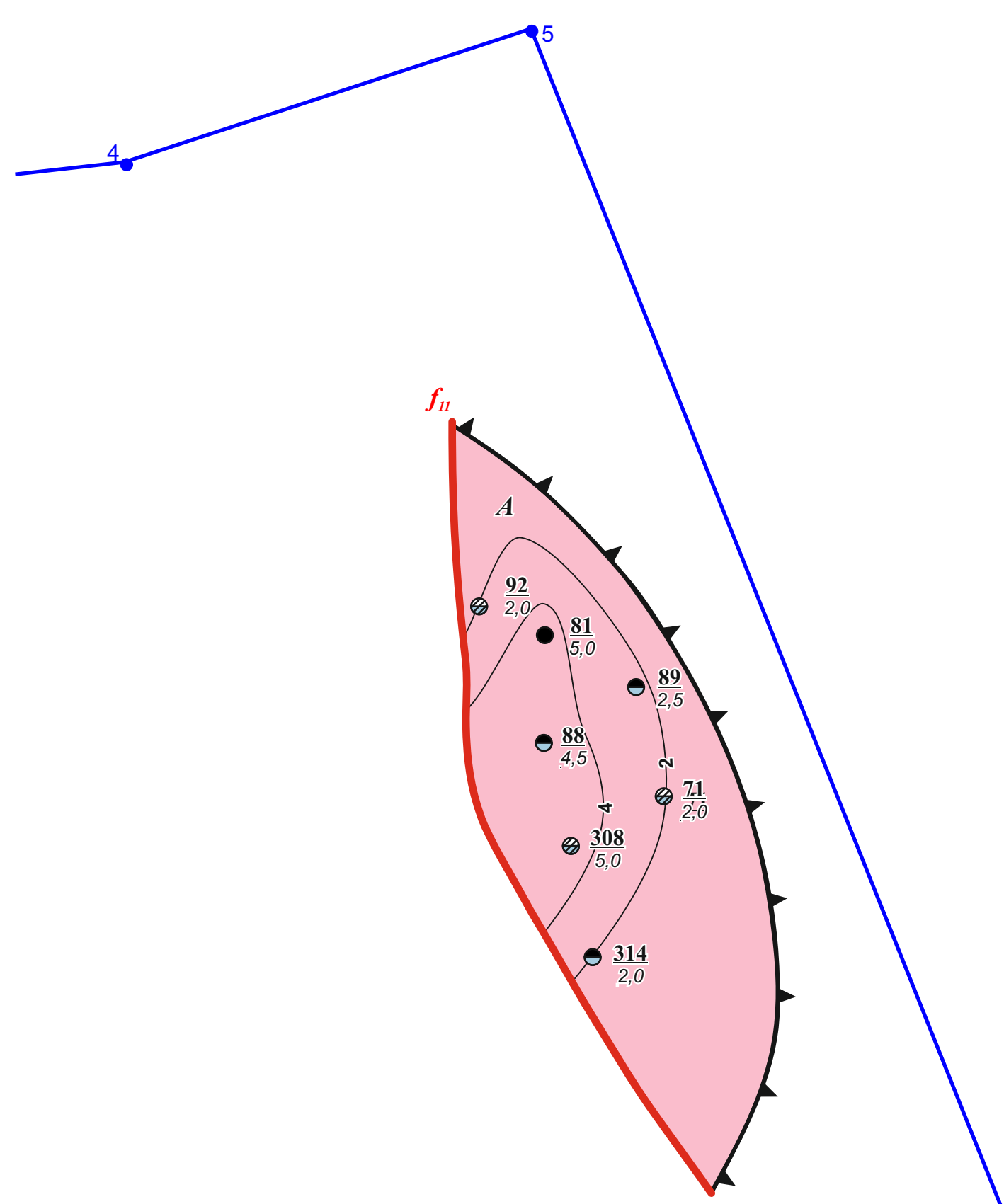
АО «ЭМКАМУНАЙТ» Актюбский филиал ТОО «КМН Нефтехимия»	Проект ликвидации последствий неопроизводства на месторождении Байчунас	
	Разработчик проекта: Мультиязык РЭ, Дубов Г.Д.	2023г
Приложение №15	Участок Восточный Байчунас апт-неокомский продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	
	Масштаб: 1:5000 По материалам отчета "Подсчет запасов нефти месторождения Байчунас Актюбской области Республики Казахстан по состоянию на 02.01.2013г."	

НЕОКОМСКИЙ ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ

СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ КОЛЛЕКТОРА



КАРТА ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- Скважины:**

 - - давшие при опробовании нефть
 - - давшие при опробовании нефть с водой
 - ▨ - водонасыщенные по каротажу
 - ▨ - нефтеводонасыщенные по каротажу

—420— - изогипсы

—4— - изопакиты

 - категория запасов А

 - внешний контур нефтеносности

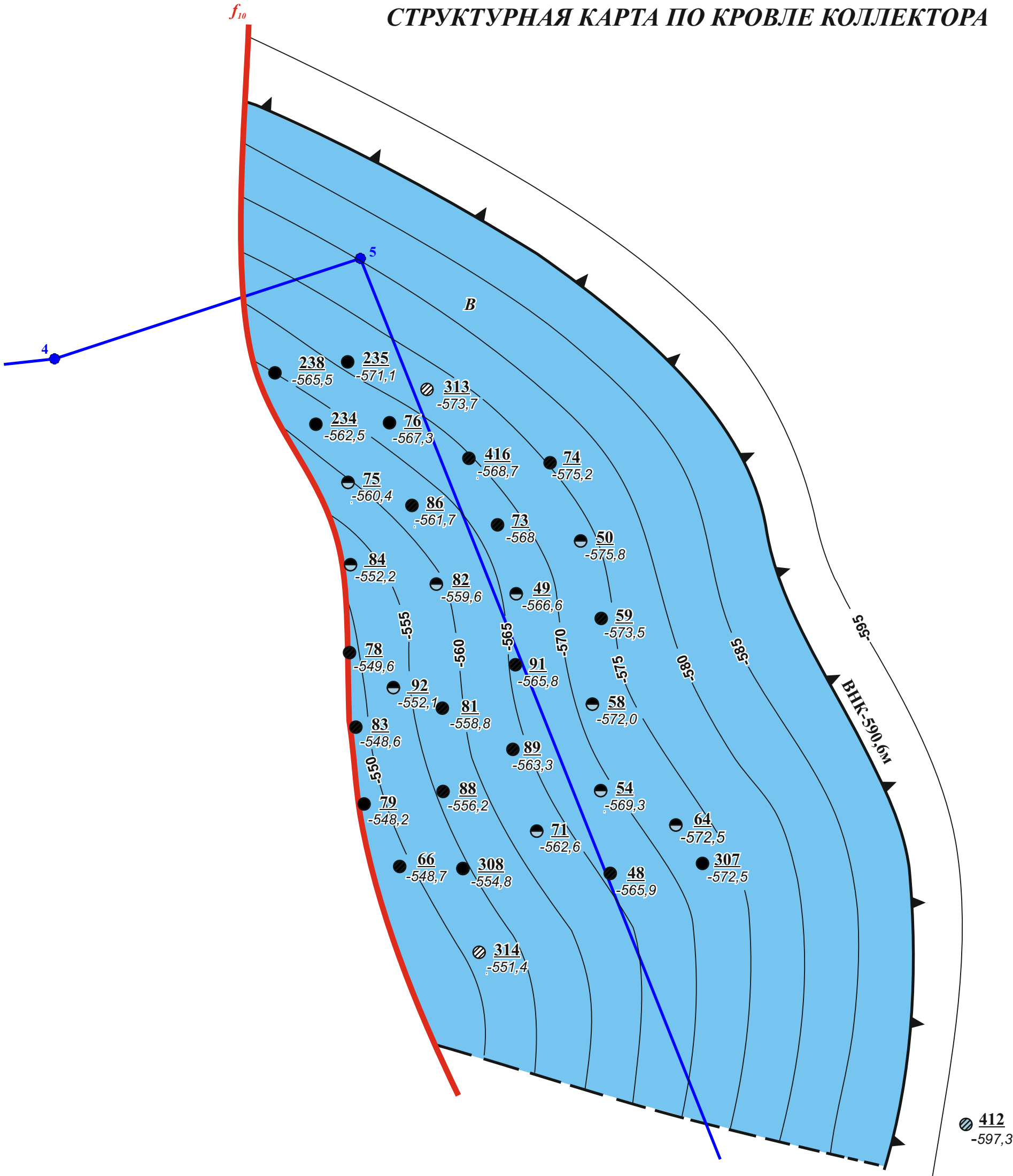
 - тектонические нарушения

 - граница горного отвода

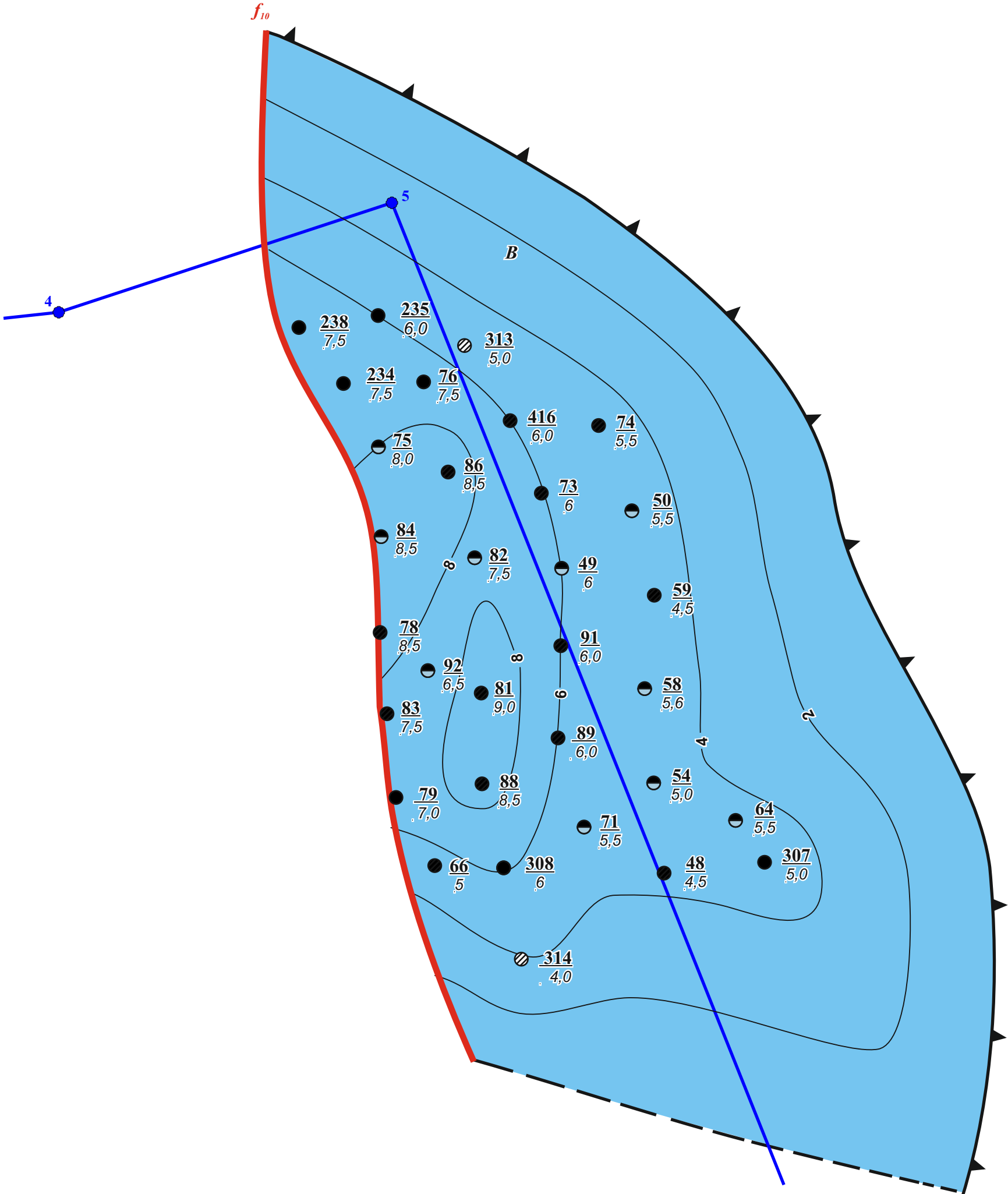
АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»	<i>Проект ликвидации последствий недропользования на месторождении Байчунас</i> <table border="1"> <tr> <td data-bbox="2181 1704 2525 1796"> Руководитель проекта: Ведущий инженер службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции Ответственный исполнитель: Инженер службы геологии и геологоразведки </td> <td data-bbox="2525 1704 2623 1796"> Муханжанов Р.Х. Дуйсен Э.Д. </td> <td data-bbox="2623 1704 2735 1796"> 2023г </td> </tr> </table>		Руководитель проекта: Ведущий инженер службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции Ответственный исполнитель: Инженер службы геологии и геологоразведки	Муханжанов Р.Х. Дуйсен Э.Д.	2023г
Руководитель проекта: Ведущий инженер службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции Ответственный исполнитель: Инженер службы геологии и геологоразведки	Муханжанов Р.Х. Дуйсен Э.Д.	2023г			
Приложение №16	Участок Восточный Байчунас неокомский продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин				
Масштаб: 1:5000 					
По материалам отчета "Подсчет запасов нефти месторождения Байчунас Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2013г"					

СРЕДНЕЮРСКИЙ ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ

СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ КОЛЛЕКТОРА



КАРТА ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- Скважины:
- - давшие при опробовании нефть
 - - давшие при опробовании нефть с водой
 - ⊗ - нефтенасыщенные по каротажу
 - ⊗ - водонасыщенные по каротажу
 - 580 - изогипсы
 - 4 - изопакиты
- В - категория запасов В
- ▲▲▲ - внешний контур нефтеносности
- └┐ - тектонические нарушения
- └┐ - граница горного отвода

АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»	Проект ликвидации последствий недропользования на месторождении Байчунас	
	Руководитель проекта: Ведущий инженер службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции Ответственный исполнитель: Инженер службы геологии и геологоразведки	Муханжанов Р.Х. Дүйсен Э.Д. 2023г
Приложение №17	Участок Восточный Байчунас среднеюрский продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	
	Масштаб: 1:5000 	
По материалам отчета "Подсчет запасов нефти месторождения Байчунас Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2013г"		

44,0 45,0 46,0 47,0 48,0 49,0 40,0

Площади участков, находящихся полностью или частично (**) в пределах площади Горного отвода

№№ п/п	Номер Участка	местоположение (координаты)		Средняя глубина проникновения, м	Площадь		Объем, м³	Масса, тонн
		X	Y		га	м²		
1	1**	234 584	649 198	0,17	2,4828	24828,00	4220,76	5782,44
2	3	234 578	648 478	0,50	0,2029	2029,0	1014,50	1389,87
3	4	233 820	648 520	0,10	0,1118	1118,0	111,80	153,17
4	6	234 590	648 506	0,50	0,5947	5947,0	2973,50	4073,70
5	7	234 558	648 472	0,50	0,7589	7589,0	3794,50	5198,47
6	8	234 635	648 550	0,50	0,4898	4898,0	2449,00	3355,13
7	9	234 507	648 262	0,30	0,1418	1418,0	425,40	582,80
8	10	235 524	648 332	0,50	0,2259	2259,0	1129,50	1547,42
9	11	235 238	648 344	0,30	0,2838	2838,0	851,40	1166,42
10	12	235 199	648 320	0,25	0,0946	946,0	236,50	324,01
11	13	235 000	648 271	0,35	0,5228	5228,0	1829,80	2506,83
12	14	235 232	648 186	0,15	0,3341	3341,0	501,15	686,58
13	15	234 976	648 110	0,10	0,1410	1410,0	141,00	193,17
14	16	235 037	648 100	0,10	0,0655	655,0	65,50	89,74
15	17	235 508	648 054	0,15	0,0475	475,0	71,25	97,61
16	18	235 529	648 100	0,20	0,1424	1424,0	284,80	390,18
17	19	235 587	648 116	0,15	0,1619	1619,0	242,85	332,70
18	20	236 222	646 588	0,50	0,0404	404,0	202,00	276,74
19	21	236 161	646 522	0,50	0,3200	3200,0	1600,00	2192,00
20	22	234 780	646 546	0,15	0,1807	1807,0	271,05	371,34
21	23	235 992	648 486	0,55	6,6942	66942,0	36818,10	50440,80
22	24	235 577	646 732	0,35	0,2694	2694,0	942,90	1291,77
Итого:					14,3069	143069,0	60177,26	82442,85

Система координат условная

Площади участков, находящихся полностью (*) или частично (**) за пределами Горного отвода

№№ п/п	Номер Участка	местоположение (координаты)		Средняя глубина проникновения, м	Площадь		Объем, м³	Масса, тонн
		X	Y		га	м²		
	1**	234 584	649 198	0,17	14,7417	147417,0	25060,89	34333,42
1	2*	236 237	648 304	0,13	2,0126	20126,0	2616,38	3584,44
2	5*	234 836	649 374	0,10	0,7561	7561,0	756,10	1035,86
3	25*	235 949	645 336	0,60	0,0268	268,0	160,80	220,30
4	26*	235 936	645 340	0,50	0,0165	165,0	82,50	113,03
5	27*	235 924	645 322	0,20	0,0381	381,0	76,20	104,39
6	28*	235 934	645 282	0,60	0,0308	308,0	184,80	253,18
7	29*	235 950	645 296	0,40	0,0411	411,0	164,40	225,23
8	30*	235 885	645 236	0,30	0,0036	36,0	10,80	14,80
9	31*	235 823	645 168	0,60	0,2215	2215,0	1329,00	1820,73
10	32*	235 961	644 241	0,30	18,1751	181751,0	54525,30	74699,66
Итого:					36,0639	360639,0	84966,57	116404,20

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- 220

скважина эксплуатационного фонда и ее номер

21

скважина ликвидированная (в ожидании ликвидации) и ее номер

54

скважина в консервации и ее номер

151

наблюдательно-контрольная, нагнетательная скважина и ее номер

площадь горного отвода

ГЗУ

групповое замерное устройство

замазученные участки (глубина проникновения не более 0,6 м)
- полевая дорога

нефтепровод

нефтяной резервуар

водопровод

линии электропередач

проезжие дамбы

автодорога с асфальтовым покрытием

1

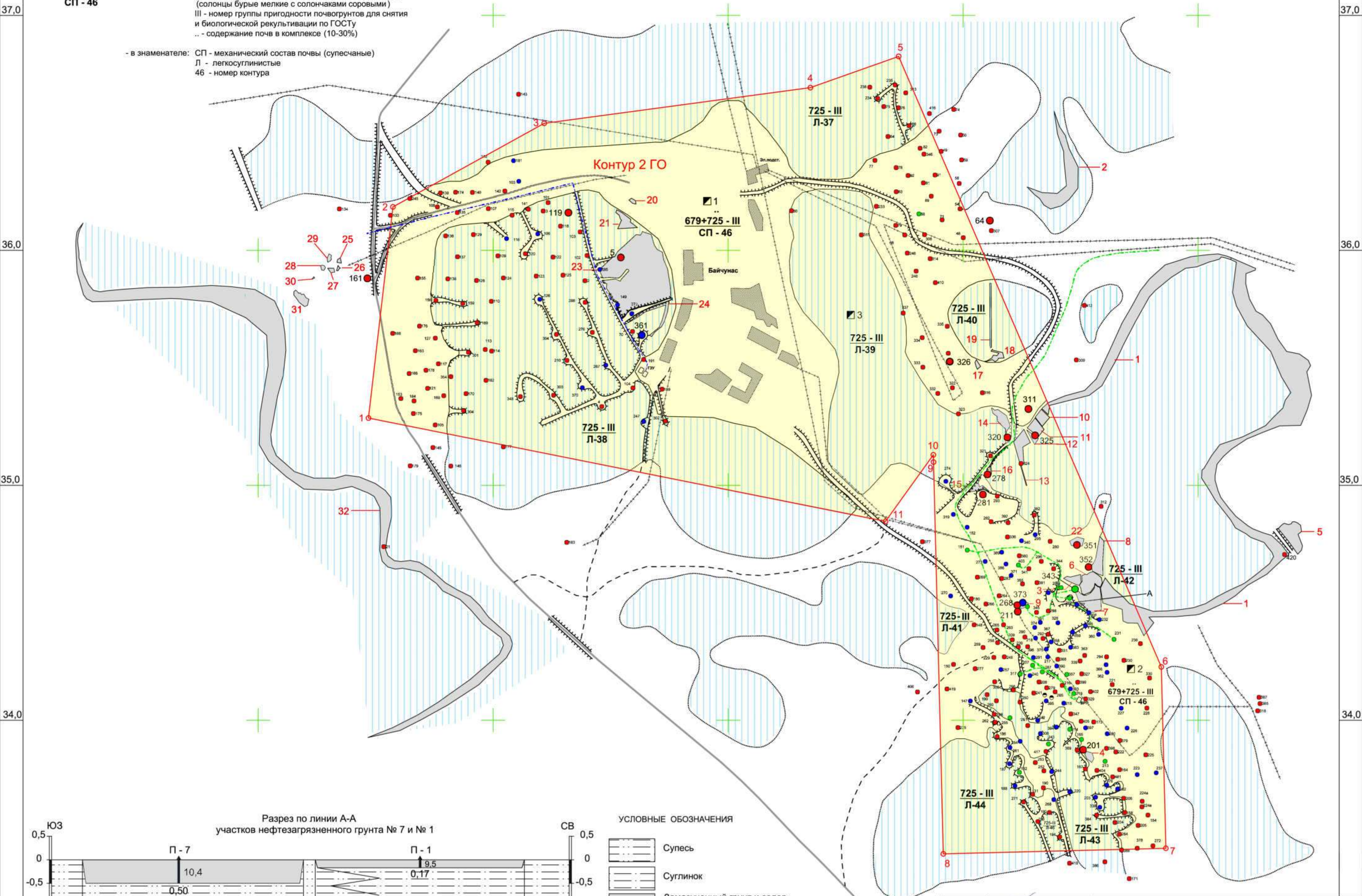
номер и место заложения шурфа с анализами

Легенда

Шифр по республиканскому систематическому списку	Индекс почв	Название почв	№№ почвенных контуров	Механический состав гумусированного горизонта	Почвообразующие и подстилающие породы	Глубина залегания легкорастворимых солей, в см	Вид с/х угодий	Рельеф	Номер группы пригодности почвогрунтов для с/х и лесного назначения	Пригодность почвогрунтов для биологической рекультивации по ГОСТу
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
679+725	м сор Снбу + Ск	Солонцы бурые мелкие с солончаками сорowymi 10-30%	45, 46	СП	Слоистые морские отложения	С поверхности		Слабоволнистая равнина	III	Непригодные
725	сор Ск	Солончаки соровые	33-44	Л	Слоистые морские отложения	С поверхности		Слабоволнистая равнина	III	Непригодные
734	ТНЗ	Техногенно нарушенные земли (замазученные)	1-32		Слоистые морские отложения	С поверхности			III	Непригодные

679+725 - III
СП - 46

- в числителе: шифр по республиканскому систематическому списку (солонцы бурые мелкие с солончаками сорowymi)
III - номер группы пригодности почвогрунтов для с/х и биологической рекультивации по ГОСТу
... - содержание почв в комплексе (10-30%)
- в знаменателе: СП - механический состав почвы (супесчаные)
Л - легкосуглинистые
46 - номер контура



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Супесь
- Суглинок
- 9,5

Замазученный грунт и содержание нефтеуглеводородов, %

П - 1 Место отбора пробы
внизу: мощность замазученного грунта, м

Разрез по линии А-А
участков нефтезагрязненного грунта № 7 и № 1



Масштаб
гор. 1:1000
верт. 1:50

ГИП	Сабиров А.У.
Разработал	Лошак О.В.
Оформление	Курочкина Т.А.

АО "КазНИПИмунгайгаз"

НГДУ "Доссормунгайгаз"

Месторождение Байчунас

Почвенно-мелиоративные изыскания

Почвенно-грунтовая карта месторождения Байчунас

М 1:10 000

Стация 2

Лист 14

ТОО НПЦ "Мангистау-Геология"

33,0

34,0

35,0

36,0

37,0

38,0

39,0

40,0

41,0

42,0

43,0

44,0

45,0

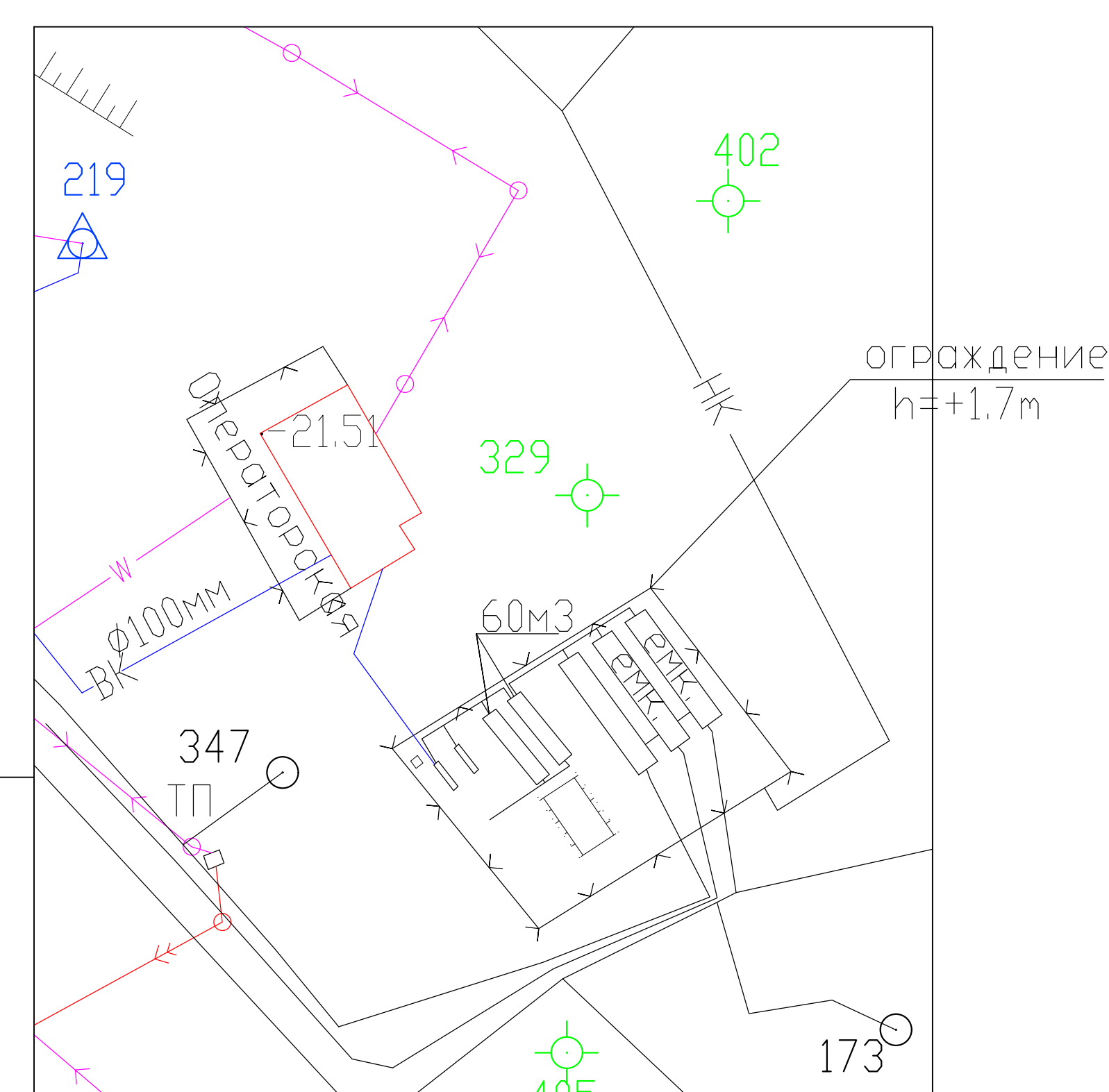
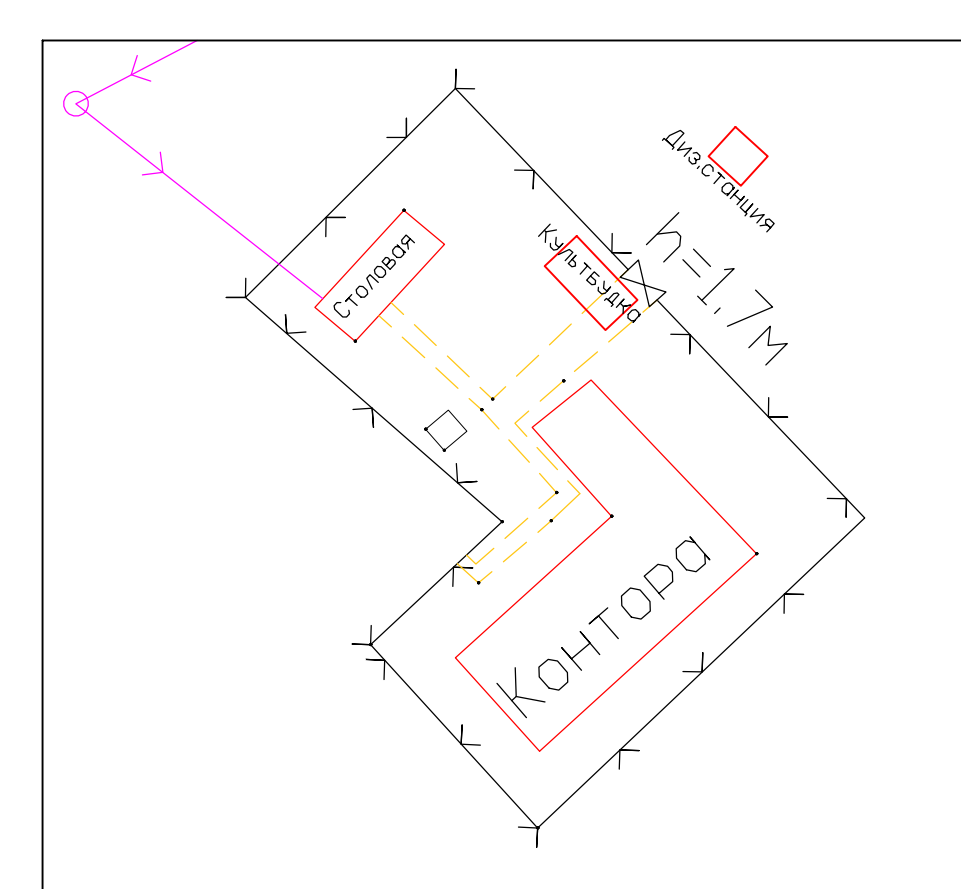
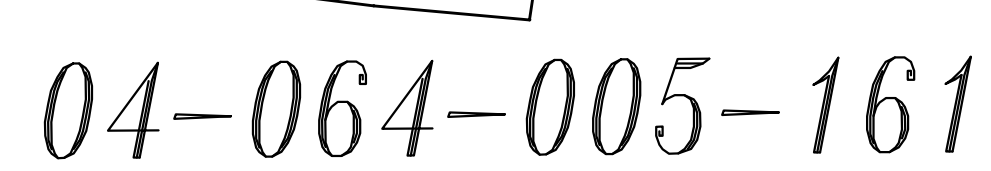
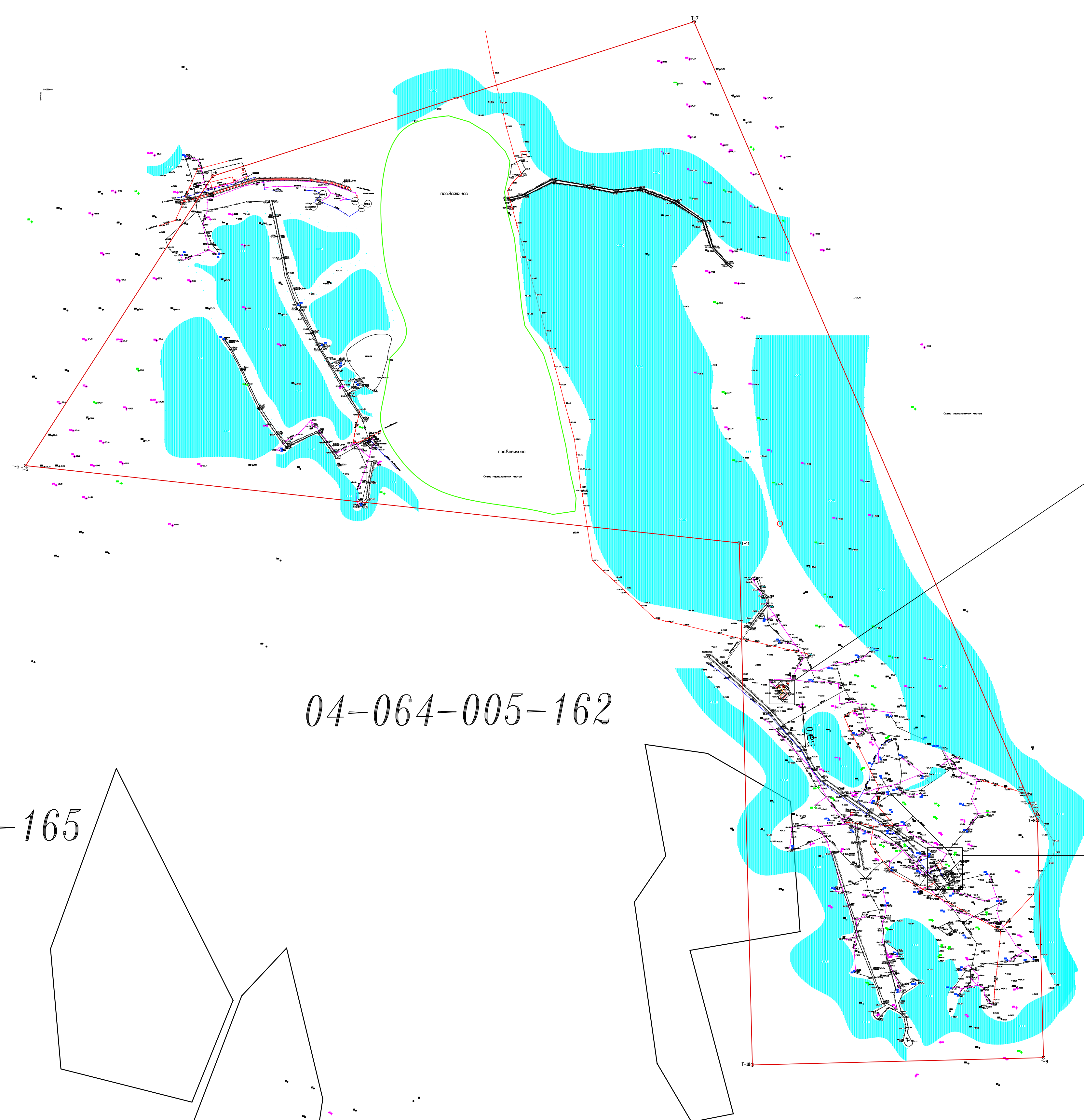
46,0

47,0

48,0

49,0

50,0



Условные обозначения:

	Вл-0,4кВ
	Вл-6кВ
	Неттепловод
	Неттеколектр
	Охлаждение
	Водопровод
	Полевая дорога
	Солнечная панель
	Здания
	Склады
	Аккумуляторные сваяны по геологическим принципам
	Аккумуляторные сваяны по техническим принципам
	аккумуля. сваяны
	Горячий отвод (Т-5 номера зов. гор.от.)
	Горизонталь
	Граница поселка Вачмаца

						ПРОЕКТ ЛАНДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДОРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ДОБАЧ УГЛЕДОРОДОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ БАЙРНАС				
						Схема размещения участка недр и производственных объектов	Тип	Масса	Мощность	
Имя	Лист	№ докум.	Лист	Дата			Лист	Листов		
Разработ.		Муниципальной Р								
Проект.										
Генератор.										
Исполнитель.										