

Товарищество с ограниченной ответственностью
«Medeo Drilling Group»
Товарищество с ограниченной ответственностью
«Каспиан Энерджи Ресерч»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

ТОО «Medeo Drilling Group»

Ермеков Х.Е.



2025г.

ПРОЕКТ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАГАН
(по состоянию 01.01.2025г.)
Договор № 25/12-2024 от 25.12.2024 г.

**Генеральный директор
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»**



Джамикешов А.М.

г.Атырау, 2025г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Ответственные исполнители	Разделы отчета
Заместитель начальника отдела геологий, подсчета запасов и интерпретаций данных ГИС _____ Г.А.Тасмагамбетова	Главы 2, 8
Начальник отдела разработки _____ Амангельды А.Б.	Раздел 3, 4, 5
Экономист отдела разработки нефтегазовых месторождений _____ З.И.Кенжалиева	Глава10
Начальник отдела проектирования строительства скважин _____ Е.К.Умбетов	Главы 6, 7, 11
Техник отдела разработки нефтегазовых месторождений _____ А.Б. Саматова	Составление и оформление граф. приложений
Инженер эколог отдела по проектам ООС _____ Г.Т. Калманова	Глава 9

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ.....	3
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	5
СПИСОК РИСУНКОВ.....	6
СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ.....	7
РЕФЕРАТ.....	8
ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	13
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	15
2.1 Характеристика геологического строения.....	15
2.1.1 Геолого- геофизическая изученность.....	15
2.1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика.....	16
2.1.3 Тектоника.....	21
2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов.....	27
2.2.1 Литологические и фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов по данным исследования керна.....	27
2.2.1.1 Освещенность продуктивной толщи керном.....	27
2.2.2 Структурные характеристики пород-коллекторов.....	35
2.3 Физико-химические свойства пластовых флюидов.....	38
2.3.1 Характеристика нефти.....	38
2.3.2 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях.....	39
2.3.3 Свойства нефти в пластовых условиях.....	41
2.3.4 Состав растворенного газа.....	42
2.3.5 Характеристика подземных вод.....	46
2.4 Запасы нефти и растворенного газа.....	51
3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ.....	55
3.1 Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации.....	55
3.2 Обоснование пространственных границ залежей горизонтов для проведения пробной эксплуатации.....	57
3.3 Анализ результатов испытания и гидродинамических исследований скважин.....	58
3.3.1 Объем и результаты опробования скважин в процессе бурения.....	60
3.4 Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов ...	62
3.5 Расчет запасов нефти проектных скважин. Общая площадь участка пробной эксплуатации, расположение проектных скважин и их назначение.....	63
3.6 Методы воздействия по увеличению продуктивности скважин.....	67
3.7 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт.....	67
3.8 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации.....	67
4. ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ.....	69
5. ПРОГРАММА И ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ.....	78
5.1 Цели и направления исследовательских работ.....	78
5.2 Программа испытаний и контроля за пробной эксплуатацией.....	79

5.3	Отбор керна и шлама.....	81
5.4	Геофизические и геохимические исследования.....	82
5.5	Опробование, испытание и исследование скважин.....	83
5.6	Лабораторные исследования.....	85
6.	ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ.....	87
6.1	Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования.....	87
6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин.....	88
6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин.....	88
6.4	Рекомендации к качеству воды, используемой для заводнения.....	90
6.5	Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения.....	90
6.6	Программа утилизации газа.....	90
6.6.1	Схемы утилизации газа.....	91
6.6.2	Объемы утилизации газа.....	93
7.	РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН.....	95
7.1	Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ.....	95
7.2.	Характеристика промывочной жидкости.....	95
7.3.1.	Обоснование типовой конструкции скважин.....	98
7.3.3	Технологическое проектирование тампонажного раствора.....	100
8.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ.....	104
10.	КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ.....	114
11.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ И РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ.....	116
11.1	Общие положения.....	116
11.2	Основные условия проведения расчетов.....	117
11.3	Расчет затрат на ликвидацию скважин.....	117
11.4	Общая стоимость ликвидации скважин.....	118
11.5	Расчет рекультивации земли.....	118
11.6	Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства.....	119
11.7	Расчет ликвидационных отчислений, определение величины ликвидационного фонда и базового норматива.....	120
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	123
	ТЕКСТОВЫЕ РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ.....	125
	Приложение 1 - Локальный сметный расчет ликвидация скважин.....	126

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1 – Координаты угловых точек геологического отвода участка.....	10
Таблица 2.2.1 - Освещенность керном и анализами продуктивных горизонтов и эффективных толщин	28
Таблица 2.2.2 - Характеристика толщин продуктивных горизонтов	30
Таблица 2.2.3 – Статические показатели характеристик неоднородности	31
Таблица 2.2.4 - Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности	32
Таблица 2.2.5 - Результаты определения кровли и подошвы продуктивных горизонтов, эффективных и нефтенасыщенных толщин	36
Таблица 2.3.1 - Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях.....	43
Таблица 2.3.2 -Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях.....	44
Таблица 2.3.3 - Компонентный состав выделившегося газа (моль, %).....	46
Таблица 2.3.4 - Сведения о химическом составе и физических свойствах подземных вод	50
Таблица 2.4.1- Подсчетные параметры и запасы нефти и растворенного газа	52
Таблица 3.1 – Характеристика фонда скважин	55
Таблица 3.2- Техническое состояние скважин.....	55
Таблица 3.2.1 - Координаты угловых точек геологического отвода участка	57
Таблица 3.3.1 - Количество и распределение испытанных объектов по скважинам и продуктивным горизонтам.....	59
Таблица 3.3.2 - Распределение объектов опробования по горизонтам	60
Таблица 3.3.3 - Данные опробования трубным пластоиспытателем КИИ-146.....	60
Таблица 3.3.4 - Сравнение результатов опробования в процессе бурения и в колонне	61
Таблица 3.3.5- Результаты исследования скважин и пластов.....	61
Таблица 3.4.1- Исходные геолого-физические характеристики объектов пробной эксплуатации.....	62
Таблица 3.5.1- Ориентировочные запасы нефти, переводимые из категории C_2 в C_1	66
Таблица 4.1.1- Фактические дебиты пробуренных и ожидаемых дебитов проектных скважин	70
Таблица 4.1.2- Показатели добычи нефти по скважинам	70
Таблица 4.1.3- Характеристика основного фонда скважин по объекту I.....	71
Таблица 4.1.4- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту I	71
Таблица 4.1.5- Характеристика основного фонда скважин по объекту II.....	73
Таблица 4.1.6- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту II	73
Таблица 4.1.7- Характеристика основного фонда скважин по объекту III	74
Таблица 4.1.8- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту III.....	74
Таблица 4.1.9- Характеристика основного фонда скважин по объекту IV	75
Таблица 4.1.10- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту IV....	75
Таблица 4.1.11- Характеристика основного фонда скважин по месторождению.....	76
Таблица 4.1.12- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по месторождению	76
Таблица 5.2.1- Комплекс исследовательских работ на период пробной эксплуатации	80
Таблица 5.3.1- Проектные интервалы отбора керна и шлама.....	82
Таблица 5.4.1- – Комплекс ГИС в скважине	82
Таблица 5.6.1–Виды и объемы лабораторных исследований керна и флюидов.....	85
Таблица 6.6.1- Прогнозные объемы добычи попутного нефтяного газа.....	90
Таблица 6.6.2- Общий расход топливного газа, направляемого на печи подогрева	93
Таблица 6.6.3- Расчет газа, направляемого на хозяйственно-бытовые нужды	94
Таблица 7.1.1- Характеристика промывочной жидкости проектных скважин	97
Таблица 7.1.2- – Рекомендуемая конструкция скважин	99
Таблица 7.1.1 – Капитальные вложения.....	115

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1 – Картограмма геологического отвода контрактного участка недр месторождения Караган.....	10
Рисунок 1.1.1 – Обзорная карта района работ (выкопировка из карты нефтегазоперспективных структур Республики Казахстан; 1999 г)	14
Рисунок 2.1.1 – Обзорная карта месторождения Караган (на основе космического снимка).....	15
Рисунок 2.1.2 – Структурная карта по подошве II неокомского продуктивного горизонта	22
Рисунок 2.1.3 – Структурная карта по подошве III неокомского продуктивного горизонта.....	23
Рисунок 2.1.4 – Структурная карта по подошве V юрского продуктивного горизонта	24
Рисунок 2.1.5 – Глубинный сейсмический разрез по линии 1019	25
Рисунок 2.1.6 – Глубинный сейсмический разрез по линии 1037	26
Рисунок 2.3.1 – Изменение пластовой температуры с глубиной	45
Рисунок 2.3.2 – Изменение пластового давления с глубиной	45
Рисунок 2.3.4 – Тренд зависимости объемного коэффициента пластовой нефти от газосодержания по стандартной сепарации	46
Рисунок 3.2.1 - Картограмма геологического отвода контрактного участка недр месторождения Караган ...	58
Рисунок 6.3.1 – Рекомендуемая система внутрипромыслового сбора нефти	89

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п.п.	№№ прил	Наименование приложений	Масштаб	Количе ство листов
1	1	Средненормальный разрез.	1:1000	1
2	2	Структурная карта по отражающему горизонту II (кровля неокома)	1:10 000	1
3	3	Структурная карта по отражающему горизонту III (подошва неокома)	1:10 000	1
4	4	Структурная карта по отражающему горизонту V (подошва юрских отложений)	1:10 000	1
5	5	Структурная карта по отражающему горизонту VI (кровля соли)	1:10 000	1
6	6	Схема корреляции по меловым и юрским горизонтам.	1:500	1
7	7	Схема корреляции по пермтриасовому горизонту.	1:500	1
8	8	Геологические профили по линиям I-I', II-II', III-III'.	гор.1:10000 верт.1:5000	1
9	9	Геолого-литологический профиль по линии I-I'	гор.1:10000 верт.1:2000	1
10	10	Схема ВНК по меловым, юрским и пермтриасовым горизонтам	1:1000	1
11	11	Структурные карты по кровле коллектора альбского и аптского горизонтов. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	1:10000	1
12	12	Структурные карты по кровле коллектора I, I', II, III неокомских горизонтов. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	1:10000	1
13	13	Структурные карты по кровле коллектора I - верхнеюрского, I' - среднеюрского и пермтриасового горизонтов. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин.	1:10000	1
14	14	Структурные карты по подошве коллектора альбского и аптского горизонтов. Карта общих эффективных толщин	1:10000	1
15	15	Структурные карты по подошве коллектора I, I', II, III неокомских горизонтов. Карта общих эффективных толщин.	1:10000	1
16	16	Структурная карта по подошве коллектора I – верхнеюрского и пермтриасового горизонтов. Карта общих эффективных толщин.	1:10000	1
17	17	Карта проектных и пробуренных скважин.	1:10000	1
18	18	Карта фонда пробуренных скважин.	1:10000	1

РЕФЕРАТ

Проект 134 с., 13 рис., 43 табл.

Ключевые слова: НЕФТЬ, ГАЗ, ЖИДКОСТЬ, СКВАЖИНА, ЗАЛЕЖЬ, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, НЕФТЕНОСНОСТЬ, КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА, ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ЗАПАСЫ, ПРОБНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ДОБЫЧА НЕФТИ, ФОНД СКВАЖИН, КОЭФФИЦИЕНТ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ГАЗОВЫЙ ФАКТОР

Объект исследования – пробная эксплуатация месторождения Караган.

Цель работы – уточнение имеющейся и получения дополнительной информации о геолого-промысловых характеристиках пластов и залежей, комплексного геолого-физического и гидродинамического исследования скважин для составления проекта разработки.

В проекте приведены общие сведения о месторождении, данные о геологическом строении и фильтрационно-емкостных свойствах пластов-коллекторов продуктивных горизонтов, физико-химических свойствах пластовых флюидов, полученные на основании изучения геолого-промыслового материала по результатам опробования и исследования разведочных скважин.

Проанализировано техническое состояние фонда скважин. Проведен анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов. Дано обоснование методики прогноза технологических показателей и выделения эксплуатационных объектов пробной эксплуатации месторождения Караган.

Приведены прогнозные технологические показатели пробной эксплуатации аптского, неокомского, юрского и пермо-триасового горизонтов месторождения Караган.

Проведено обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Рассмотрены мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин. Рассмотрены требования и рекомендации к системе сбора и подготовки добываемой продукции, а также требования и рекомендации по утилизации попутного нефтяного газа.

Приведены оценки воздействия на атмосферный воздух, геологическую среду, поверхностные и подземные воды, почву, экосистему и биологические ресурсы. Рассмотрены мероприятия по охране труда, промышленной санитарии, пожарной и технической безопасности.

Представлено экономическое обоснование и приведен расчет экономической эффективности эксплуатации месторождения, являющийся предварительной оценкой рентабельности проекта.

Область применения – промысел месторождения Караган.

ВВЕДЕНИЕ

ТОО «Medeo Drilling Group» (далее – Компания) проводит геологоразведочные работы согласно Контракту №5351-УВС от 28.06.2024г. на разведку углеводородного сырья на месторождении Караган в Атырауской области Республики Казахстан и геологическому отводу №660-Р-УВ от 19 июня 2024 года, выданному Комитетом геологии Министерства Промышленности и Строительства РК.

Общая площадь геологического отвода составляет 4,296 (четыре целых двести девяносто шесть тысячных) кв. км., глубина отвода- по всему осадочному разрезу.

Данный геологический отвод выдан в рамках контура месторождения до 2030 года.

В таблице 1 приведены координаты угловых точек геологического отвода участка

Таблица 1 – Координаты угловых точек геологического отвода участка

Угловые точки	Координаты угловых точек	
	Северная широта	Восточная долгота
1	47° 00' 12''	54° 39' 25''
2	47° 00' 14''	54° 40' 14''
3	47° 00' 5''	54° 40' 13''
4	46° 59' 59''	54° 40' 35''
5	46° 59' 20''	54° 40' 48''
6	46° 59' 13''	54° 40' 55''
7	46° 59' 4''	54° 40' 52''
8	46° 58' 57''	54° 40' 35''
9	46° 58' 52''	54° 40' 1''
10	46° 58' 52''	54° 38' 59''
11	46° 59' 7''	54° 39' 15''
12	46° 59' 25''	54° 39' 6''
13	46° 59' 43''	54° 39' 16''
14	46° 59' 38''	54° 39' 32''

Картограмма расположения участка недр месторождения Караган

Масштаб 1: 50 000

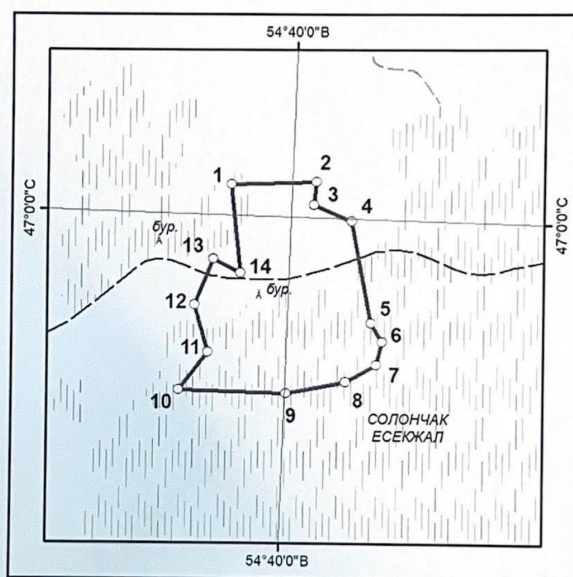


Рисунок 1 – Картограмма геологического отвода контрактного участка недр месторождения Караган

Цели и задачи: сбор и изучение геолого-геофизической информации, расконсервация, испытание и опробование по ранее пробуренным скважинам, переобработка и переинтерпретация сейсмических материалов 3Д, бурение 3-х опережающих добывающих скважин, а также одной оценочной скважины КР-1 в целях оконтуривания, оценки ранее выявленных залежей, следом проведение подсчета запасов нефти и ТЭО КИН.

Месторождение нефти Караган приурочено к антиклинальной структуре на одноименной площади, выявленной по результатам сейсморазведки МОГТ, выполненной сейсмопартиями ПО «Эмбанефть». В 1983-1987 гг. на данной площади проведено поисково-разведочное бурение, по результатам которого была установлена продуктивность трех горизонтов в неокомских, одного - в верхнеюрских и одного в пермо-триасовых отложениях.

Структура Караган выделена в 1976-1977 годах по результатам двухмерной площадной сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ). Поисково-разведочное бурение начато в 1983 году, скважиной первооткрывательницей стала скважина Г-1, в которой при испытании пермотриасовых отложений в 1984 году получен промышленный приток нефти дебитом 16,4 м³/сут. через 5мм штуцер. По результатам поисково-разведочного бурения установлена нефтеносность неокомских, верхнеюрских, среднеюрских и пермотриасовых отложений.

В 2005 году предыдущим недропользователем на месторождении проведены сейсморазведочные работы 3Д и их интерпретация, площадь полной съемки составила 27,44 кв.км.

В 2007-2008 годах предыдущим недропользователем в рамках пробной эксплуатации были пробурены скважины №№104, 106,109

В 2008 году был произведен Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», утвержденный в ГКЗ (протокол № 783-08-П от 24.12.2008). По результатам Оперативного подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Караган Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых на баланс Государственных запасов были приняты следующие запасы нефти и растворенного газа месторождения Караган:

нефти:

С₁ геологические 1228 тыс.т, в том числе извлекаемые 319 тыс.т,

С₂ геологические 3390 тыс.т, в том числе извлекаемые 769 тыс.т;

растворенного в нефти газа:

С₁ геологические 11 млн.м³, в том числе извлекаемые 3 млн.м³,

C_2 геологические 27 млн.м³, в том числе извлекаемые 6 млн.м³.

В 2024 г ТОО «Merum Oil» разработан с последующим утверждением на ЦКРР РК «Проект разведочных работ по оценке месторождения Караган» (протокол №57/3 21-22.11.24 г).

При разработке проекта пробной эксплуатации месторождения Караган была использована вся имеющаяся первичная геолого-геофизическая информация.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Караган расположено на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан, в пределах планшета L-40-38-A-б. Географически месторождение расположено в южной части Прикаспийской низменности и ограничено координатами: 46°58'30"- 47 °00'30" северной широты и 54°41'00"-54°41'00" восточной долготы.

Площадь структуры Караган приурочена к северной окраине крупного солончака Есекжал.

Ближайшие населенные пункты - поселок Аккызтогай, находящийся в 22 км к югу от месторождения и поселок Аралтобе. В 45 км к западу от месторождения расположена железнодорожная станция Кульсары, через которую проходит железнодорожная магистраль Алматы-Атырау-Москва. Областной центр г. Атырау находится в 205 км к северо-западу от месторождения (рисунок 1.1).

Местность района представляет собой плоскую, низменную равнину, сформированную солонцеватыми, солонцевато-солончаковыми и солончаковыми бурими почвами с абсолютными отметками в диапазоне 5-60 м с отсутствием гидросети с резко континентальным климатом со значительными сезонными и суточными колебаниями температуры, достигающими плюс 45 °С летом и минус 39 °С зимой. Осадки редкие, выпадающие в основном в зимний и весенний периоды (около 100-160 мм/год). Снежный покров незначителен (10 см).

Для водоснабжения используются артезианские воды, которые в скважинах на низменной равнине дают самоизливы воды дебитом до 400-20 000 л/час. Река Эмба протекает в широтном направлении в 18 км к северу от месторождения.

Животный и растительный мир в районе месторождения типичный для полупустынь. Растительность весьма бедная, характерно полное отсутствие ее древесных форм.

Населенные пункты между собой связаны автодорогами с асфальтовым и гравийным покрытием. Непосредственно в районе месторождения отсутствуют дороги с улучшенным покрытием. Через середину месторождения, с запада на восток, по краю солончака проходит полевая дорога. Местные источники электроснабжения отсутствуют.

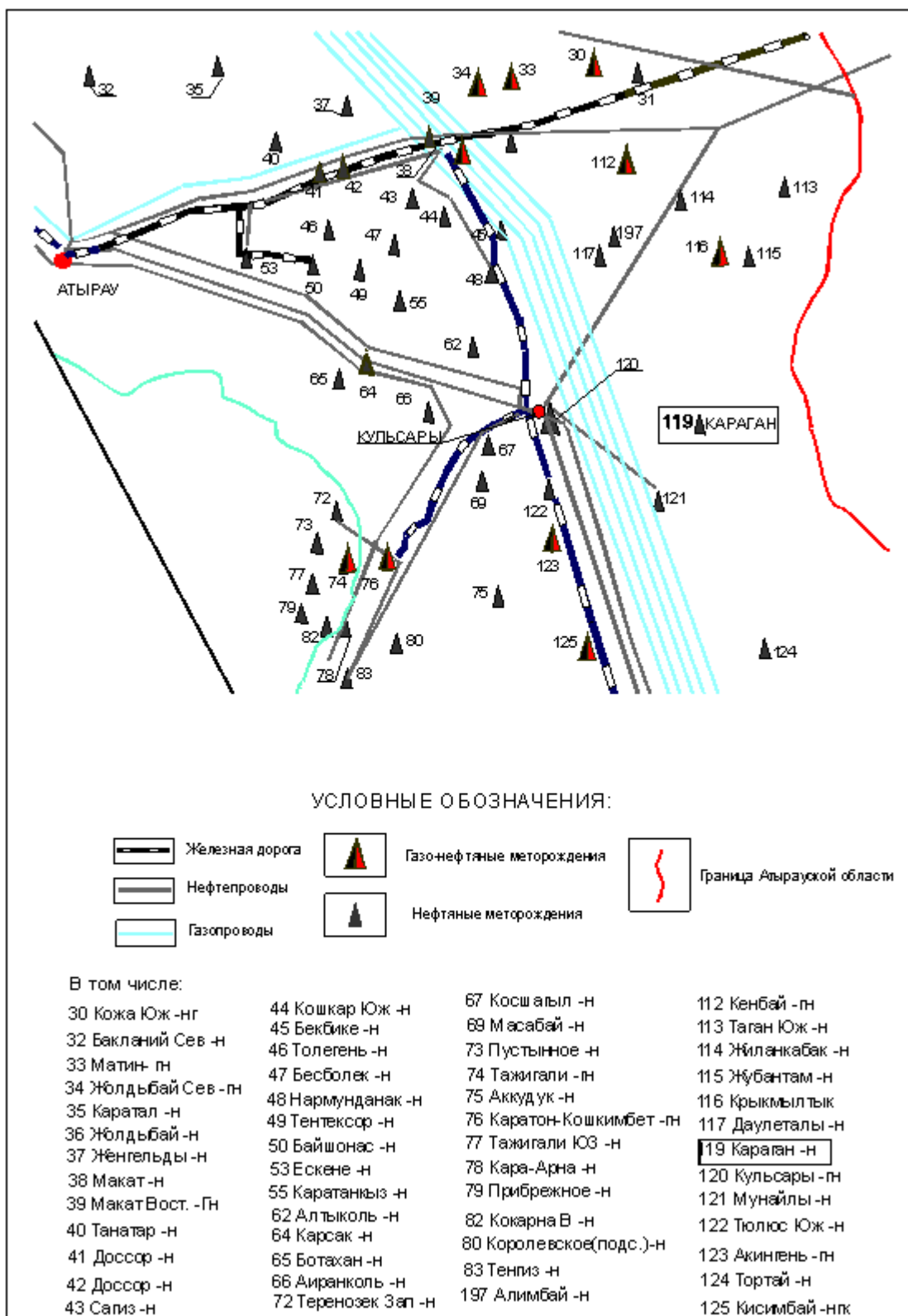


Рисунок 1.1.1 – Обзорная карта района работ (выкопировка из карты нефтегазоперспективных структур Республики Казахстан; 1999 г)

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

2.1.1 Геолого- геофизическая изученность

Геологические исследования, проведенные в районе месторождения Караган, как и на всей территории Прикаспийской впадины, включали определенный комплекс геолого-геофизических исследований, направленных на выяснение перспектив нефтегазоносности.

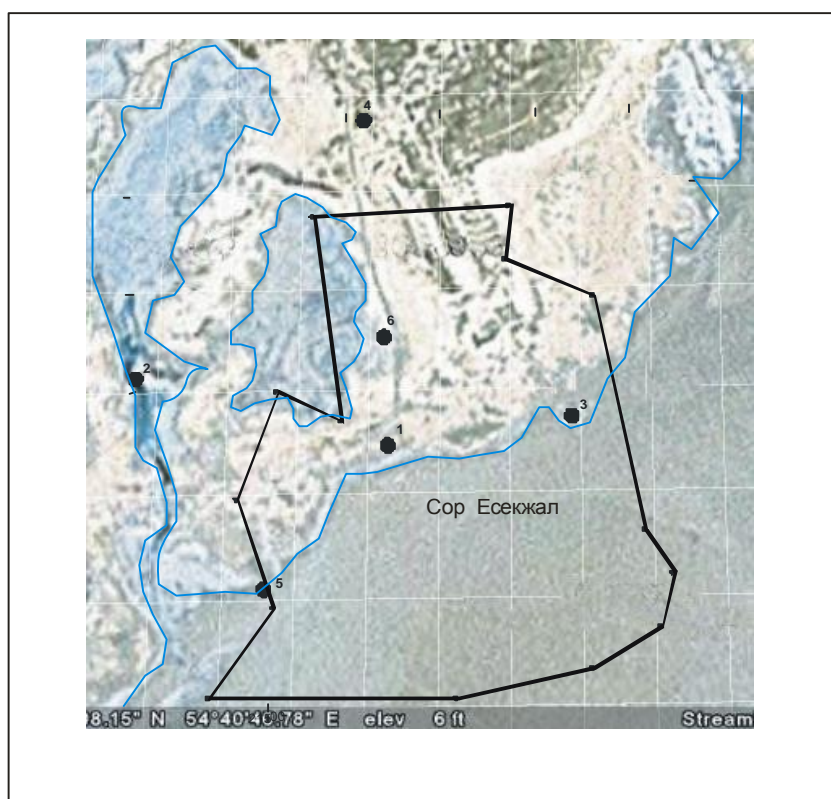


Рисунок 2.1.1 – Обзорная карта месторождения Караган (на основе космического снимка)

Вся площадь месторождения покрыта государственной геологической съемкой, по результатам которой изданы геологические карты масштаба 1:500 000, 1:200 000.

Площадная гравиметрическая съемка выполнена в 1962 году трестом «Казгеофизика» в масштабе 1:200 000 (Федорова Г.И., Найденов В.А. и др.), по данным которого составлены карты аномалий силы тяжести в редукции Буге.

Район месторождения охвачен высокоточной аэромагнитной съемкой масштаба 1:50 000, выполненной Аэрогеофизической экспедицией ПГО «Казгеофизика».

Собственно структура Караган выявлена в 1976-1977 г.г. ПО «Эмбанефть» по результатам двухмерной площадной сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ) с использованием центральной и фланговой систем наблюдений. В пределах площади геологического отвода плотность сейсмических профилей составляет 3,21 пог.км/ 1км². Расстояние между сейсмическими профилями 500-700 м.

В результате обработки и последующей интерпретации материалов МОГТ построены структурные карты по отражающим горизонтам III (подошва неокома), V (поверхность пермо-триаса), VI (поверхность нижней перми) и карта изохрон по горизонту III (подошва соленосной формации).

В 1978 году трестом «Эмбанефтегеофизика» структура Караган была подготовлена к глубокому разведочному бурению.

В 1981 г. институтом «ВолгоградНИПИнефть» составлен проект на проведение поисково-разведочных работ на структуре Караган. В соответствии с этим проектом в 1983-1987 гг. было пробурено шесть глубоких скважин, в том числе три поисковые (№№ Г-1, Г-2, Г-3) и три разведочные (№№ Г-4, Г-5, Г-6). Общий объем проходки глубоким бурением составил 13066 м, при плотности бурения 3041 пог.м/ 1 км² (рисунок 2.1.1).

В пробуренных скважинах выполнен комплекс опробования и испытания пластов-коллекторов, промыслово-геофизические исследования, проведен лабораторный анализ физико-химических свойств нефти и воды, образцов керна для получения необходимых сведений о геологическом разрезе, фильтрационно-емкостных свойствах коллекторов и флюидоупоров, характере их насыщения пластовыми флюидами.

По результатам бурения, опробования и испытания скважин была установлена продуктивность шести горизонтов: I, II и III неокомских, I – верхнеюрского, среднеюрского и пермо-триасового. При этом среднеюрский горизонт промышленного интереса не представляет.

2.1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика

В разрезе скважин месторождения Караган выделен комплекс отложений от четвертичных до нижнепермских, включительно. Отложения кунгурского яруса нижней перми вскрыты в скважинах Г-1, Г-5, Г-6. Вскрытые скважинами разрезы по литологическому составу аналогичны с разрезами юго-востока Прикаспийской впадины.

При расчленении разреза были использованы результаты палеонтологических, литологических анализов, а также результаты корреляции с разрезами поисковых скважин, ранее пробуренных на соседних территориях.

Литостратиграфические характеристики данного разреза определяются из данных семи скважин, пробуренных на структуре Караган (скв. Г-1, Г-3, Г-5, Г-6, 104, 106, 109), из них наиболее полно представлены керном и шламом скважины 104 и 106.

Характеристика геологического разреза показана на графическом приложении 1.

Палеозойская эра - PZ

Пермская система – P

Нижний отдел - P₁**Кунгурский ярус - P_{1к}**

Наиболее древними отложениями, вскрытыми скважинами являются гидroxимические осадки кунгурского яруса. Вскрыты они скважинами Г-1, Г-5, Г-6.

Отложения кунгурского яруса подразделяются на две части: верхнюю – кепрок и нижнюю – соль.

Кепрок литологически представлен гипсом, ангидритом, переслаивающимися с терригенными породами.

Максимальная вскрытая толщина кунгурского яруса составляет 100м (скв. Г-5)

Пермотриас (нерасчлененный) – PТ

Нерасчлененные терригенные отложения пермотриаса с резким стратиграфическим несогласием залегают на отложениях кунгурского яруса. Литологически отложения пермотриаса представлены глинами с прослоями ангидритов, алевролитов, песчаников, реже песков, с включениями пирита.

Преобладают глины пестро-цветные, красно-коричневые.

В разрезе пермотриаса выделен один нефтяной горизонт.

Вскрытая толщина отложений по скважинам колеблется от 36м (скв. Г-5) до 2216 м (скв.Г-3).

Мезозойская эра -MZ**Юрская система – J**

Юрская система представлена всеми тремя отделами. Отложения юрской системы с несогласием перекрывают подстилающие образования пород.

Нижний отдел - J₁

Литологически нижнеюрские отложения представлены глинами, песками, песчаниками и гравелитами.

Глины серые, массивные, вязкие, слабо известковистые. Пески светло-серые, полимиктовые, крупнозернистые, преимущественно кварцевые. Песчаники, в основном, глинистые, кварцевые, светло-серые, слабо известковистые. Гравелиты светло-серые, кварцевые, мелкогравийные, плохо сцементированные, рыхлые, частицы угловатые, не отсортированные, слабоокатанные. В некоторых образцах шлама содержание гравеллитов достигает 50% (скв.104).

Максимальная вскрытая толщина нижнеюрских отложений составила 52 м в скв.6.

Средний отдел – J₂

Среднеюрские отложения литологически представлены толщей чередующихся песчаников, глин, песков и алевролитов с обуглившимися растительными остатками и включениями черного угля слоистого, хрупкого.

В разрезе этих отложений выявлен один нефтяной горизонт.

Максимальная вскрытая толщина среднеюрских отложений составляет 795м (скв.106).

Верхний отдел – J₃

Верхнеюрский комплекс пород при оценке нефтегазоносности юрских отложений выделяется в качестве региональной глинисто-карбонатной покрывки (обычно оксфорд-киммеридж) над нефтегазоносной толщей аален-келловейского комплекса.

Керновым материалом породы верхней юры освещены в скв.104 в интервале 1135-1143,9м; 1150,7-1153м и образцами шлама из скв.104, 106.

Судя по керну, шламу и каротажной характеристике, в верхней части разреза преобладают известняки и мергели, для которой характерна зона повышенных значений кажущихся сопротивлений, при мало выразительной кривой ГК.

В нижней части преобладают алевролитистые глины. О преимущественной глинистости нижней части разреза свидетельствуют низкие значения кажущегося сопротивления слагающих его пород. По окраске породы однотипны, имеют преимущественно серый цвет.

В разрезе верхней юры выявлен один нефтяной горизонт.

Вскрытая толщина верхнеюрских отложений составляет 96м (скв. Г-1) - 110 м (скв.Г-3).

Меловая система – К

Отложения меловой системы представлены нижним и верхним отделами, широко распространены по площади месторождения и с небольшим стратиграфическим несогласием перекрывают верхнеюрские отложения.

Нижний отдел - К₁

Отложения нижнего мела представлены неокомским надъярусом, в составе которого выделяются готеривский и барремский яруса, а также аптский и альбский яруса.

Неокомский надъярус – К₁не h+br

В нижней части надъяруса обособляются глины серые, плотные, слабо известковистые, массивные с прослоями серых алевролитов и аргиллитов.

В верхней части неокомского надъяруса залегают глины пестро-цветные, очень плотные, однородные с прослоями песков серых, песчаников мелко- и тонкозернистых.

В образцах кернa инт. 983,8-983,9м; 991,05-991,2м; 1032,55-1032,65м; 1042,25-1042,35м; 1050,64-1050,70м (скв.104) ТОО «КазКорРесерч» определил комплекс фауны фораминифер слабого насыщения с единичными экземплярами форм плохой сохранности готеривского возраста: *Globulina prisca* Reuss., *Lenticulina karpovae* Nik., *Astacolus assurgens* Mjatl., *Reophax torus* Cresp., *Palaeocytheridea* sp., *Lenticulina karpovae* Nik., *Lenticulina* sp., *Globulina praelacrima* Reuss., *Marginulina robusta* Reuss. *Cribrostomoides infracretaceus* Mjatl., *Lenticulina aff rara* Mjatl., *Globulina lacrima* Reuss.

В разрезе отложений выявлены I', I, II, III неокомские нефтяные горизонты.

Максимальная вскрытая толщина неокомских отложений составляет 309м (скв.Г-5).

Аптский ярус - K_{1a}

Отложения аптского яруса в нижней части разреза представлены хорошо прослеживаемым пластом голубовато-серого алевролита. Верхняя часть сложена толщей коричневых глин, массивных, плотных, однородных с прослоями серых, однородных аргиллитов средней крепости.

Глинистая толща охарактеризована однообразной, слабо изрезанной кривой КС и БК с отдельными пиками. Подошва апта хорошо прослеживается по более высоким значениям КС и отрицательным значениям на кривой ГК.

В разрезе отложений выявлен один нефтяной горизонт.

Максимальная вскрытая толщина аптских отложений составляет 73м (скв.104).

Альбский ярус – K_{1al}

Литологически альбские отложения представлены толщей неравномерно переслаивающихся глин и алевролитов, с прослоями песчаников, песков и аргиллитов.

Глины светло-серые и темно-серые, массивные, известковистые, однородные.

Алевролиты от светло-серых до коричневых, тонкозернистые, с глинисто-карбонатным цементом, кварцевый, с включениями кальцита.

Песчаники от светло-серых до светло-коричневых, кварцевые, мелкозернистые.

Пески серые, кварцевые, мелкозернистые. Аргиллиты темно-серые, однородные, средней крепости, массивные.

Верхняя часть альба по описанию шлама в скв.106 в интервале 240-330м представлена чисто глинами. В средней части разреза встречаются больше песчаников, песков и алевролитов. Нижняя часть представлена, в основном, алевролитовой глиной.

На каротажных диаграммах альбские породы характеризуются зазубренной кривой кажущегося сопротивления с довольно частыми, хорошо сопоставляющимися пиками.

В нижней части разреза выявлен один нефтяной горизонт.

Максимальная вскрытая толщина альбских отложений составляет 538м в скв. Г-5.

Верхний отдел – К₂

Представлен породами сеноманского, турон-коньякского, сантонского и кампанского ярусов.

Сеноманский ярус – К_{2с}

Отложения сеномана представлены, в основном, глинами светло-серыми, вязкими, массивными, известковистыми, однородными с прослоями аргиллита светло-серого, известковистого, однородного, средней крепости. На электрокаротажных диаграммах характеризуются повышенными значениями кривой КС по сравнению с нижележащими альбскими осадками.

Максимальная вскрытая толщина сеномана составляет 95м (скв. Г-3).

Турон-коньякский ярус – К_{2t+cn}

Литологически отложения турон-коньяка шламом и керном на Карагане не охарактеризованы. Литологическая характеристика разреза этого комплекса пород приведена по аналогии с соседними площадями и представлена мергелями зеленовато-серыми, плотными с прослоями мела серовато-белого, известняка серовато-зеленого, крепкого.

Вскрытая толщина турон-коньякских отложений колеблется от 34м (скв. Г-1) до 38 м (скв. Г-6).

Сантонский ярус – К_{2s}

Отложения, в основном, представлены мергелями светло-серыми, зеленоватыми, плотными, мелом белым с включениями пирита.

Толщина сантона по скважинам изменяется от 21м (скв.Г-3, Г-6) до 29м (скв.106).

Кампанский ярус – К_{2cp}

Отложения кампана литологически представлены мергелями зеленовато-серыми, светло-серыми. Встречаются обломки раковин, кристаллики пирита и прослой белого пясчистого мела.

Толщина кампанских отложений колеблется от 52м (скв.104) до 67м (скв.Г-3).

Кайнозойская эра - KZ

Неоген-четвертичные отложения – N+Q

Эта нерасчлененная толща залегает трансгрессивно на различных отложениях мезозоя. Эти отложения во многих скважинах не освещены промыслово - геофизическими и керновыми материалами, поэтому неоген-четвертичные отложения описываются как единая толща.

Литологически отложения представлены глинами темно-зелеными, серыми, плотными, известковистыми, песчанистыми, иногда с прослоями известняка, с обломками фауны.

Вскрытая толщина неоген-четвертичных отложений составляет 68м (скв.106) - 80м (скв.104).

2.1.3 Тектоника

В 2005 г на месторождении Караган были проведены сейсморазведочные работы 3Д компанией «Ишимгеофизика», площадь полной съемки составила 27,44 кв. км.

Интерпретация данных 3Д была проведена компанией «Петролеум Гео-Сервисез» (PGS Onshore Inc.) в центре обработки данных PGS-GIS в г. Алматы в 2006г.

В результате интерпретации сейсмоматериалов 3Д на лицензионной территории получены структурные карты по основным отражающим поверхностям (II, III, V, VI), а также по поверхностям продуктивных горизонтов I не, II не, III не, I J₃, I J₂, PT/

Структура Караган по результатам сейсморазведки представляет собой нарушенную разломами антиклиналь (отложения мела и триаса, облегающие пермский соляной диапир), которые хорошо прослеживаются на сейсмических профилях (рис.2.1.8.-2.1.9).

С запада диапир ограничен крутым склоном соляного перешейка Есекжал Западный – Бакачи.

Восточная граница диапира по направлению к скважине Г-3 представляет собой отвесной карниз, вдоль которой отложения пермотриаса прерываются вверх по падению. Так, скважина Г-3, пройдя 2160 м по отложениям пермотриаса, при глубине 3830м так и не достигла поверхности соляного диапира.

По отражающим горизонтам II (кровля неокома) и III (кровля верхней юры) структура имеет овальную, вытянутую в почти меридианальном направлении форму. Структура разбита на два полусвода вытянутых в широтном направлении. Западное крыло структуры осложнено серией сбросов меридианального направления с амплитудой до 30 м, образующих серию узких грабенов и полу грабенов.

Размеры структуры по II отражающему горизонту по изогипсе – 875 составляют 2,8х 2 км. Минимальная глубина в своде – 830 м, амплитуда 45 м.

Размеры структуры по III отражающему горизонту по изогипсе -1100 составляют 3,5 х 2,5км. Минимальная глубина в своде -1050м., амплитуда 50м.

Размеры структуры по V отражающему горизонту по изогипсе-1620м составляют 3,5 х 2,5км. Минимальная глубина в своде -1570м., амплитуда равна 50м.

По VI отражающему горизонту (кровля соленосных отложений) на площади Караган выделяется соляной купол. Минимальная глубина в своде структуры -1500м. Восточный склон соляного купола в направлении скв.Г-3 круто погружается под пермтриасовые отложения.

Залежи нефти выявлены в меловых, юрских и пермтриасовых отложениях. Примеры карт по основным продуктивным горизонтам представлены на рис.2.1.2-2.1.4.

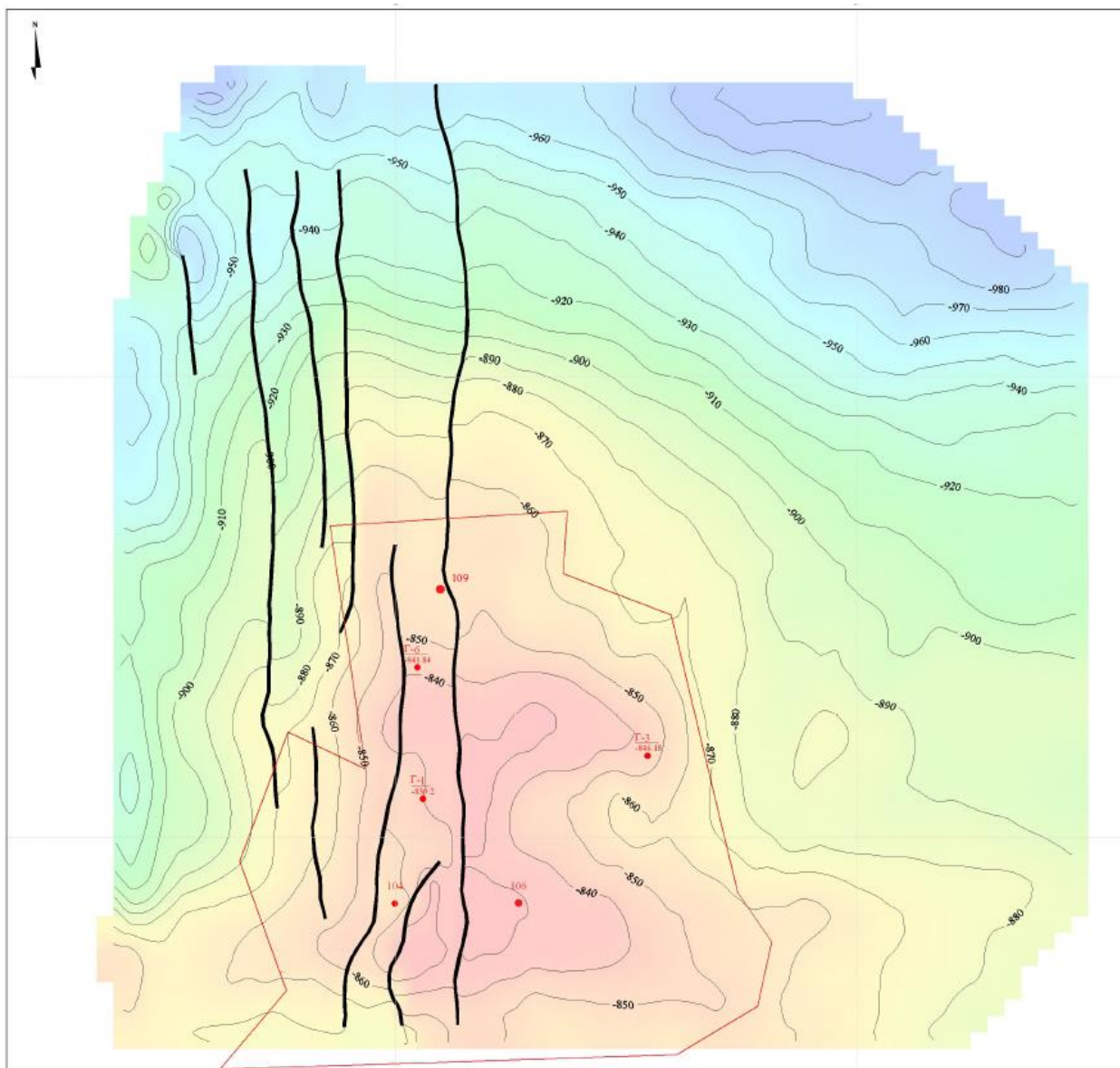


Рисунок 2.1.2 – Структурная карта по подошве II неокомского продуктивного горизонта

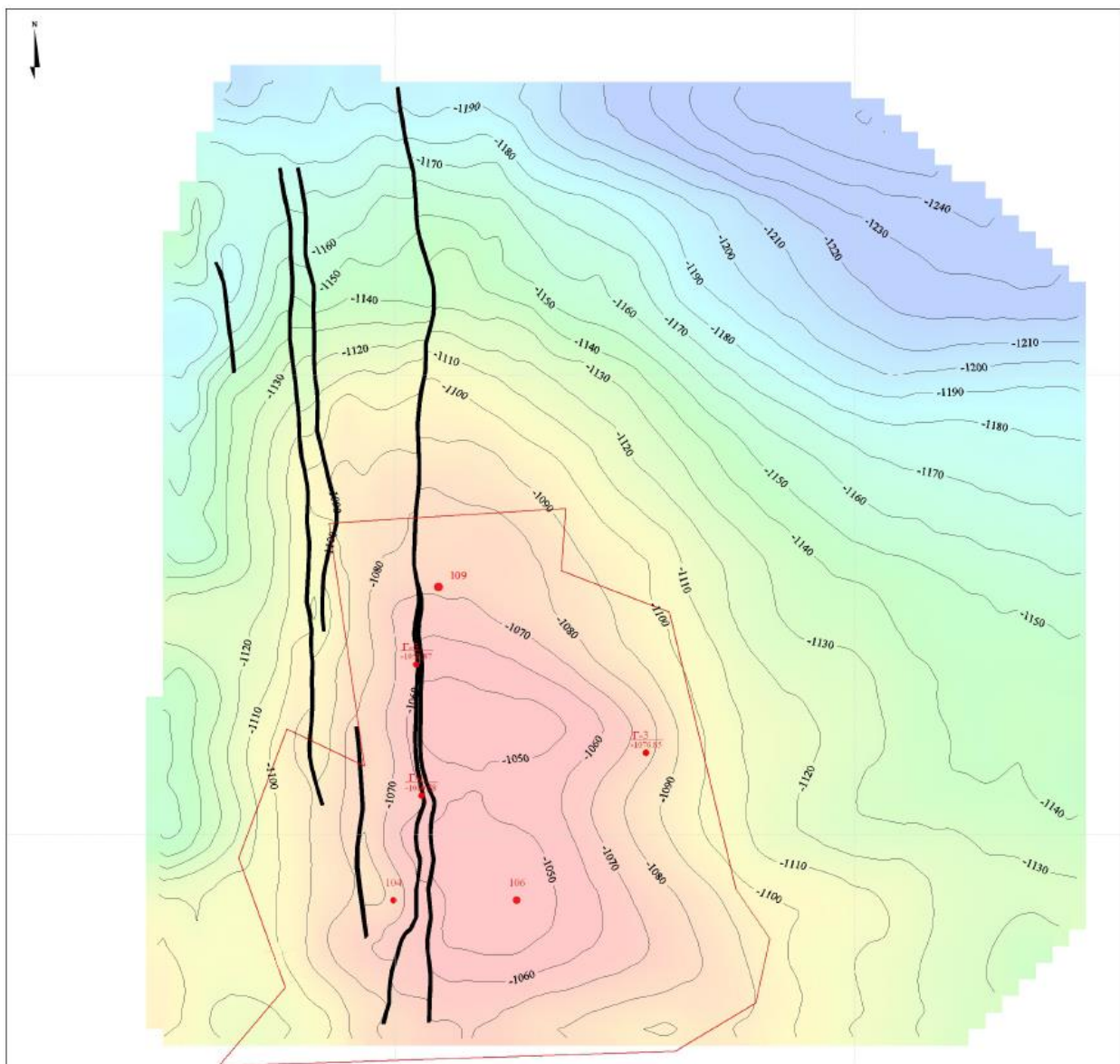


Рисунок 2.1.3 – Структурная карта по подошве III неокомского продуктивного горизонта

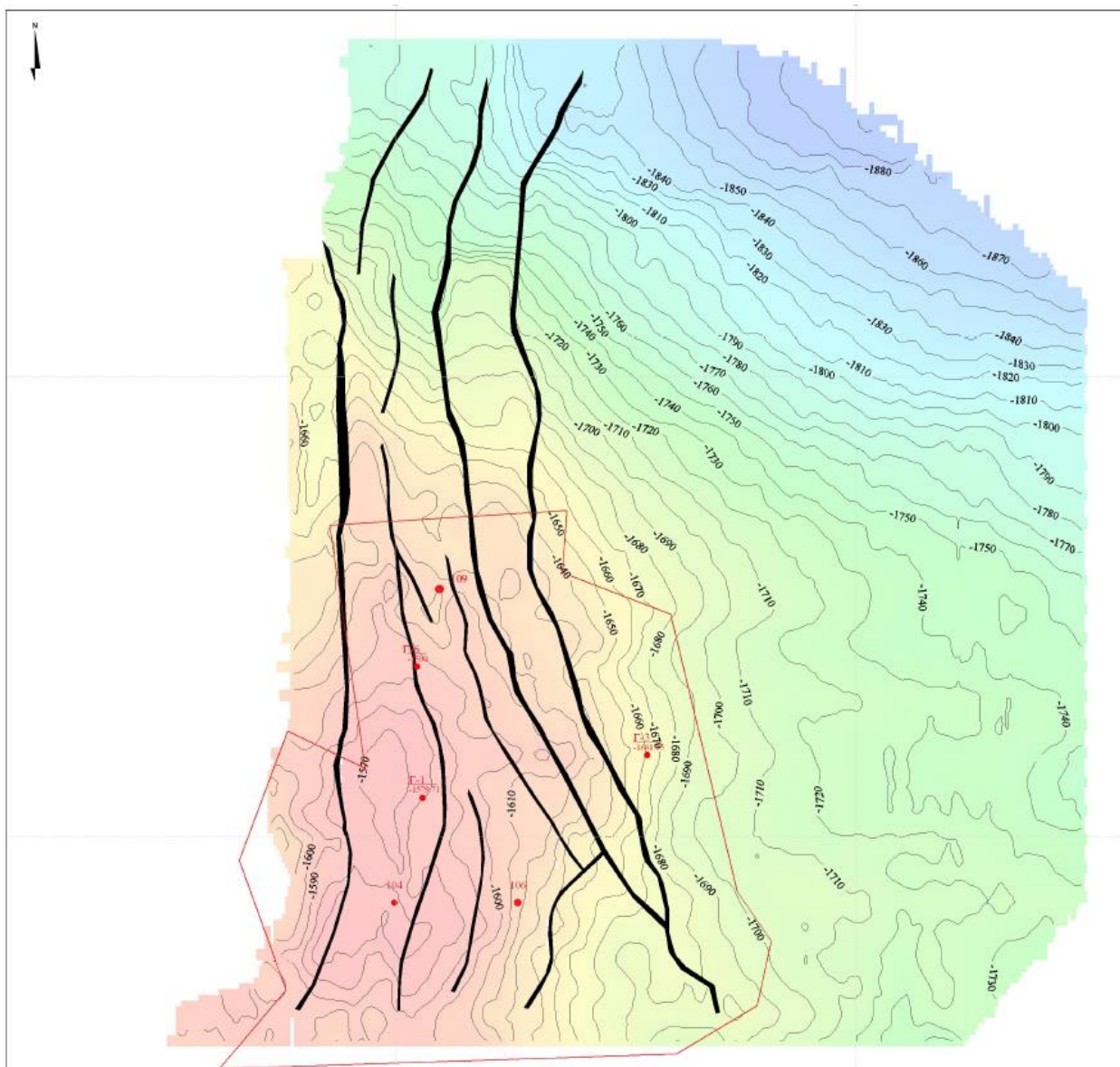


Рисунок 2.1.4 – Структурная карта по подошве V юрского продуктивного горизонта

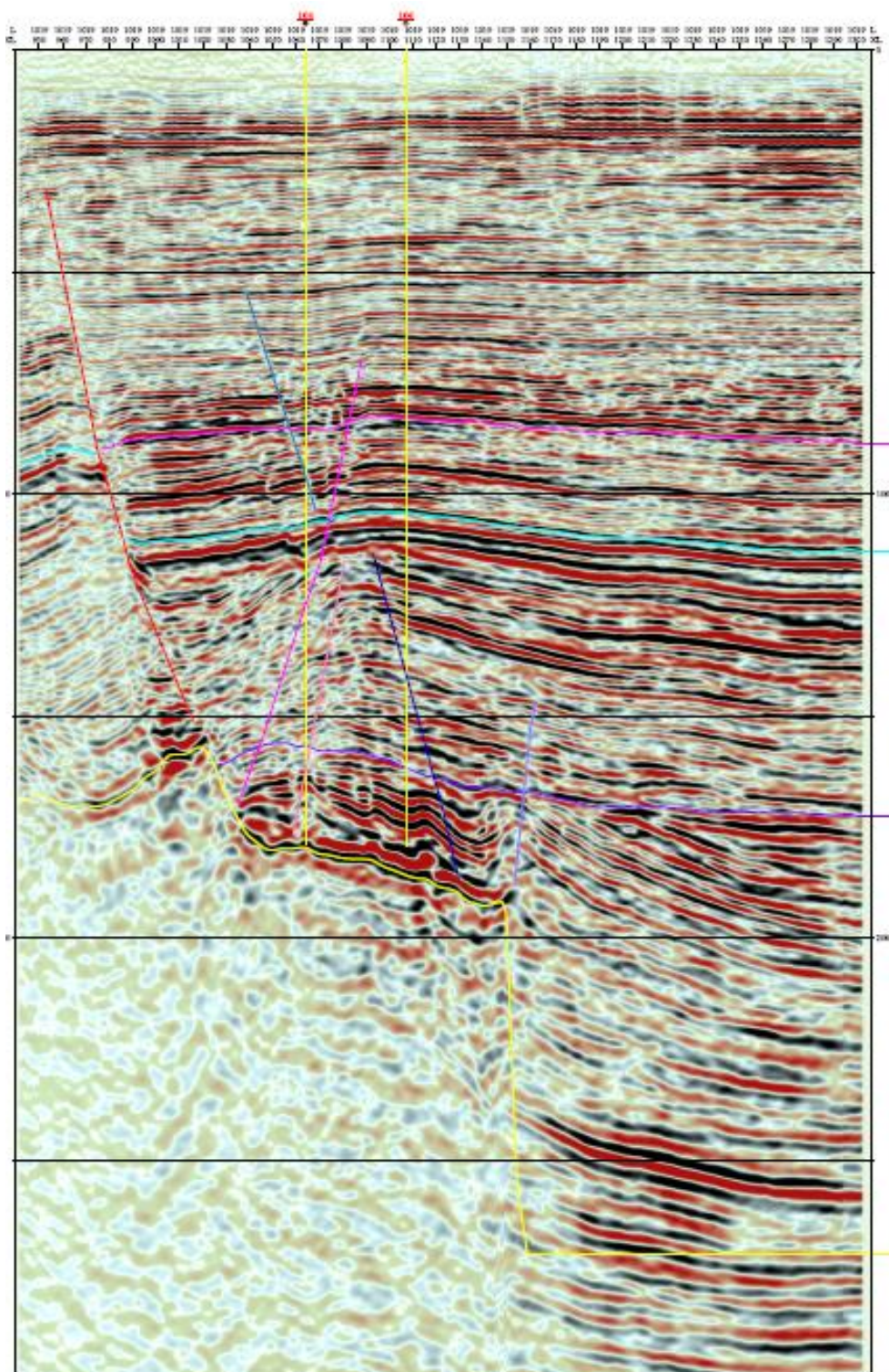


Рисунок 2.1.5 – Глубинный сейсмический разрез по линии 1019

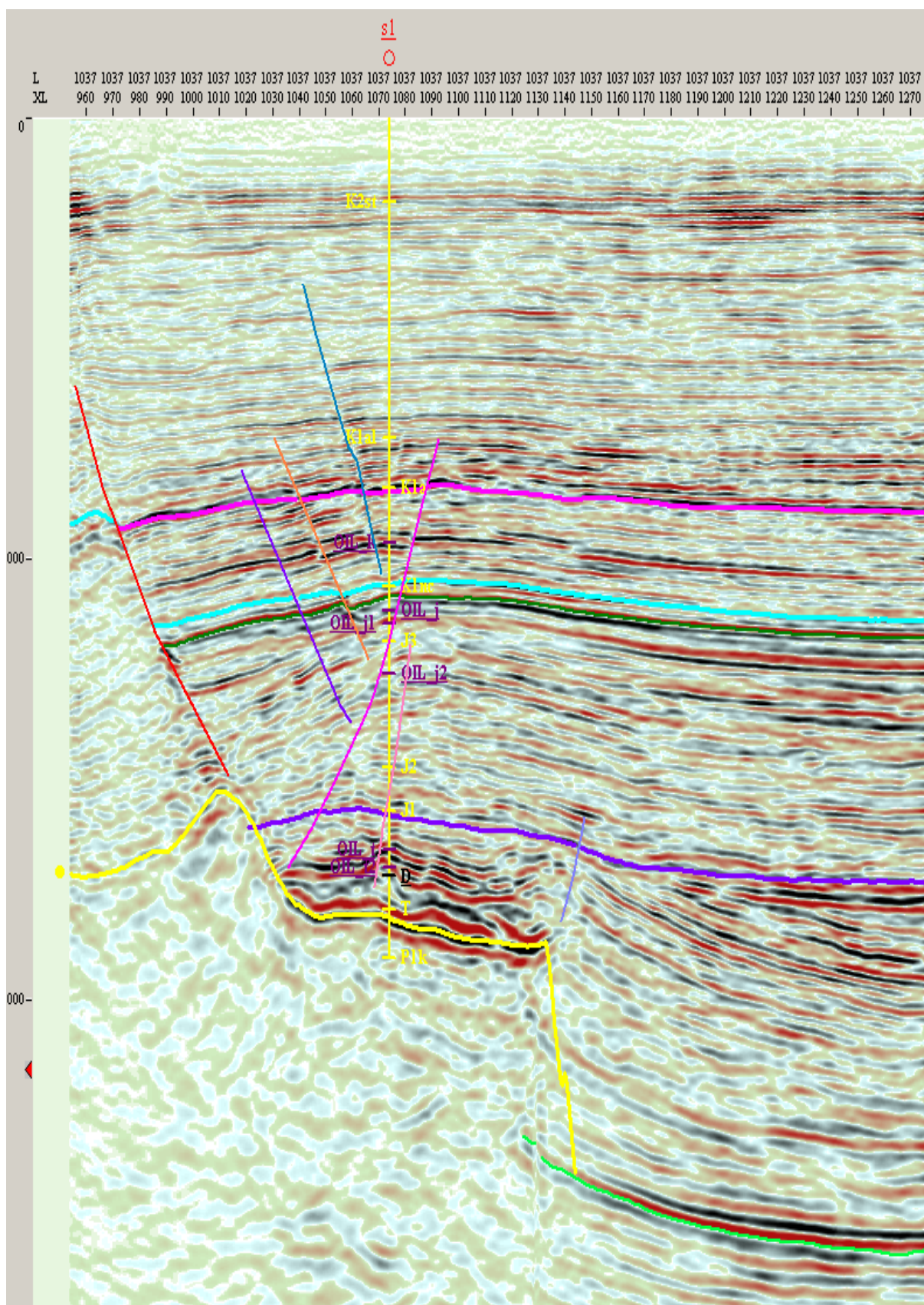


Рисунок 2.1.6 – Глубинный сейсмический разрез по линии 1037

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов

При изучении физико-литологической характеристики продуктивных горизонтов месторождения Караган были использованы полевое описание, лабораторные исследования керна и данные промысловой геофизики.

2.2.1 Литологические и фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов по данным исследования керна

2.2.1.1 Освещенность продуктивной толщи керном

Керн отобран в скважинах Г-1, Г-2, Г-3, Г-5, Г-6, 104, пробуренных на месторождении Караган. Лабораторные анализы проводились на образцах керна скважин Г-1, Г-2, Г-5, Г-6, 104.

В меловых горизонтах керн отобран в скважине 104. Общая проходка с отбором керна составляет 32,7 м, вынос – 25,05 м или 76,6 %. На продуктивную часть приходится 27 образцов. Количество кондиционных образцов – 16.

Юрские горизонты охарактеризованы керном из скважин Г-1, Г-3 и 104. Общая проходка с отбором керна составила 42 м с линейным выносом 16,3 м или 38,8% от проходки. На продуктивную часть приходится 1 кондиционный образец.

Из пермотриасового продуктивного горизонта керн не отобран.

Отбор керна осуществлялся снарядами «Недра», а компанией «КазКорРесерч» – в фиберглассовых трубах керноносителем. Интервал долбления керна варьирует от 2,3 м до 15 м. Диапазон выноса керна при этом от 0,5 м до 8,9 м. Интервалы отбора керна представлены в соответствии с привязкой керна к кривым ГИС. На планшетах ГИС литологическое описание керна уточнено соответственно результатам лабораторных анализов.

Возрастное определение пород проводилось по скважине 104.

Сведения об освещенности керном и анализами продуктивных горизонтов и эффективных мощностей по скважинам представлены в таблице 2.2.1. Из таблицы явствует, что освещенность керном продуктивных горизонтов колеблется от 0,05 до 0,54 м/м, анализами от 0,02 до 0,55 ан/м, т.е. низкая. Диапазон освещенности кондиционными анализами эффективных мощностей колеблется от 0,16 до 1,5 анализов на метр.

Таблица 2.2.1 - Освещенность керном и анализами продуктивных горизонтов и эффективных толщин

№ скв.	горизонт	интервал горизонта, м	мощность, м	вынос керна, м	освещенность керном, м/м	количество анализов, ан/м	освещенность анализами, ан/м	количество кондиционных анализов	интервалы коллектора, м	эффективная толщина, м	вынос керна, м	освещенность керном, м/м	количество анализов	количество кондиционных анализов	освещенность кондиционными анализами, ан/м
Г-1	Верхнеюрский	1122-1165	43	5.5	0.13	1	0.02	1	1131.0-1131.8 1152.2-1153.0 1154.6-1156.8 1158.8-1161.4	6.4	2.2	0.34	1	1	0.16
Г-3	Верхнеюрский	1155-1197	42	8.8	0.21	-	-	-	1155.0-1155.4 1156.0-1156.8 1159.6-1163.0 1164.6-1165.0 1184.0-1184.8 1185.6-1186.2 1189.6-1191.4 1194.2-1196.4	10.4	0.8	0.8	-	-	-
104	II неоком	984-1031	47	14.35	0.31	26	0.55	15	996.8-998.0 1006.0-1007.2 1011.8-1012.8 1013.6-1015.2 1026.0-1031.0	10	3.8	0.38	22	15	1.5
	III неоком	1046-1066	20	10.7	0.54	1	0.05	1	1059.4-1061.4 1062.8-1065.4	4.6	4.6	1	1	1	0.22
	1 верхнеюрский	1151-1190	39	2	0.05	-	-	-	1158.8-1160.0 1175.6-1177.4 1180.8-1182.2 1185.0-1187.4 1188.6-1189.6	7.8	-	-	-	-	-

Сведения о средних значениях толщин, пористости, проницаемости, нефтенасыщенности продуктивных горизонтов, об интервалах их изменения, коэффициентах вариации и статистических показателях характеристик неоднородности приведены в таблицах №№ 2.2.2 – 2.2.3.

Коллектора продуктивных горизонтов представлены терригенными породами.

I неокомский горизонт характеризуется средним значением общей толщины коллектора 5,0 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 3,6 м.

Пористость коллекторов по данным геофизического исследования изменяется в пределах от 0,260 до 0,290 д.ед, среднее значение составляет 0,275 д.ед.

Коэффициент нефтенасыщенности пород-коллекторов по горизонту по ГИС принят на уровне 0,48 д.ед.

Коэффициент песчаности составляет в среднем 0,8, расчлененности 1,1. II неокомский горизонт характеризуется средним значением общей толщины коллектора 24,4 м. Нефтенасыщенная толщина колеблется от 8,0 до 12,8 м, среднее значение при этом составляет

10,4 м

Таблица 2.2.2 - Характеристика толщин продуктивных горизонтов

Характеристика толщин							
Толщина	Наименование	I неокомский	II неокомский	III неокомский	I верхнеюрский	среднеюрский	триасовый
Общая	Средняя, м	5,0	24,4	16,9	23,6	23,4	20,1
	Интервал изменения, м.	2,2-13,8	2,0-50,2	9,6-26,2	2,6-41,4	2,8-34,6	5,6-40,4
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,754	0,666	0,370	0,591	0,484	0,699
Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,6	10,4	7,4	4,7	2,8	11,0
	Интервал изменения, м	1,0-6,2	8-12,8	4,2-9,4	2,6-6,4	2,8	7,2-18,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,722	0,188	0,309	0,336	0,0	0,479
Водонасыщенная	Средняя, м	3,5	6,0	8,7	5,5	13,8	6,4
	Интервал изменения, м	0,6-10,8	2,0-10,0	4,8-11,8	3,4-7,8	6,6-31,2	5,6-7,2
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,999	0,610	0,335	0,325	0,741	0,125
Эффективная	Средняя, м	4,0	9,2	12,1	6,1	11,6	9,2
	Интервал изменения, м	0,6-10,8	2,0-22,0	8,6-21,2	2,6-10,4	2,8-31,2	5,6-18,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,838	0,719	0,435	0,468	0,875	0,513

Таблица 2.2.3 – Статические показатели характеристик неоднородности

Пласт	Коэффициент песчаности, д.ед.		Коэффициент расчлененности, д.ед.	
	среднее значение	коэффициент вариации	среднее значение	коэффициент вариации
I неокомский	0,8	0,438	1,1	0,306
II неокомский	0,5	0,566	4,0	0,456
III неокомский	0,7	0,257	3,0	0,527
I верхнеюрский	0,4	0,764	4,0	0,612
среднеюрский	0,6	0,570	3,0	0,558
триасовый	0,6	0,484	3,0	0,596

Горизонт охарактеризован по семи образцам керна из скважины №104 и среднее значение открытой пористости составляет 0,234 д.ед, открытая пористость по данным ГИС изменяется от 0,270 до 0,290 д.ед, в среднем составляет 0,280 д.ед.

Средняя нефтенасыщенность по горизонту принята по данным ГИС на уровне 0,50 д.ед.

Коэффициент песчаности составляет в среднем 0,5, расчлененности 4,0.

По III неокомскому горизонту нефтенасыщенная толщина колеблется от 4,2 до 9,4 м, в среднем составляя 7,4 м.

Пористость по данным ГИС составляет в среднем 0,275 д.ед. Средняя нефтенасыщенность по горизонту принята по данным ГИС на уровне 0,49 д.ед.

Коэффициент песчаности составляет в среднем 0,7, расчлененности 3.

I верхнеюрский горизонт характеризуется средним значением общей толщины коллектора 23,6 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 4,7 м.

Горизонт охарактеризован по одному образцу керна из скважины Г-1 из одного интервала и значение открытой пористости составляет 0,250 д.ед, по данным ГИС пористость горизонта в среднем составляет 0,265 д.ед. Нефтенасыщенность в среднем составляет 0,50 д.ед.

Коэффициент песчаности составляет 0,4, расчлененности 4.

По среднеюрскому горизонту нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 2,8м.

Пористость коллекторов по данным ГИС изменяется в пределах от 0,220 до 0,265 д.ед, в среднем составляет 0,270 д.ед.

Коэффициент песчаности составляет в среднем 0,6. Коэффициент расчлененности равен 3.

Таблица 2.2.4 - Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мД	Коэфф. открытой пористости, д. ед.	Начальная	
				Нефтенасыщенность, д. ед.	Газонасыщенность, д. ед.
1	2	3	4	5	6
I неокомский горизонт					
Лабораторные исследования керн	Кол-во скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации, д. ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Кол-во скважин, шт.	-	4	1	-
	Кол-во определений, шт.	-	6	2	-
	Среднее значение	-	0,300	0,48	-
	Коэффициент вариации, д. ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	0,228-0,418	0,460-0,500	-
Гидродинамические исследования скважин	Кол-во скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации, д. ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
II неокомский горизонт					
Лабораторн. исследования керн	Кол-во скважин, шт.	-	1	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	7	-	-
	Среднее значение	-	0,234	-	-
	Коэффициент вариации, д. ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	0,232-0,309	-	-
Геофизическ ие исследования скважин	Кол-во скважин, шт.	-	3	1	-
	Кол-во определений, шт.	-	4	1	-

	Среднее значение	-	0,280	0,50	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	0,270-0,290	0,50	-
Гидродинамические иссл. скважин,	Кол-во скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
III неокомский горизонт					
Лабораторные исследования керна	Кол-во скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	м	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-

Продолжение таблицы 5.6.3

Геофизич.исследования скважин	Кол-во скважин, шт.	-	1	1	-
	Кол-во определений, шт.	-	1	2	-
	Среднее значение	-	0,275	0,49	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	0,275	0,48-0,50	-
Гидро-динамические исследов. скважин	Кол-во скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-

Среднеюрский горизонт					
Лабораторн. исследования керна	Кол-во скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Кол-во скважин, шт.	-	4	1	-
	Кол-во определений, шт.	-	5	1	-
	Среднее значение	-	0,240	0,480	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	0,220-0,260	0,480	-
Гидродинамические иссл. скважин,	Кол-во скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-

Триасовый горизонт					
Лабораторные исследования керна	Кол-во скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-

Продолжение таблицы 5.6.3

Геофизич.исследования скважин	Кол-во скважин, шт.	-	2	2	-
	Кол-во определений, шт.	-	2	4	-
	Среднее значение	-	0,18	0,51	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	0,18-0,18	0,420-0,580	-
Гидродинамические исследов. скважин	Кол-во скважин, шт.	2	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	2	-	-	-
	Среднее значение	150,6	-	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Интервал изменения	16,6-284,6	-	-	-

Триасовый горизонт характеризуется средним значением общей толщины коллектора 20,1 м. Нефтенасыщенная толщина, в среднем составляет 11,0 м.

По геофизическим данным пористость составляет 0,18 д.ед. Нефтенасыщенность в среднем составляет 0,51 д.ед. Проницаемость по гидродинамическим исследованиям скважин в среднем 150,6 мД.

Коэффициент песчаности составляет в среднем 0,6. Коэффициент расчлененности равен 3.

2.2.2 Структурные характеристики пород-коллекторов

Выделение продуктивных пород-коллекторов, определение их глубин залегания, эффективных и нефтенасыщенных толщин проведено по данным ГИС по следующим диагностическим признакам:

- Повышенные сопротивления КС для продуктивных коллекторов и низкие для – водоносных.

- Положительное приращение на кривых микрозондирования.
- Сужение диаметра скважины на кавернограмме.
- Понижение значения интенсивности естественной радиоактивности на диаграммах гамма-метода.

Таблица 2.2.5 - Результаты определения кровли и подошвы продуктивных горизонтов, эффективных и нефтенасыщенных толщин

№№ пп	№№ скв	Интервалы горизонтов по каротажу, м		Альтитуда, м	Нобш. НЭФФ	Интервалы эффективных мощностей, м	Эффективная мощность пластов, м		Примечания
		Абсолютная глубина, м					НН	НВ	
I неокомский горизонт									
1	Г-1	915-926 -923-934	-7,81	11,0 7,5	915-926 924,5-926	- -	6,0 1,5 $\Sigma=7,5$	вода вода	
2	Г-2	Срезан сбросом							
3	Г-3	915,6-927,2 -924-935	-8,15	11,6 5,2	915,6-916,8 918,8-921 925,4-927,2	- - -	1,2 2,2 1,8 $\Sigma=5,2$	вода вода вода	
4	Г-4	944-962 -952-970	-8	3,0	944-947 ниже глина	3,0	-	нефть	
5	Г-5	930-953 -938-961	-8	23 13,5	930-934 942,5-953	- -	4,0 9,5 $\Sigma=13,5$	вода вода	
6	Г-6	901-915,5 -909-923	-8	14,5 7,5	901-902,5 904-907 911-913 914,5-915,5	1,5 3,0 - -	- - 2,0 1,0 $\Sigma=3,0$	нефть нефть вода вода	
II неокомский горизонт									
1	Г-1	969,4-1002 -977-1010	-7,81	32,6 12,0	969,4 -972,8 982 – 983,6 991,6-994 995,6 -997,2 999-1002,0	3,4 1,6 2,4 1,6 -	- - - 3,0 $\Sigma=9,0$	нефть нефть нефть нефть вода	
2	Г-2	822-844 -829-851	-7,48	22 15,0	822-826,6 828-832 833,6-836 840-844	- - - -	4,6 4,0 2,4 4,0 $\Sigma=15$	вода вода вода вода	
3	Г-3	982,4-1012,4 -990-1020	-8,15		заглинизирован				
4	Г-4	1008-1042 -1016-1050	-8	34 16,2	1008-1010,8 1017,2-1021,6 1027,6-1030,8 1035-1035,6 1036,4-1041,6	- - - - -	2,8 4,4 3,2 0,6 5,0 $\Sigma=16,2$	вода вода вода вода вода	
5	Г-5	1009-1039 -1017-1047	-8	30 10,2	1009-1011 1016,8-1019,6 1028-1030 1035,6-1039	- - - -	2,0 2,8 2,0 3,4 $\Sigma=10,2$	вода вода вода вода	
6	Г-6	970-1004 -978-1012	-8	34 9,5	970-972,5 973,5-974,5	2,5 1,0	- -	нефть нефть	

					976-977,5	1,5	-	нефть
					979-980	1,0	-	нефть
					981,2-982,2	1,0	-	нефть
					1000-1001	-	1,0	нефть
					1002,5-1004	-	1,5	вода
						$\Sigma=7,0$	$\Sigma=2,5$	
III - неокомский горизонт								
1	Г-1	1029,6-1037 -1037-1045	-7,81	8 4,2	1029,6-1032,4 1036,-1037,76	2,6 1,6 $\Sigma=4,2$	- - -	нефть нефть
2	Г-2	877-888 -884-895	-7,48		заглинизирован			нефть нефть
3	Г-3	1041,6-1051,2 -1050-1059,0	-8,15	9,6 5,0	10,41-1043,2 10,44-1044,8 1047,6-1048,6 1050-1051,2	1,6 0,8 1,0 1,2 $\Sigma=4,6$	- - - -	нефть нефть нефть нефть
4	Г-4	1077-1087 -1085-1095	-8	10 1,2	В кровле глина 1085,8-1087	-	1,2	вода
5	Г-5	1071-1087 -1079-1087	-8	8 -	заглинизирован			
6	Г-6	1030-1036 -1038-1044	-8	6,0 4,2	1030-1031 1032-1033,2 1034-1036	1,0 1,2 2,0 $\Sigma=4,2$	- - -	нефть нефть нефть
I верхнеюрский горизонт								
1	Г-1	1123,6-1161 -1131-1169	-7,81	37,4 13,6	1123-1124,8 1126,8-1128,4 1132-1133,4 1134,4-1135,4 1139-1141 1150,8-1153,6 1155,2-1157,2 1159,2-1161	1,2 1,6 1,4 0,8 2,0 2,8 2,0 1,8 $\Sigma=11,6$	- - - - - - - -	нефть нефть нефть нефть нефть нефть нефть нефть
2	Г-2	970-1006,4 -977-1014	-7,48	36,4 12	970-972 974-977,6 989,6-990,6 992-993,4 1001,2-1003,6 1005,2-1006,4	- - - - - -	2 3,6 1,0 1,4 2,4 1,2 $\Sigma=11,6$	вода вода вода вода вода вода
3	Г-3	1149-1184			плотные глины			
4	Г-4	1190-1226			плотные глины			
5	Г-5				срезан сбросом			
6	Г-6	1128-1167			плотные глины			
Среднеюрский горизонт								
1	Г-1	1266-1280 -1274-1288	-7,81	14,0 10,0	1266-1271 1273-1275,5 1276,5-1277,5 1278,5-1280	5,0 - - - $\Sigma=5,0$	- 2,5 1,0 1,5 $\Sigma=5,0$	нефть вода вода вода
2	Г-2	1123-1132 -1130-1139	-7,48	9,0 9,0	1123-1132	-	9,0	вода
4	Г-4	1331,4-1350,4 1339-1358	-8	19,0 2,8	В кровле глина 1343,2-1344,8 1349,2-1350,4	- -	1,6 1,2 $\Sigma=2,8$	вода вода
5	Г-5	1283-1300 -1291-1308	-8	17,0 3,5	В кровле глина 1290-1293,5 В подошве	-	3,5 $\Sigma=3,5$	вода

					глина			
6	Г-6	1265-1282 -1273-1290	-8	17,0 -	заглинизирован			
Пермо-триасовый горизонт								
1	Г-1	1676-1713,6 -1684-1721	-7,81	37,6 23,6	1676-1678,8 1680,8-1682,8 1686-1690,8 1692,8-1695,2 1702-1713,6	3,8 2,0 4,8 2,4 11,6 $\Sigma=23,6$	- - - - -	нефть нефть нефть нефть нефть
2	Г-3	1765-1809 -1773-1817	-8,15	44 8,6	В кроле глина 1779,2-1782 1784,4-1787 1792,4-1793,4 1806,8-1809	- - - -	2,8 2,6 1,0 2,2 $\Sigma=8,6$	вода вода вода вода
3	Г-4				Каротажем, не вскрыт			
4	Г-5							
5	Г-6	1693-1732 -1701-1740	-8		заглинизирован			

2.3 Физико-химические свойства пластовых флюидов

2.3.1 Характеристика нефти

Исследование состава и свойств пластовых флюидов месторождения Караган началось на стадии геологоразведочных работ. В период разведки (в 1984-1987г.г.) были отобраны и изучены пять глубинных проб пластовой нефти из скважины Г-1, характеризующим продуктивные горизонты I-верхнеюрский (две пробы) и пермотрасовый (три пробы). Из числа отобранных глубинных проб одна проба, полученная из продуктивного горизонта I-верхнеюрский, признана неподставительной из-за несоответствия величин пластовых параметров нефти и в данной работе не рассматривается. Значения показателей пластовой нефти отражаются в графиках, где не согласуется одна неподставительная проба с остальными пробами (рисунки 2.3.3-2.3.4). Для характеристики физико-химических свойств нефтей в стандартных условиях были использованы 5 поверхностных проб для продуктивных горизонтов I-неоком, II-неоком и III-неоком из скважин Г-1 и Г-6. Изучение состава пластового газа и химико-технологические анализы на товарные свойства не проводились.

После оперативного подсчета запасов исследования пластовых флюидов (в 2007-2008 г.г.) проводились по четырем пробам, отобранным из продуктивных горизонтов I-верхнеюрский (скв. №106 – III блок) и пермотрасовый (скв. Г-1-II блок и №104 – III блок), анализы которых изучены в лаборатории ТОО НИИ «Каспиймунайгаз». Лабораторные исследования пробы пластовой нефти проводились на установке PVT-АСМ-300. Компонентный состав выделившегося газа определен на газожидкостном хроматографе фирмы «Agilent-Technologies».

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях определены по анализам пяти проб нефти, отобранной из продуктивных горизонтов II-неокомский, I-верхнеюрский и пермотриасовый со скважин №№ Г-1, Г-6, 104 и 106.

В целом анализ значений параметров пластовой нефти по горизонтам показал, что пластовое давление и температура увеличивается с глубиной и в продуктивном горизонте пермотриас значения газосодержания и давления насыщения более высокие и нефть соответственно более легкая, маловязкая, чем нефть продуктивного горизонта I-верхнеюрский (таблица 2.3.2).

По полученным результатам построены графики изменения пластового давления и температуры от глубины (рисунки 2.3.1 и 2.3.2).

2.3.2 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 10 проб из четырех скважин, из них по I-неокомскому горизонту одна проба, по II-неокомскому горизонту – три пробы, по III-неокомскому горизонту – две пробы, по I-верхнеюрскому горизонту – две пробы (II и III блоки) и по пермотриасовому горизонту – две пробы (II и III блоки).

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти приведены в таблице 4.1.1. В процессе анализа нефти в поверхностных условиях были определены основные ее параметры, такие как, плотность, кинематическая вязкость, температура застывания и вспышки, фракционные и углеводородные составы, содержание серы, парафина, асфальтено-смолистых веществ и другое.

I-неокомский продуктивный горизонт

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти приведен по ранее отобранной пробе из скважины Г-6 с интервала перфорации 902-907 м.

Нефть I-неокомского продуктивного горизонта является тяжелой, малопарафинистой и малосернистой. Плотность нефти в поверхностных условиях составляет 0,9158 г/см³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°С составляет 886,5 мм²/с и при 50°С – 100,02 мм²/с. Содержание парафина в нефти составляет 1,15%. Содержание серы равно 0,46%. Температура застывания нефти равна 5°С. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°С, достигает 13%.

II-неокомский продуктивный горизонт

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам анализа трех проб нефти из скважин Г-1 и Г-6.

Нефть II-неокомского продуктивного горизонта является тяжелой, высокосмолистой, малопарафинистой и малосернистой. Плотность нефти в поверхностных условиях варьирует от 0,8959 до 0,9179 г/см³, в среднем составляя 0,9086 г/см³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°С в среднем равна 400,3 мм²/с и при 50°С – 58,4 мм²/с. Содержание парафина в нефти изменяется от 1,43 до 1,50%, в среднем составляет 1,47%. Содержание серы колеблется от 0,46 до 0,67%, в среднем составляя 0,57%. Содержание смол и асфальтенов в среднем равно 28,1 и 3,08% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°С, в среднем достигает 22%.

III-неокомский продуктивный горизонт

Нефть III-неокомского продуктивного горизонта является тяжелой, парафинистой и малосернистой. Плотность нефти в поверхностных условиях варьирует от 0,9001 до 0,9004 г/см³, в среднем составляя 0,9003 г/см³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°С в среднем равна 193,5 мм²/с и при 50°С в среднем равна 38,3 мм²/с. Содержание парафина в нефти составляет 1,60%. Содержание серы колеблется от 0,47% до 0,54%, в среднем составляя 0,51%. Температура застывания нефти в среднем равна -13°С. Содержание светлых фракций, выкипающих до 300°С составляет 25%.

I-верхнеюрский продуктивный горизонт

Нефть I-верхнеюрского горизонта представлена двумя пробами, отобранной из скважины Г-1 (II блок) и 106 (III блок). Плотность нефти в поверхностных условиях изменяется в пределах от 0,8959 г/см³ (II блок) до 0,9155 г/см³ (III блок), в среднем составляя по горизонту 0,9057 г/см³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°С колеблется в пределах от в среднем составляет 267 мм²/с и при 50°С – 49,0 мм²/с. Содержание парафина в нефти составляет 2,2%. Содержание серы варьирует в пределах от 0,51% (II блок) до 0,69% (III блок), в среднем по горизонту - 0,6%. Содержание смол и асфальтенов достигает 19,4 и 3,26% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°С, достигает 28%.

Пермотриасовый продуктивный горизонт

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти приведен по новым отобранным двум пробам из скважин Г-1(II блок) и №104 (III блок) (таблица 4.1.1).

Нефть пермотриасового продуктивного горизонта является средней, смолистой, малопарафинистой и малосернистой. Плотность нефти в поверхностных условиях варьирует от 0,8524 г/см³ до 0,8538 г/см³, в среднем по горизонту составляет 0,8531 г/см³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°С в среднем составляет 16,3 мм²/с и при

50°C – 7,3 мм²/с. Содержание парафина в нефти в среднем составляет 1,24%, смол – 13,6%, из них асфальтенов – 1,38% и серы – 0,55%. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C в среднем, составляет 49%.

2.3.3 Свойства нефти в пластовых условиях

В целом по месторождению физические свойства нефти в пластовых условиях изучены по 8 представительным пробам, характеризующим I-верхнеюрский (II и III блоки) и пермотриасовый (II и III блоки) продуктивные горизонты.

Результаты физико-химических свойств нефти в пластовых условиях приведены в таблице 2.3.1.

Неокомский продуктивный горизонт

Изучение свойств нефти в пластовых условиях в неокоме не проводились. Для определения истинных значений флюидальных параметров неокомского горизонта необходимо отобрать глубинных проб нефти и провести их анализ. Из-за отсутствия анализов пластовой нефти подсчетные параметры приводятся по результатам исследования верхнеюрского продуктивного горизонта.

I-верхнеюрский продуктивный горизонт

I-верхнеюрский продуктивный горизонт изучен по четырем пробам, из них в II блоке одна проба отобранной из скважины Г-1, с интервала перфорации 1153-1160 м признана представительной. Изучение свойств пластовой нефти III блока проведено по двум параллельным пробам, отобранной из скважины №106. По результатам анализа плотность пластовой нефти колеблется в пределах от 0,8652 г/см³ (II-блок) до 0,9001 г/см³ (III-блок), в среднем по горизонту составляя 0,8770 г/см³. Величина давления насыщения нефти газом составляет от 0,90 (II-блок) до 1,78 МПа (III-блок) при пластовом давлении в среднем составляя 12,34 МПа. Газосодержание пластовой нефти – 4,52 м³/т (II-блок) и 9,66 м³/т (III-блок), в среднем по горизонту составляя 7,7 м³/т. Величина объемного коэффициента по горизонту составляет 1,037, соответственно пересчетный коэффициент равен - 0,9643. Динамическая величина вязкости нефти составляет 39,0 мПа*с (II-блок) и 15,9 мПа*с (III-блок).

Пермотриасовый продуктивный горизонт

Физико-химическая характеристика нефти в пластовых условиях изучена по 5 глубинным пробам из скважин Г-1 (I-I блок) и №104 (III-блок).

По результатам исследования плотность пластовой нефти варьирует в пределах 0,8025-0,8438 г/см³, в среднем составляя 0,8279 г/см³ при средней пластовой температуре 56,3°C. Давление насыщения нефти газом меняется от 1,26 до 2,40 МПа, в среднем

составляя 1,74 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти изменяется от 11,14 до 20,60 м³/т, в среднем составляя 16,89 м³/т. Динамическая вязкость нефти в II блоке колеблется в пределах от 1,35 до 3,49 мПа*с, в III блоке - 4,21 мПа*с, в среднем по горизонту составляет 2,48 мПа*с. Величина объемного коэффициента варьирует в пределах от 1,037 до 1,100, в среднем составляя 1,066. Соответственно пересчетный коэффициент равен - 0,938.

2.3.4 Состав растворенного газа

Состав и свойства пластового газа анализировалась по двум новым отобраным пробам из I-пермотриасового продуктивного горизонта из скважин Г-1 (II-блок) и №104 (III-блок).

Сведения компонентного состава выделившегося газа приведено в таблице 2.3.3.

Свойства пластового газа скважины Г-1 является жирным, низкоуглекислым и азотистым. Основным компонентом газа является метан, содержание которого составляет 30,97% моль. Этана в газе - 5,47% моль, пропана - 24,02% моль. Содержание азота и углекислого газа составляют 6,80 и 0,46% моль соответственно. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 1,433.

Компонентный состав выделившегося газа скважины №104 является полусухим и высокоазотистым. Содержание азота в газе больше, чем другие компоненты, который достигает 55,22% моль. Газ характеризуется очень низким содержанием метана – 2,10% моль, этана – 1,87% моль и пропана – 12,97% моль. Сероводород в газе отсутствует. Содержание углекислого газа составляет 0,32% моль. Относительная плотность газа по воздуху равна 1,436.

Поскольку составы газа из скважин Г-1 и №104 располагаются не адекватно, при дальнейшей работе желательно продублировать отбор проб газа из данных скважин и провести полное их исследование, включая физико-химическую характеристику нефти в пластовых и стандартных условиях.

Для оценки и обоснования пластового флюида рекомендуется в дальнейшем провести полный комплекс анализа проб нефти и газа всех действующих объектах, т.к. на месторождении изучены единичные глубинные пробы нефти и компонентного состава газа.

Таблица 2.3.1 - Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях

№№ п/п	№№ скважин	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Блок	Плотность, г/см ³	Содержание, %						Парафин		Температура °С		Кинематическая вязкость, мм ² /с				
						мех.примесей	хлористых солей, мг/л	смола силикагелевых	асфальтены	серы	КОКС	%	t плавления	застывания	вспышки	10°	20°	30°	40°	50°
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
I неомский горизонт																				
1	Г-6	902-907	1987	II	0,9158	-	-	-	-	0,46	-	1,15	56,8	5	90	-	886,5	-	-	100
Среднее значение					0,9158	-	-	-	-	0,46	-	1,15	56,8	5	90	-	886,5	-	-	100
II неомский горизонт																				
2	Г-1	992-994	1985	II	0,9119	-	-	-	-	0,67	6,54	1,43	53,6	2	-	-	362,8	-	-	59,6
3	Г-1	981-987	1985	II	0,9179	-	-	-	-	0,46	6,49	-	-	2	50	-	515,7	-	-	84,9
4	Г-6	992-998	12.02.07	II	0,8959	0,003	31633	28,1	3,08	0,58	0,80	1,50	55	-20	23	999	322,51	114,8	45,7	30,8
Среднее значение					0,9086	0,003	31633	28,1	3,08	0,57	4,61	1,47	54,3	-20	37	999	400,34	114,8	45,7	58,4
III неомский горизонт																				
5	Г-1	1031-1039	1985	II	0,9004	-	-	-	-	0,47	4,49	1,60	53	н-17	17	844,1	208,9	84,81	54,3	38,0
6	Г-6	1030-1036	1986	II	0,9001	-	-	-	-	0,54	-	-	-	-8	-	-	178,05	-	-	38,5
Среднее значение					0,9003					0,51	4,49	1,60	53,0	-13	17	844,1	193,48	84,8	54,3	38,3
Верхнеюрский горизонт																				
7	Г-1	1152-1160	10.06.06	II	0,9155	0,07	531,5	19,4	3,26	0,51	7,19	3,15		н-20	95		384,9	198,5	108,0	66,0
Среднее значение					0,9155	0,07	531,5	19,4	3,26	0,51	7,19	3,15		н-20	95		384,9	198,5	108	66
8	106	1128-1138	05.06.08	III	0,8959	0,01	46,7	10,67	0,09	0,69	2,36	1,24	55	-19	25		149,09			32,0
Среднее значение					0,8959	0,01	46,7	10,7	0,09	0,69	2,36	1,24	55	-19	25		149,09			32,0

Таблица 2.3.2 -Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях

№№ п/п	№№ скважин	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Блок	Давление, МПа		Пластовая температура, °С	Газосодержание		Объемный коэффициент	Усадка, %	Плотность нефти, г/см ³		Вязкость пластовой, мПа*с	
					пластовое	насыщенные		м ³ /т	м ³ /м ³			пластовой	сепарированной		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
I-Верхнеюрский горизонт															
1	Г-1	1153-1160	21.11.84	II	13,05	0,90	45,0	4,52	4,19	1,036	3,43	0,9001	0,9286	39,00	4,
2	Г-1*	1153-1160	21.11.84	II	13,05	0,55	45,0	2,93	2,73	1,092	8,45	0,8532	0,9296	35,63	4,
Среднее значение					13,05	0,90	45,0	4,52	4,19	1,036	3,43	0,9001	0,9286	39,00	4,
3	106	1128-1138	05.06.08	III	11,63	1,78	40,3	9,66	8,61	1,038	3,66	0,8652	0,8909	15,90	4,
4	106	1128-1138	05.06.08	III		1,70		8,82	7,90	1,037	3,57	0,8657	0,8959	15,90	4,
Среднее значение					11,63	1,74	40,3	9,24	8,26	1,038	3,61	0,8655	0,893	15,90	4,
Среднее значение: I-верхнеюрского горизонта					12,34	1,46	42,65	7,7	6,90	1,037	3,55	0,8770	0,905	23,60	4,
Пермотриасовый горизонт															
5	Г-1	1680-1689	11.09.84	II	16,54	2,00	55,0	11,14	9,56	1,037	3,57	0,8438	0,8580	1,35	4,
6	Г-1	1680-1689	11.09.84	II	16,54	2,40	55,0	16,72	14,34	1,046	4,38	0,8430	0,8575	1,42	5,
7	Г-1	1706-1716	10.06.84	II	16,94	1,40	57,0	17,32	15	1,076	7,08	0,8285	0,8661	1,91	3,
8	Г-1	1682-1695 1709-1714	15.06.07	II	17,22	1,26	57,1	20,60	17,56	1,100	9,42	0,8025	0,8524	3,49	13
Среднее значение					16,81	1,77	56	16,45	14,1	1,065	6,11	0,8295	0,8585	2,04	7,
9	104	1645-1647 1647-1651	16.06.07	III	15,88	1,65	57,3	18,67	15,94	1,072	6,72	0,8218	0,8538	4,21	9,
Среднее значение по пермотриасовому горизонту:					16,66	1,75	56,2	16,82	14,42	1,066	6,21	0,8282	0,8577	2,40	7,

* - не представительная проба

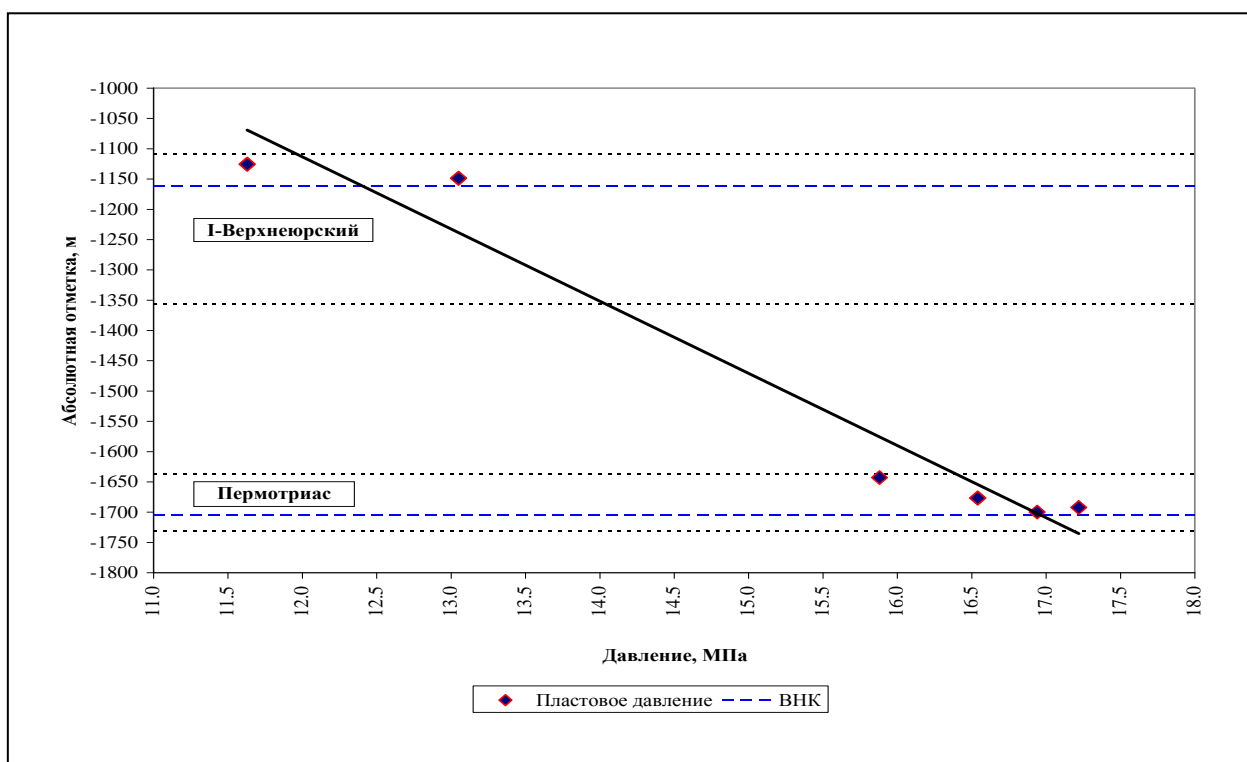
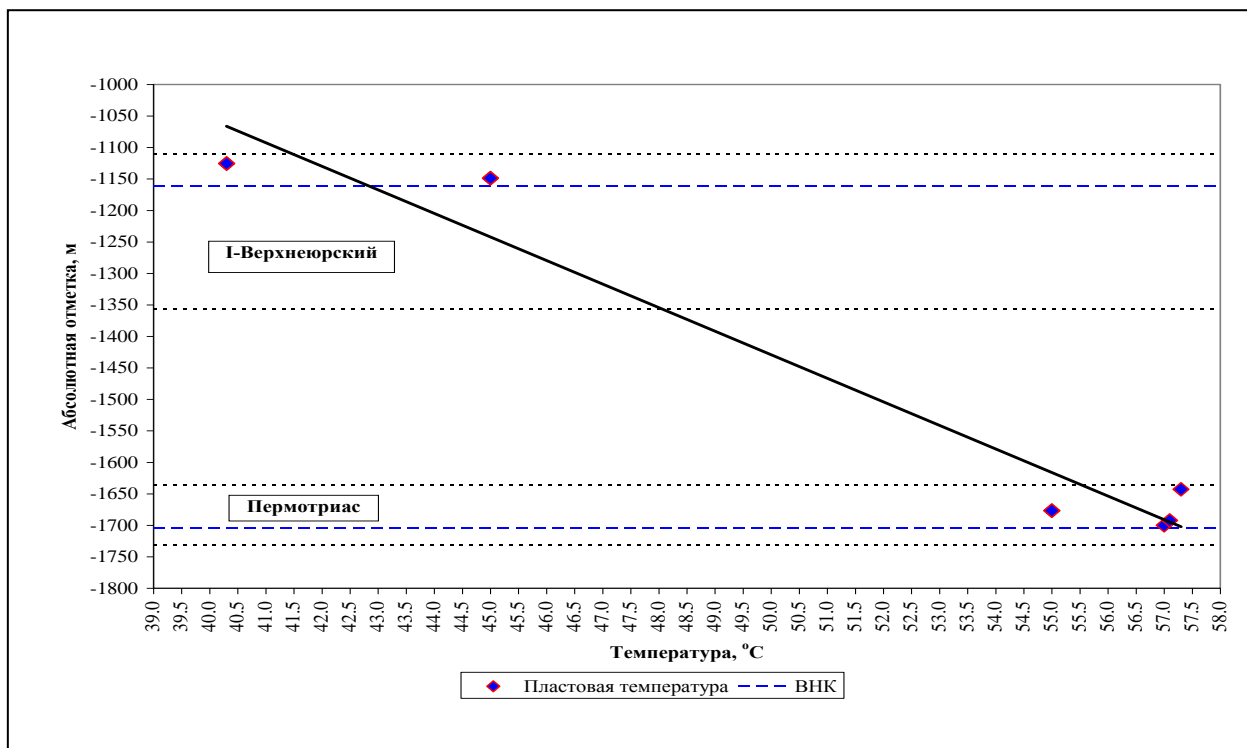


Рисунок 2.3.1 – Изменение пластовой температуры с глубиной

Рисунок 2.3.2 – Изменение пластового давления с глубиной

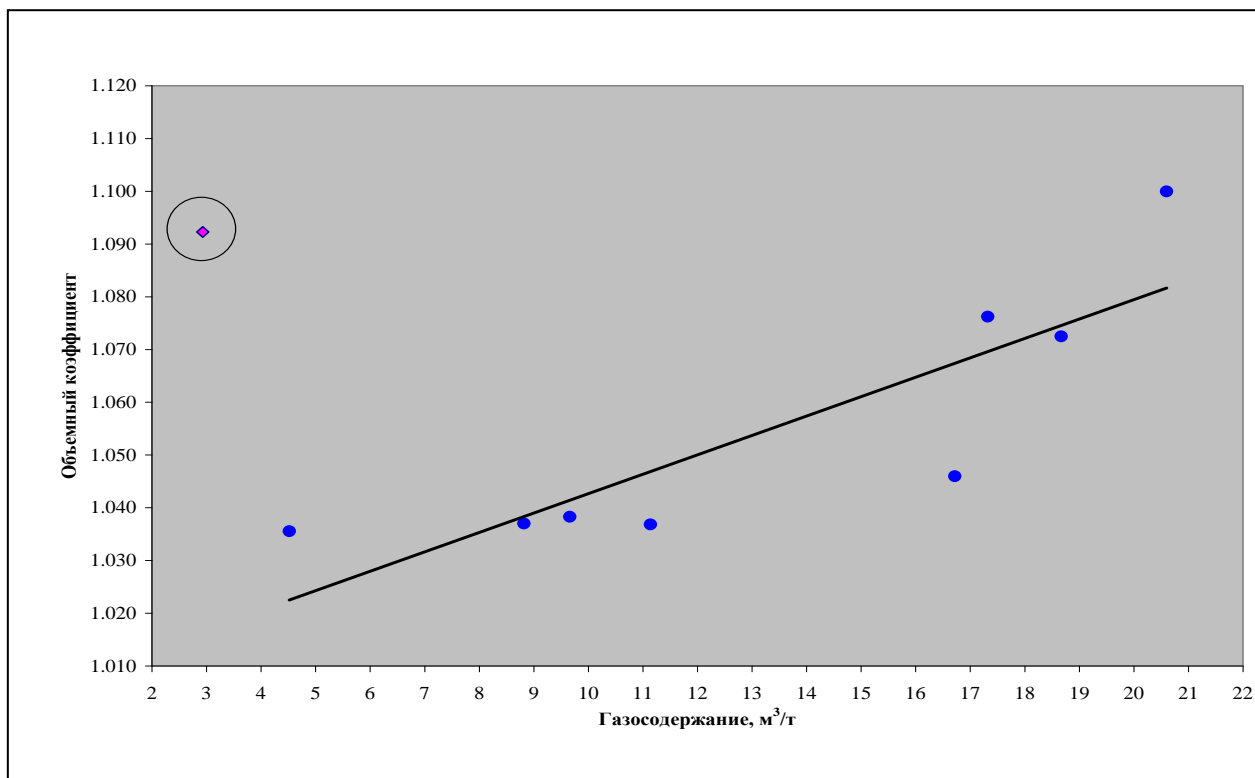


Рисунок 2.3.3 – Тренд зависимости объемного коэффициента пластовой нефти от газосодержания по стандартной сепарации

Таблица 2.3.3 - Компонентный состав выделившегося газа (моль, %)

№№ п/п	№№ скважин	Блок	Интервал перфорации, м	Дата отбора проб	Метан	Этан	Пропан	н-Бутан	и-Бутан	н-Пентан	и-Пентан	Гексан	Гептан	Октан	Сероводород	Углекислый газ	Азот	Относительная плотность газа (по воздуху)	Организация, проводившая исследование
1	Г-2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Пермоглиассовый горизонт																			
1	Г-1	II	1682-1695 1709-1714	15.06.07	30,97	5,47	24	6,29	13,75	4,3	3,6	2,98	1,15	0,16	-	0,46	6,80	1,433	ТОО НИИ "Каспиймунайгаз"
2	104	III	1645-1647 1647-1651	27.07.07	2,10	1,87	12,97	4,44	11,08	3,98	3,40	3,23	1,22	0,17	от с	0,32	55,22	1,436	ТОО НИИ "Каспиймунайгаз"

2.3.5 Характеристика подземных вод

За период 1984 - 1987г.г. притоки пластовой воды были получены из 16 интервалов опробований во всех 6 скважинах (№№ Г-1, Г-2, Г-3, Г-4, Г-5 и Г-6). Опробование производилось в колонне и в открытом ствол, отбор проб произведен Прикаспийским УБР и отделом ГИС ЦНИЛ, анализы воды - группой исследования вод ЦНИЛ. Всего было отобрано и проанализировано три пробы, из которых одна представительная. В остальных случаях замеры дебитов, уровней жидкости, пластовых давлений и температур не проводились.

В надсолевом комплексе вскрыты бурением и изучены ГИС водоносные комплексы от четвертичных до пермо-триасовых отложений, включительно.

Альбский водонапорный комплекс (K1a1). По всему фонду пробуренных скважин по данным ГИС прослеживается от 5 до 7 водоносных горизонтов мощностью 5 – 70 м. По-видимому, этот комплекс приурочен к единой и регионально выдержанной водонапорной системе, прослеживающейся также и на соседних площадях (Кульсары, Косчагыл и т.д.). Дебиты и компонентный состав альбских пластовых вод на площади Караган не изучались. Однако по аналогии с месторождением Кульсары одновозрастные пластовые воды имеют минерализацию 318,7-336,5 мг-экв/100 г. и соленость 9-9,6° Ве. По классификации А. Сулина тип вод хлор-кальциевый, по Пальмеру III класса.

Аптский водонапорный комплекс (K1a). В подошве аптских отложений (K1a) по каротажу прослеживается единый водоносный песчаный горизонт мощностью 17-28 м. Дебиты и компонентный состав аптских вод не изучены. Вместе с тем, на месторождении Кульсары пластовые воды одновозрастных отложений по классификации А. Сулина отнесены к хлор-кальциевому типу, к III классу солености и содержат сероводород (H₂S). Общая минерализация пластовых вод изменяется от 410 до 437 мг-экв/100 г.

Неокомский водонапорный комплекс (K1пс). По каротажу прослеживается от 5 до 8 водонасыщенных горизонтов мощностью от 1,5 до 32 м. Удельное электрическое сопротивление неокомских водонасыщенных коллекторов составляет 0,4-0,52 ом·м, глинистость повышенная - 40-50%.

В отложениях неокома со скважины Г-6 (инт. 902-907 м - I пс, инт. 970-983 м - II пс) и № 1 (инт. 969-972 м - II пс) в пределах контура нефтеносности получены притоки нефти с водой. Дебиты нефти при этом составили от 0,24 м³/сут до 1 м³/сут. и воды от 0,096 м³/сут (при Ндин=755 м) до 11 м³/сут (при Нст = 30 м и Ндин = 74 м).

В скважинах Г-1 (инт.101,8-1070 м) и Г-2 (инт. 865-900 м. и 892-950 м) при опробовании пластоиспытателем получены притоки воды с потенциальным дебитом 121,5 -457 м³/сут. Физико-химические свойства и компонентный состав пластовой воды изучен по одной пробе, отобранной в скважине Г-6 из интервала 902-907 м (I пс горизонт). Соленость воды 15,8°Ве, удельный вес 1,12 г/см³, вязкость 1,02 спз, пластовая температура 38,5°С.

В пластовой воде зафиксировано увеличенное содержание брома (118,4 мг/л), йода (2,8 мг/л), кремния (91,1 мг/л), бора (6,23 мг/л) и бария (5,0 мг/л). Значения коэффициента гидрогеологической закрытости (по отношению содержания ионов натрия, хлора, сульфатов, брома и т.п.) свидетельствует о закрытости неокомской водонапорной системы (таблица 2.3.4).

Верхнеюрский водонапорный комплекс. В скважине Г-1 в интервалах опробования 1123-1128 м, 1131-1135 м и 1153-1160 м при диаметре штуцера 5 мм получены притоки нефти с водой. Дебиты нефти составили 6,5-33,3 м³/сут, воды - 2,8-4,8 м³/сут. Начальные пластовые давления имеют значения 13,0 - 13,1 МПа. По мнению Джакиева К.Т., Сутягиной З.А. (1988г.) эта вода получена в результате перетоков из отложений средней юры и из-за плохой цементировки колонны.

В скважинах Г-3, Г-4, Г-6 верхнеюрский водонапорный комплекс заглинизирован, а в скважине Г-5 срезан сбросом F 2. На юге месторождения этот комплекс не изучен.

Среднеюрский водонапорный комплекс. По каротажу в разрезе среднеюрских отложений (J2) выделяется до 7 водонасыщенных пластов мощностью от 4 до 30 м. При опробовании пластоиспытателем в скважинах Г-1 (инт.1245-1300 м, инт. 1325-1385 м), Г-6 (инт. 1100-1215 м, инт. 1240-1330 м) дебиты воды составили 46-840,7 м³/сут. Физико-химические свойства и компонентный состав пластовых вод не изучены.

Нижнеюрский водонапорный комплекс. Представлен водонасыщенными песками с прослоями глин с общей мощностью 102-116 м. В целом это единая и регионально выдержанная водонапорная система, прослеживающаяся также на соседних площадях Кульсары, Косчагыл и др. Предположительно пластовые воды обладают высоким напором. Однако дебиты и компонентный состав пластовых вод данного комплекса на площади Караган не изучались.

Пермо-триасовый водонапорный комплекс. Удельное электрическое сопротивление водонасыщенных коллекторов составляет 0,7 ом·м, глинистость - 50%. Дебиты воды в законтурной зоне не изучены.

В скважине Г-5 данный комплекс выклинивается на соляном куполе, в скважине Г-4 – полностью не изучен каротажём, в скважине Г-6 – заглинизирован.

Пермо-триасовый комплекс отложений наиболее полно вскрыт в скважине Г-3, где коллектор заглинизирован в кровле. Глубже отмечается водонасыщенный характер этих коллекторов. В интервалах 2900-2959 м и 3972-4011 м получены интенсивные притоки пластовой воды, дебиты, физико-химические свойства и компонентный состав которой не изучались.

Из вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

- наиболее высокодебитными в надсолевом разрезе площади Караган являются альбские и нижнеюрские отложения;
- слабо изучены физико-химические свойства и компонентный состав пластовых вод;

- недостаточно изучены характеристики законтурной зоны продуктивных горизонтов;

- водонасыщенные коллекторы имеют высокую степень заглинизированности (40-50%) и в горизонтальном направлении они замещаются зонами развития глинистых фракций разреза.

Таблица 2.3.4 - Сведения о химическом составе и физических свойствах подземных вод

№№ п/п	№№ скв.	Интервал отбора, м	Дата отбора Дата анализа	Плотность воды в пласт. усл., г/см ³	Соленость, S°Be	pH	Компонентный состав мг/дм ³ , мг-экв/дм ³ , %						Общая минерализация, г/дм ³	Микроэлементы, мг/дм ³				Класс по Па.	
							Na+K	Ca	Mg	Cl	SO ₄	HCO ₃		J	Br	B	NH ₄	A ₂	S ₁
1	Г-6	902-907	18.01.87 27.03.87	1,110	15,8	6,7	62904,0 2734,94 45,53	3113,0 155,66 2,59	1377,0 113,21 1,88	102793,0 2898,85 48,26	4979,0 103,56 1,72	85,0 1,4 0,02	175,257	2,8	118,4	6,23	37,5	0,04	91,06
I -неоком																			
2	Г-1	1267- 1302	июн. 06.	1,139	17,7	6,0	59537,8 2589,73 83,89	6608,2 329,75 10,68	2037,0 167,52 5,43	109395,9 3085,92 99,97	21,8 0,45 0,01	38,5 0,64 0,02	177,639					0,02	83,89
Среднеюрский																			
3	Г-3*		авг.05	1,008	1,2	6,5	4122,0 179,33 86,91	280,5 14,0 6,79	158,10 13,0 6,30	6239,2 176,0 85,30	1272,7 26,51 12,85	233,3 3,82 1,85	12,306	0,42	19,68			1,85	86,91

2.4 Запасы нефти и растворенного газа

В 2008 г. ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» проведен оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Караган (протокол №783-08-П от 24/12/2008 г.) и поставлены на баланс Государственных запасов были приняты следующие запасы нефти и растворенного газа месторождения Караган:

нефти:

- С₁ геологические 1228 тыс.т, в том числе извлекаемые 319 тыс.т,
- С₂ геологические 3390 тыс.т, в том числе извлекаемые 769 тыс.т;

растворенного в нефти газа:

- С₁ геологические 11 млн.м³, в том числе извлекаемые 3 млн.м³,
- С₂ геологическое 27 млн.м³, в том числе извлекаемые 6 млн.м³.

Таблица 2.4.1- Подсчетные параметры и запасы нефти и растворенного газа

Горизонт	Блок	Зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Открытая пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Плотность нефти, кг/м ³	Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Газосодержание пластовой нефти, м ³ /т	Начальные запасы газа, растворенного в нефти, млн. м ³	
													балансовые	извлекаемые
1		2	3	4	5	6	7	9	10	11	12	13	14	15
альбский	III	H	C2	367	3,6	0,26	0,61	0,9158	185	0,2	37	7,7	1,4	0,28
		BH	C2	330	2,1	0,26	0,61	0,9158	96	0,2	19	7,7	0,7	0,15
Итого по альбскому горизонту			C2	697	2,9				281		56		2,2	0,4
аптский	II	BH	C1	86	3,8	0,25	0,64	0,9158	47	0,2	9	7,7	0,4	0,07
		BH	C2	42	2,3	0,25	0,64	0,9158	13	0,2	3	7,7	0,1	0,02
	III	H	C2	332	2,8	0,25	0,64	0,9158	132	0,2	26	7,7	1	0,2
		BH	C2	245	2,8	0,25	0,64	0,9158	98	0,2	20	7,7	0,75	0,15
Итого по аптскому горизонту			C1	86	3,8				47		9		0,4	0,1
			C2	619	2,8				242		49		1,9	0,4
Г-неокомский	II	H	C2	107	1,4	0,29	0,59	0,9158	23	0,2	5	7,7	0,2	0,03
		BH	C2	52	1,4	0,29	0,59	0,9158	11	0,2	2	7,7	0,08	0,017
Итого по Г-неокомскому горизонту			C2	159	1,4				34		7		0,26	0,05
I-неокомский	II	H	C1	47	6,2	0,24	0,53	0,9158	33	0,2	7	7,7	0,3	0,05
		BH	C1	68	3,3	0,24	0,53	0,9158	25	0,2	5	7,7	0,2	0,04
		H	C2	12	6,2	0,24	0,53	0,9158	8	0,2	2	7,7	0,1	0,01
		BH	C2	57	3,4	0,24	0,53	0,9158	22	0,2	4	7,7	0,2	0,03
Итого по I-неокомскому горизонту			C1	115	4,5				58		12		0,4	0,09
			C2	69	3,9				30		6		0,2	0,05

Горизонт	Блок	Зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Открытая пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Плотность нефти, кг/м ³	Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Газосодержание пластовой нефти, м ³ /т	Начальные запасы газа, растворенного в нефти, млн. м ³	
													балансовые	извлекаемые
1		2	3	4	5	6	7	9	10	11	12	13	14	15
II-неокомский	II	ВН	C1	235	9,4	0,27	0,57	0,9086	299	0,2	60	7,7	2,3	0,5
			C2	350	10,4	0,27	0,57	0,9086	491	0,2	98	7,7	3,8	0,8
	III	ВН	C2	847	5,3	0,27	0,57	0,9086	610	0,2	122	7,7	4,7	0,9
Итого по II-неокомскому горизонту			C1	235	9,4			299		60		2,3	0,5	
			C2	1197	6,8				1101		220		8	2
III-неокомский	II	ВН	C1	128	6,5	0,27	0,48	0,9003	94	0,2	19	7,7	0,7	0,14
			C2	635	8,8	0,27	0,48	0,9003	629	0,2	126	7,7	4,8	1
	III	ВН	C2	286	5,2	0,27	0,48	0,9003	166	0,2	33	7,7	1,3	0,3
Итого по III-неокомскому горизонту			C1	128	6,5			94		19		0,7	0,14	
			C2	921	7,7				795		159		6	1,22
I-верхнеюрский	II	ВН	C1	205	4,9	0,25	0,54	0,9057	118	0,3	36	7,7	0,9	0,27
			C1	440	7,7	0,25	0,54	0,9057	400	0,3	120	7,7	3,1	0,9
	III	ВН	C2	334	6,5	0,25	0,54	0,9057	258	0,3	77	7,7	2	0,6
			C1	58	8,2	0,25	0,54	0,9057	56	0,3	17	7,7	0,4	0,1
			C2	1211	4,2	0,25	0,54	0,9057	596	0,3	179	7,7	4,6	1,4
Итого по I-верхнеюрскому горизонту			C1	703	6,9				574		172		4	1
			C2	1545	4,7				854		256		7	2
I-среднеюрский	II	ВН	C1	14	2,6	0,22	0,45	0,9057	3	0,3	1	7,7	0,02	0,007
Итого по I-среднеюрскому горизонту			C1	14	2,6				3		1		0,02	0,007
пермотриа	II	Н	C1	54	11,3	0,14	0,49	0,8531	34	0,3	10	16,82	0,57	0,17

Горизонт	Блок	Зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Открытая пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Плотность нефти, кг/м ³	Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Газосодержание пластовой нефти, м ³ /т	Начальные запасы газа, растворенного в нефти, млн. м ³	
													балансовые	извлекаемые
1		2	3	4	5	6	7	9	10	11	12	13	14	15
СОВЫЙ			C2	95	6	0,14	0,49	0,8531	31	0,3	9	16,82	0,53	0,16
		В	C1	119	8	0,14	0,49	0,8531	52	0,3	16	16,82	0,88	0,26
		Н	C2	98	4	0,14	0,49	0,8531	22	0,3	7	16,82	0,37	0,11
	III	Н	C1	121	6,9	0,14	0,49	0,8531	46	0,3	14	16,82	0,77	0,23
		ВН	C1	82	4,6	0,14	0,49	0,8531	21	0,3	6	16,82	0,35	0,11
Итого по пермотриасовому горизонту			C1	376	7,4				153		46		2,6	0,8
			C2	193	5				53		16		0,9	0,3
Итого по месторождению			C1						1228		319		11	3
			C2						3390		769		27	6

3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

По состоянию на дату составления Проекта пробной эксплуатации фонд пробуренных скважин составляет 6 единиц (таблица 1.1), в т.ч.:

- Разведочных – 3 ед. (Г-1, Г-3, Г-6);
- Опережающих добывающих – 3 ед. (104, 106, 109), пробуренные по результатам сейсморазведочных работы 3Д, в рамках ППЭ – 2006 г.

Скважины Г-1, Г-3, Г-6, 104, 106, 109 находятся в консервации.

В таблице 3.2 представлена конструкция скважин и их текущее состояние.

Таблица 3.1 – Характеристика фонда скважин

№№ п/п	Наименование	№№ скважин	Количество
1	Фонд скважин, в т.ч:	Г-1, Г-3, Г-6, 104, 106, 109	6
2	Скважины, находящиеся в консервации	Г-1, Г-3, Г-6, 104, 106, 109	6

Таблица 3.2- Техническое состояние скважин

№№ п/п	№№ скв.	Категория скважины	Факт. глубина Фа кт. горизонт	Бурение: начало конец	Конструкция		Состояние скважины
					диам, мм.	глубина, м	
1	Г-1	Разведочная	<u>1910</u> Кунгурский	<u>29.08.84г.</u> 24.05.84г.	324 245 140	50 848,5 1805	в консервации
2	Г-3	Разведочная	<u>4370</u> Кунгурский	<u>9.09.86г.</u> 3.08.87г.	426 324 245	50 572 2001	в консервации
3	Г-6	Разведочная	<u>1891</u> Кунгурский	<u>20.06.86г.</u> 28.08.86г.	324 245 146	50 701 1101	в консервации
4	104	<u>Опер.доб.</u>	<u>1802</u> Пермтриас	<u>11.02.07г.</u> 27.05.07г.	324 245 178	45,6 843,6 1788,7	в консервации
5	106	<u>Опер.доб.</u>	<u>1796,3</u> Пермтриас	<u>24.08.07г.</u> 18.12.07г.	324 245 178	47,6 851 1788,7	в консервации
6	109	<u>Опер.доб.</u>	<u>1296,6</u> Юра	<u>28.01.08г.</u> 27.04.08г.	324 245 178	40,6 746,4 1296,6	в консервации

3.1 Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации

Месторождение Караган многопластовое и обладает сложным геологическим строением, продуктивные горизонты имеют невыдержанный характер эффективных толщин и текущей нефтенасыщенности, неоднозначную корреляцию, отдельные водонефтяные контакты, литологический и тектонически-экранированный тип ловушек, характеризуются недостаточным объемом опробований и испытаний, лабораторных анализов керн и проб пластовых флюидов.

Так, залежи нефти по всем пяти продуктивным горизонтам на западе экранируются разрывным нарушением, амплитуда, протяженность которого по данным сейсморазведки 2D неоднозначны. На востоке месторождения II неокомский, в северной части - I верхнеюрский и пермо-триасовый продуктивные горизонты литологически замещаются слабопроницаемыми разностями пород.

Таким образом, уточнение границ распространения литологических замещений и тектонических экранов, существенно влияющих на нефтеотдачу пластов, осуществимо только после бурения дополнительных разведочных скважин и проведения специальных исследовательских работ в период пробной эксплуатации.

Полученные данные при периодическом определении пластовых давлений, времени их восстановления и давлений насыщения, сведения по режимам работы залежей и оценке потенциала упругой энергии пластовых систем будут положены в основу технологической схемы разработки месторождения Караган.

Основной целью пробной эксплуатации месторождения является получение достоверной информации о добычных возможностях всех продуктивных горизонтов и их геолого-физических характеристиках, достаточной для обоснования оптимальной величины извлекаемых запасов нефти и обеспечивающей надежное проектирование разработки месторождения.

Задачами пробной эксплуатации являются:

- Детализация геологической конструкции нефтяных залежей, в том числе их геометрических форм, размеров, глубины залегания и высоты, положения тектонических нарушений и зон литологического выклинивания.
- Определение оптимальных значений коэффициентов продуктивности; рабочих депрессий, среднесуточных дебитов и соответственно объемов добычи нефти по каждой залежи; динамики обводнения пластов – коллекторов, расчет значений относительных фазовых проницаемостей для нефти, газа и воды.
- Уточнение промыслово-геофизической модели продуктивных горизонтов, в том числе границ залежей и текущих положений ВНК эффективных и нефтенасыщенных толщин, текущей нефтенасыщенности продуктивных горизонтов и эффективной пористости по всем залежам для оценки запасов нефти и растворенного газа промышленных категорий.
- Уточнение стратиграфической принадлежности и литологических свойств пород (в т.ч. минерального состава зерен скелета, состава цемента, глинистости, карбонатности и т.п.) петрофизических и фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов, компонентного состава нефтей,

- Апробирование методов интенсификации притоков нефти.
- Обоснование оптимальной системы сбора, подготовки, хранения, транспортировки и реализации нефти.
- Решение проблем, связанных с утилизацией нефтяного газа.
- Составление финансово-экономической модели пробной эксплуатации месторождения Караган.

Сроки пробной эксплуатации

Исходя из недостаточности априорной информации, слабой изученности нефтенасыщенных горизонтов и сложности геологического строения сроки пробной эксплуатации месторождения Караган определены в *3 года (01.05.2025-30.04.2028гг.)*.

3.2 Обоснование пространственных границ залежей горизонтов для проведения пробной эксплуатации

Комитетом геологии МПС РК 19 июня 2024 года выдан геологический отвод №660-Р-УВ. Общая площадь геологического отвода составляет 4,296 (четыре целых двести девяносто шесть тысячных) кв. км., глубина отвода- по всему осадочному разрезу. Геологический отвод выдан в рамках контура месторождения до 2030 года. В таблице 3.2.1 приведены координаты угловых точек геологического отвода участка.

Таблица 3.2.1 - Координаты угловых точек геологического отвода участка

Угловые точки	Координаты угловых точек	
	Северная широта	Восточная долгота
1	47° 00' 12''	54° 39' 25''
2	47° 00' 14''	54° 40' 14''
3	47° 00' 5''	54° 40' 13''
4	46° 59' 59''	54° 40' 35''
5	46° 59' 20''	54° 40' 48''
6	46° 59' 13''	54° 40' 55''
7	46° 59' 4''	54° 40' 52''
8	46° 58' 57''	54° 40' 35''
9	46° 58' 52''	54° 40' 1''
10	46° 58' 52''	54° 38' 59''
11	46° 59' 7''	54° 39' 15''
12	46° 59' 25''	54° 39' 6''
13	46° 59' 43''	54° 39' 16''
14	46° 59' 38''	54° 39' 32''

Картограмма расположения участка недр месторождения Караган

Масштаб 1: 50 000

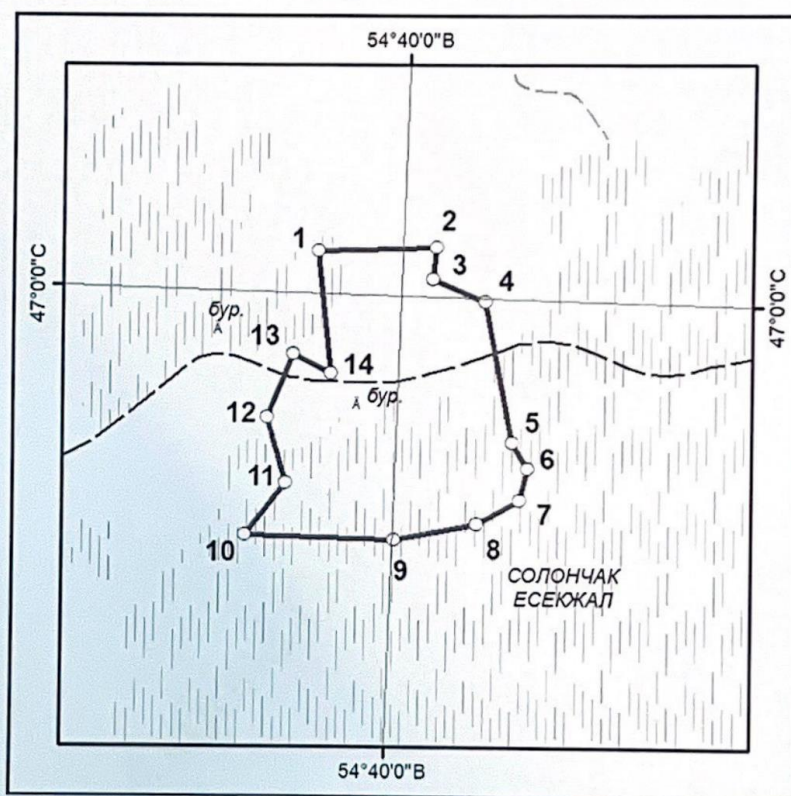


Рисунок 3.2.1 - Картограмма геологического отвода контрактного участка недр месторождения Караган

3.3 Анализ результатов испытания и гидродинамических исследований скважин

Испытание скважин в эксплуатационной колонне проводилось по общепринятой методике: вскрытие, вызов притока, проведение комплекса исследовательских работ, задавка, изоляционные работы. Объектами опробования являлись практически все пласты, имеющие благоприятную геолого-геофизическую характеристику. Количество испытанных объектов изменялось от 1 до 3.

Вскрытие продуктивных пластов производилось перфораторами ПКС-105, КПРУ-85) с обязательной привязкой по ГК в скважинах, заполненных глинистым раствором.

Объекты изолировались цементными мостами или установкой взрыв-пакетов. Герметичность последних проверялась опрессовкой на 15-25 МПа и снижением уровня с последующим прослеживанием в течение 10 часов. Перед испытанием скважины проводилась запись АКЦ для контроля за качеством цементации эксплуатационной колонны.

В отдельных случаях при получении незначительного притока или его отсутствия проводились «дострелы» вниз или вверх с увеличением плотности перфорационных отверстий.

Точность интервала перфорации контролировалась записью термометрии, локатора муфт и дефектоскопии.

В процессе испытания применялись НКТ диаметром 63,5мм марки Р-105, спускаемые на 10-15м выше кровли вскрываемого горизонта. Вызов притока осуществлялся путем снижения забойного давления с целью создания депрессии на пласт. При этом проводили замену глинистого раствора на воду с последующей продувкой компрессорами ДКС-250, СД-9/101 или аэризацией с помощью ЦА-320 и СД-9/101.

После получения притока нефти производилась очистка ствола скважины и призабойной зоны. Показателем качественной очистки являлось стабильное фонтанирование нефти, отсутствие в ней фильтрата бурового раствора и твердых частиц, что определялось периодическим отбором проб нефти.

В слабо фонтанирующих объектах (в основном продуктивные горизонты неокома) вызов притока пластового флюида осуществлялся многократным свабированием либо компрессированием скважин.

Далее производилось исследования методом установившихся отборов на 2-3 режимах, когда после максимального штуцера скважина закрывалась на восстановление давления с постоянной регистрацией изменения его значений на забое и устье скважин до выхода на статическое положение.

Пластовое давление замерялось спуском глубинного манометра МГН-2 после восстановления на устье статического давления. Давление считалось восстановленным, если показания повторялись 3 раза в пределах погрешности манометров. Объемы опробовательских работ приведены в табл. 3.3.1.

Таблица 3.3.1 - Количество и распределение испытанных объектов по скважинам и продуктивным горизонтам

№	№скв	количество испытанных объектов	количество испытанных объектов по горизонтам							количество объектов по номенклатурным горизонтам	
			апт	I пе	II пе	II+III пе (совместно)	III пе	I верхнеюрский	I среднеюрский		РТ
1	Г-1	11			3		1	3	1	3	10
2	Г-3	1					1				1
3	Г-6	6		2	1	1	2				5
4	104	1								1	1
5	106	2						1		1	2
6	109	2	1					1			1
		23	1	2	4	1	4	5	1	5	20

О распределении объектов опробования по продуктивным горизонтам дает представление табл.3.2.2.

Таблица 3.3.2 - Распределение объектов опробования по горизонтам

Горизонт	Кол-во объектов	Номера скважин	Результаты опробования			
			Нефть	Нефть+вода	вода	сухо
аптский	1	109	-	1	-	-
I не	2	Г-6	-	2	-	-
II не	4	Г-1, Г-6	2	2	-	-
совместно II +III не	1	Г-6	-	1	-	-
III не	4	Г-1, Г-6	3	1	-	-
I верхнеюрский	4	Г-1, 106, 109	1	3	-	-
I среднеюрский	1	Г-1	1	-	-	-
Пермотриасовый	6	Г-1, 104, 106	3	2	-	1
Всего	23		10	12	-	1

Безводная нефть получена в 10 объектах, в том числе во II неоккомском горизонте - 2 объекта, в III неоккомском - 3 объекта, в верхнеюрском - 1 объект, в среднеюрском - 1 объект, в пермотриасовом - 3 объекта.

Нефть с водой получена в 12 объектах, в том числе в аптском горизонте - 1 объект, в I неоккомском и во II неоккомском горизонтах - по 2 объекта, в III неоккомском - 1 объект, в II+ III (совместно) неоккомском - 1 объект, в верхнеюрском - 3 объекта, в пермотриасовом - 2 объекта

В одном объекте из пермотриасового горизонта притока флюидов получено не было.

3.3.1 Объем и результаты опробования скважин в процессе бурения

Испытание пластов в процессе бурения проводилось с помощью пластоиспытателя на бурильных трубах КИИ-146.

Выполненный объем и характер притока приведен в табл. 3.3.1. Сравнение характера притока, получаемого при испытании с помощью КИИ-146 в процессе бурения скважины и после перфорации в колонне, приводится в табл. 3.3.2.

Таблица 3.3.3 - Данные опробования трубным пластоиспытателем КИИ-146

№№ скв.	Интервал, м	Горизонт, пласт	Результаты испытания
Г-1	1018-1070	Неоком	Интервал хорошо проницаемый, насыщен пластовой водой. $Q_v = 121,5 \text{ м}^3/\text{с}$
Г-1	1098-1145	Верхнеюрский	Приток нефти дебитом $Q_n = 8 \text{ м}^3/\text{с}$
Г-1	1245-1300	Среднеюрский	Интервал проницаемый, насыщен пластовой водой
Г-1	1325-1385	J ₂	Приток пластовой воды
Г-1	1706-1752	Пермотриас	Насыщен нефтью
Г-1	1698-1796	Пермотриас	Интервал слабо проницаемый, характер насыщения не установлен
Г-1	1676-1796	Пермотриас	Насыщен нефтью
Г-3	2900-2959	Пермотриас	Интервал хорошо проницаемый, насыщен пластовой водой
Г-3	3620-3570	Пермотриас	Притока нет
Г-3	3972-4011	Пермотриас	Интервал хорошо проницаемый, насыщен пластовой водой

Сравнение характера притока, получаемого при испытании с помощью КИИ-146 в процессе бурения скважины и после перфорации колонны (табл. 3.3.2.) свидетельствует о недостаточно надежной информативности пластоиспытателей.

Так по 6 сопоставимым интервалам в 3 случаях отмечается совпадение результатов опробования в колонне и в процессе бурения пластоиспытателем пластов КИИ-146. Поэтому, на данных КИИ-146 можно основываться лишь для оценки общих перспектив нефтегазоносности разреза.

Таблица 3.3.4 - Сравнение результатов опробования в процессе бурения и в колонне

Горизонт, залежь	Испытание ИПГ		Горизонт, залежь	Испытание в колонне	
	Интервал испытания	результаты		Интервал испытания	результаты
Скважина Г-1					
Неоком	1018-1070	Интервал хорошо проницаемый, насыщен пластовой водой	III не	1031-1039	$Q_H=2,7 \text{ м}^3/\text{с}$
Верхнеюрский	1098-1145	Интервал слабо проницаемый, насыщен нефтью	I верхнеюрский	1123-1128 1131-1135	$Q_H^5=6,5 \text{ м}^3/\text{с}$ $Q_B^5=2,8 \text{ м}^3/\text{с}$
Среднеюрский	1245-1300	Интервал проницаемый, насыщен пластовой водой	Среднеюрский	1268-1271	$Q_H=0,6 \text{ м}^3/\text{с}$ Нср.дин-428,5м
Пермотриас	1676-1796	Насыщен нефтью	Пермотриас	1680-1689	$Q_H^7=20,5 \text{ м}^3/\text{с}$ $Q_B^7=0,5 \text{ м}^3/\text{с}$
Пермотриас	1706-1752	Насыщен нефтью	Пермотриас	1706-1716	$Q_H^5=10,4 \text{ м}^3/\text{с}$
Пермотриас	1706-1752	Насыщен нефтью	Пермотриас	1727-1733 1737-1754	Притока нет

Таблица 3.3.5- Результаты исследования скважин и пластов

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение по пласту	Примечание
	скв.	измерений			
1	2	3	4	5	6
неоком					
Начальное пластовое давление, МПа				10,0	
Давление насыщения, МПа					
Пластовая температура, °С					
Продуктивность, $10 \text{ м}^3/(\text{сут} \times \text{МПа})$				0,0143	
I верхнеюрский горизонт					
Начальное пластовое давление, МПа	1	2 глубинные прробы.	13,05	13,05	
Давление насыщения, МПа	1	2 глубинные прробы.	0,55*-1,46	1,46	
Пластовая температура, °С			45	45	
Продуктивность, $10 \text{ м}^3/(\text{сут} \times \text{МПа})$				0,375	
пермотриас					
Начальное пластовое давление, МПа				16,5	
Давление насыщения, МПа			1,75	1,75	
Пластовая температура, °С			55	55	
Продуктивность, $10 \text{ м}^3/(\text{сут} \times \text{МПа})$				0,57	

3.4 Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов

Исходя из различий в степени геолого-геофизической изученности, геотектонических, структурно-формационных и фильтрационно-емкостных характеристик, типа залежей и их эксплуатационных характеристик, компонентного состава нефтей и т.п. (таблица 3.4.1) выделены четыре объекта пробной эксплуатации:

- I объект – аптский горизонт
- II объект – I, II, III неокомские горизонты;
- III объект – I-среднеюрский, I верхнеюрский горизонт;
- IV объект – пермотриасовый горизонт.

Таблица 3.4.1- Исходные геолого-физические характеристики объектов пробной эксплуатации

Параметры	Объекты пробной эксплуатации					
	I объект	II объект – (I, II, III неокомские)			III (юрский)	IV (пермотриасовые)
		апт	I _{nc}	II _{nc}	III _{nc}	J ₃
Средняя глубина залегания, м	760	912	991	1041,5	1150,5	1702,5
Тип залежи	Пластовый, литологически и тектонически экранированный					
Тип коллектора	Гранулярно-поровый					
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	86	115	235	128	703	376
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3,8	4,5	9,4	6,5	6,9	7,4
Пористость, доли ед.	0,25	0,29	0,27	0,27	0,25	0,14
Средняя насыщенность нефтью (газом), доли ед.	0,59	0,59	0,57	0,48	0,54	0,49
Проницаемость, мД	176 (по анал. с Мунайли)	176 (по анал. с Мунайли)	176 (по анал. с Мунайли)	176 (по анал. с Мунайли)	687	20
Коэффициент песчанности, доли ед.	0,47	0,47	0,36	0,43	0,36	0,32
Коэффициент расчлененности, доли ед.	2,4	2,4	4,2	2	1,6	3
Пластовая температура, °С	не опр.	не опр.			45	55
Пластовое давление, МПа	9,98	9,98	10,6	11,2	12,34	16,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа×с	23,6	23,6*	23,6*	23,6*	23,6	2,4
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,916	0,916	0,908	0,9	0,906	0,853
Объемный коэффициент	1,037	1,037*	1,037*	1,037*	1,037	1,066
Содержание серы в нефти, %	0,46	0,46	0,57	0,51	0,6	0,55
Содержание парафина в нефти, %	1,15	1,15	1,47	1,6	2,2	1,24

Параметры	Объекты пробной эксплуатации					
	I объект	II объект – (I, II, III неокомские)			III (юрский)	IV (пермотриасовые)
		апт	I _{nc}	II _{nc}	III _{nc}	J ₃
Давление насыщения нефти газом, МПа	не опр.	не опр.			1,46	1,75
Газовый фактор, м ³ /т	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	16,82
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа×с	1,02	1,02	1,02	1,02	0,84 (по ан. с Мунайли)	0,6 (по ан. с Кулсары)
Средняя продуктивность, 10 м ³ /(сут×МПа)	-	-	-	0,0143	0,375	0,57
Начальные балансовые запасы нефти, млн.т						
в том числе: по категории C ₁	47	58	299	94	574	153
по категории C ₂	13	30	1101	795	854	53
Начальные извлекаемые запасы нефти, млн. т						
в том числе: по категории C ₁	9	12	60	19	172	46
по категории C ₂	3	6	220	159	256	16
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.						
в том числе: по категории C ₁	0,191	0,207	0,201	0,202	0,3	0,301
по категории C ₂	0,231	0,2	0,2	0,2	0,3	0,302

Примечание: «*» по аналогии с I верхнеюрский
«**» по аналогии со II объектом

3.5 Расчет запасов нефти проектных скважин. Общая площадь участка пробной эксплуатации, расположение проектных скважин и их назначение

Для дальнейшего изучения геологического строения рекомендуется пробурить 3 опережающие-добывающие скважины №№101, 105 и 111, а также с целью продолжения мероприятий по доразведке рекомендуется пробурить одну оценочную КР-1.

Аптский горизонт (I объект). Продуктивный горизонт опробован в скважинах №109 и 106, где по скважине 109 получен приток нефти. Запасы нефти оценены по категориям C₁ и C₂.

Скважина 109 пробурена в рамках проекта ППЭ пробурена в северной части залежи и получен приток нефти дебитом 4,3 м³/сут из интервала перфорации 758-760 м.

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта.

Скважина 106 пробурена в рамках проекта ППЭ пробурена в южной части залежи, опробования не было и нефтенасыщенные толщины выделены по ГИС.

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта

I, II, III неокомские горизонты (II объект). Продуктивный горизонт опробован в скважинах Г-1, Г-3, Г-6, 106, где по скважинам Г-1, Г-3, Г-6, получены притоки нефти. Запасы нефти оценены по категориям C₁ и C₂.

Скважина Г-1 пробурена в рамках проекта ППЭ пробурена в западной части залежи. Из интервала перфорации 969-972 м получен приток нефти дебитом 0,24 м³/сут, из интервала 981-987 м – 2,0 м³/сут нефти, из интервала 992-994 м – 1,1 м³/сут нефти, из интервала 1031 - 1039 м – 2,7 м³/сут нефти.

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта.

Скважина Г-3 пробурена в рамках проекта ППЭ пробурена в восточной части залежи. Из интервала перфорации 1040 – 1051 м получен приток нефти дебитом 0,2 м³/сут.

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта.

Скважина Г-6 пробурена в рамках проекта ППЭ пробурена в северной части залежи. Из интервала перфорации 902-907м получен приток нефти дебитом 1,0 м³/сут, из интервалов 970-983 – 1 м³/сут, из интервалов 1030-1036 – 1,04 м³/сут.

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта.

Скважина 111 опережающая добывающая, закладывается в южной части залежи.

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта.

И-среднеюрский, I верхнеюрский горизонт (III объект). Продуктивный горизонт опробован в скважинах №1, 3, 106, где по скважинам 1 и 106, получены притоки нефти. Запасы нефти оценены по категориям С₁ и С₂.

Скважина Г-1 пробурена в рамках проекта ППЭ пробурена в центральной части залежи. Из интервала перфорации 1123 – 1128 м, 1131-1135 м получены притоки нефти дебитом 7,8 м³/сут, из интервалов 1153 - 1160м– 36,5 м³/сут, из интервалов 1268 – 1271 м – 0,6 м³/сут.

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта.

Скважина 106 пробурена в рамках проекта ППЭ пробурена в западной части залежи. Из интервала перфорации 1128 – 1138 м получены притоки нефти дебитом 8,8 м³/сут.

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта.

Скважина 101 опережающая добывающая закладывается в центральной части залежи, на границе категорий запасов С₁ и С₂.

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта, и перевод запасов из категории C_2 в C_1 при получении промышленных приокв нефти. Перевод запасов необходимо провести по радиусу контура питания.

Пермотриасовый горизонт (IV объект). Продуктивный горизонт опробован в скважинах Г-1 и 104, где по скважинам Г-1 и 104, получены притоки нефти. Запасы нефти оценены по категориям C_1 и C_2 .

Скважина Г-1 пробурена в рамках проекта ППЭ пробурена в центральной части залежи. Из интервала перфорации 1680-1689 м получены притоки нефти дебитом 20,5 м³/сут, из интервалов 1706-1716 м– 12,5 м³/сут.

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта.

Скважина 104 пробурена в рамках проекта ППЭ пробурена в центральной части залежи. Из интервала перфорации 1645-1651м получен приток нефти дебитом 16,0 м³/сут.

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта.

Скважина 105 опережающая добывающая закладывается в центральной части залежи, на границе категорий запасов C_1 и C_2 .

Целью данной скважины является проведение пробной эксплуатации продуктивного горизонта, и перевод запасов из категории C_2 в C_1 при получении промышленных приокв нефти. Перевод запасов необходимо провести по радиусу контура питания.

В рамках доразведки закладывается скважина КР-1, с целью опробования неокомских и юрских горизонтов (Таблица 3.5.1).

В таблице 3.5.1 приведены ориентировочные запасы нефти, переводимые из категории C_2 в C_1 .

Таблица 3.5.1- Ориентировочные запасы нефти, переводимые из категории С₂ в С₁

горизонт	№скв	S, тыс.м2	Средняя нефтенасыще нная толщина, м	Открытая пористость , доли ед.	Нефтенасыщ енность, доли ед.	Плотност ь нефти, кг/м ³	Начальны е балансовы е запасы нефти, тыс.т	Коэффициен т извлечения нефти, доли ед.	Начальные извлекаемы е запасы нефти, тыс. т
II неокомский горизонт	КР-1	378,29	5,3	0,27	0,57	0,9086	280,4	0,200	56,1
III неокомский горизонт	КР-1	187,65	8,8	0,27	0,48	0,9003	192,7	0,200	38,5
III объект юрский горизонт	КР-1	183,51	6,5	0,25	0,54	0,9057	145,8	0,199	29,0
III объект юрский горизонт	101	96,45	8	0,25	0,54	0,9057	94,3	0,199	18,8
IV объект пермотриасовый горизонт	105	23,13	6	0,14	0,49	0,8531	8,1	0,290	2,4
	всего						721,3		144,7

3.6 Методы воздействия по увеличению продуктивности скважин

На данном этапе, в период проведения пробной эксплуатации, новые методы воздействия по увеличению продуктивности скважин не предусматривается.

3.7 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

По способу воздействия на пласт месторождение Караган в период пробной эксплуатации будет функционировать без поддержания пластового давления. Тем не менее, в процессе эксплуатации возможно появление попутной воды. Для закачка попутной воды предусматривается перевод скважины Г-3 под нагнетание воды в законтурную часть II-неокомского горизонта.

3.8 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации

Принимая во внимания изученность месторождения, можно однозначно сказать, что эксплуатацию скважин, предусматривается вести механизированным способом.

Принимая во внимание недостаточную изученность параметров, необходимых для достоверного расчета объема добычи нефти, темпа развития обводненности и активность водоносной зоны на данной стадии работ, для расчета динамики добычи входные дебиты скважин были рассчитаны на имеющемся материале гидродинамических исследований, проведенных в поисково-разведочных скважинах.

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике, учитывающей всю имеющуюся информацию по месторождению. Параметры залежей приведены в таблице 3.4.1.

В данной методике в качестве основных параметров рассматривают:

- средний коэффициент продуктивности;
- соотношение коэффициентов подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях;
- коэффициент надежности расчетов;
- балансовые запасы нефти;
- общее число скважин, дебит скважин;
- начальные извлекаемые запасы.

При недостаточном объеме информации в период составления проекта пробной эксплуатации залежей можно воспользоваться существующей математической зависимостью, которая учитывает снижение добычи нефти при недостатке исследований.

В этих условиях прогноз добычи нефти ведется с формулы дебита системы скважин, эксплуатирующей непрерывный неограниченный пласт, обладающий упругими свойствами:

$$q = \eta \cdot n_0 \cdot (P_{nl}^0 - P_{заб}) \cdot \varphi \cdot \xi$$

где: η - средний коэффициент продуктивности скважин;

n_0 - общее число скважин;

P_{nl}^0 - начальное пластовое давление в залежи;

$P_{заб}$ - начальное забойное давление добывающих скважин;

φ - функция относительной производительности скважин;

ξ - коэффициент, уменьшающий проектный дебит по сравнению с расчетным для условий постоянно работающих скважин, однородных пластов и достоверно известной их продуктивности.

Понижающий коэффициент представляем в виде произведения трех коэффициентов:

$$\xi = \xi_1 \cdot \xi_2 \cdot \xi_3$$

здесь: ξ_1 - коэффициент эксплуатации;

ξ_2 - коэффициент, учитывающий отрицательное влияние зональной неоднородности пластов.

$$\xi_2 = \frac{1}{1 + (0,5 \cdot V_3^2 + 2,3 \cdot \omega^2) \cdot \frac{S'}{d^2}};$$

где: V_3^2 - показатель зональной неоднородности по проницаемости; ω - прерывистость, т.е. доля коллектора по площади нефтяных пластов; S' - площадь залежи, приходящаяся на одну скважину; d - линейный размер или шаг случайного изменения коллекторских свойств пластов, такими зонами различной проницаемости моделируется зональная неоднородность пластов;

ξ_3 - коэффициент, учитывающий возможную неточность определения среднего значения коэффициента продуктивности при ограниченном числе исследованных скважин и неоднородности скважин по продуктивности, резервирующая часть расчетной производительности с тем, чтобы обеспечить проектный дебит с заданной надежностью не менее 90%.

4. ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОбНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Прогноз технологических показателей выполнен для разработки в течение пробной эксплуатации на 3 года (01.05.2025-30.04.2028гг.).

В период пробной эксплуатации предусматривается:

- вывод из консервации 6-ти скважин (Г-1, Г-3, Г-6, 104, 106 и 109)
- бурение 3-х опережающих добывающих скважин 101, 105 и 111.
- перевод скважины Г-3 под нагнетание воды в законтурную часть П-неокомского горизонта
- а также с целью продолжения мероприятий по доразведке рекомендуется пробурить одну оценочную КР-1.

В основу расчетов проектных показателей пробной эксплуатации скважин положены фактические данные о дебитах скважин, полученных при опробовании и эксплуатации скважин. Для технологических расчетов значения начальных дебитов проектных скважин в зависимости от местоположения представлены в таблице 4.1.1

Расчет динамики добычи по годам проводился с учетом запланированного темпа ввода скважин из бурения (таблица 4.1.2).

С учетом необходимости выполнения значительного объема исследовательских работ (опробование, гидродинамические исследования скважин), требующих оценки динамики параметров в течение продолжительного периода, прогноз технологических показателей рассчитан на 3 года, до 30.04.2028 г.

Коэффициент эксплуатации скважин принят на уровне 0,9 д.ед., что связано с проведением исследовательских работ. Коэффициент использования фонда скважин принят на уровне 1,0 д.ед.

Проектные показатели пробной эксплуатации месторождения приведены в таблицах 4.1.3-4.1.13.

Таким образом, в целом фонд скважин к концу периода пробной эксплуатации, т.е. к 30.04.2028 г., составит 10 единиц, в т.ч. ранее пробуренные 6 скважин (№№ Г-1, Г-3, Г-6, 104, 106 и 109), 3 проектные опережающие- добывающие скважины (№№101, 105 и 111), а также оценочная скважина КР-1.

При этом в целом по месторождению прогнозная добыча нефти за 2025, 2026, 2027 и 2028 гг годы составит, соответственно, 9,13 тыс.т, 14,65 тыс.т, 16,64 тыс.т и 5,72 тыс.т. Накопленная добыча нефти к 30.04.2028 г. в целом по месторождению составит 72,72 тыс. т нефти.

Таблица 4.1.1- Фактические дебиты пробуренных и ожидаемых дебитов проектных скважин

№ п/п	№ скв.	Дата ввода	Статус	Объект	qn, т/сут	qж, т/сут	обв-ть, %
1	109	01.05.2025	Из консервации	I	3,0	3,0	1,04
2	Г-6	01.05.2025	Из консервации	II	3,3	3,3	0,70
3	проект 111	01.07.2027	Ввод из бурения	II	1,8	1,8	0,50
4	106	01.05.2025	Из консервации	III	7,9	8,0	1,04
5	проект 101	01.08.2025	Ввод из бурения	III	11,9	12,0	0,60
6	Г-1	01.05.2025	Из консервации	IV	9,9	10,0	1,04
7	104	01.05.2025	Из консервации	IV	9,9	10,0	1,04
8	проект 105	01.04.2027	Ввод из бурения	IV	8,9	9,0	1,19

Таблица 4.1.2- Показатели добычи нефти по скважинам

№ п/п	№ скв.	Дата ввода	Статус	Объект	Ожидаемая добыча нефти, тыс.тонн			
					8 мес.2025	2026	2027	4 мес.2028
1	109	01.05.2025	Из консервации	I	0,65	0,95	0,91	0,30
2	Г-6	01.05.2025	Из консервации	II	0,72	1,06	1,03	0,34
3	проект 111	01.07.2027	Ввод из бурения	II	0,00	0,00	0,30	0,19
4	106	01.05.2025	Из консервации	III	1,75	2,52	2,43	0,79
5	проект 101	01.08.2025	Ввод из бурения	III	1,64	3,82	3,68	1,19
6	Г-1	01.05.2025	Из консервации	IV	2,18	3,15	3,04	0,98
7	104	01.05.2025	Из консервации	IV	2,18	3,15	3,04	0,98
8	проект 105	01.04.2027	Ввод из бурения	IV	0,00	0,00	2,20	0,95
Итого					9,13	14,65	16,64	5,72

Таблица 4.1.3- Характеристика основного фонда скважин по объекту I

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, шт			Ввод скважин из консервации, шт	Эксплуатационное бурение, тыс. м.	Выбытие скважин		Фонд опережающих добывающих скважин на конец периода	Фонд нагнетательных скважин на конец периода	Среднегодовой дебит на 1 скважину			Приемистость 1 нагнетательной, скважины, м ³ /сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных			всего	нагнетательных			нефти, т/сут	жидкости, т/сут	Газа, тыс.м ³ /сут	
1	2	3	4	6	7	8	9	10	13	14	15	16	17
8 мес 2025	0	0	0	1		0	0	1		2,97	3,00	0,023	
2026	0	0	0	0		0	0	1		2,88	3,00	0,022	
2027	0	0	0	0		0	0	1		2,78	3,00	0,021	
4 мес 2028	0	0	0	0		0	0	1		2,71	3,00	0,021	

Таблица 4.1.4- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту I

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Тем отбора от НИЗ, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т.	Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс. м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м ³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	13	14	15	16	17
8 мес 2025	0,65	7,3	14,0	4,32	48,0	0,092	0,66	4,33	1,0				0,005	0,033
2026	0,95	10,5	25,4	5,27	58,5	0,112	0,99	5,32	4,0				0,007	0,041
2027	0,91	10,1	32,4	6,18	68,7	0,132	0,99	6,30	7,4				0,007	0,048
4 мес 2028	0,30	3,3	11,7	6,48	72,0	0,138	0,33	6,63	9,6				0,002	0,050

Таблица 4.1.5- Характеристика основного фонда скважин по объекту II

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, шт			Ввод скважин из консервации, шт	Эксплуатационное бурение, тыс. м.	Выбытие скважин		Фонд опережающих добывающих скважин на конец периода	Фонд нагнетательных скважин на конец периода	Среднегодовой дебит на 1 скважину			Приемистость 1 нагнетательной, скважины, м ³ /сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных			всего	нагнетательных			нефти, т/сут	жидкости, т/сут	Газа, тыс.м ³ /сут	
1	2	3	4	6	7	8	9	10	13	14	15	16	17
8 мес 2025	0	0	0	1		0	0	1		3,28	3,30	0,025	
2026	0	0	0	0		0	0	1		3,21	3,30	0,025	
2027	1	1	0	0	1,8	0	0	2		2,69	2,80	0,021	
4 мес 2028	0	0	0	0		0	0	2		2,43	2,55	0,019	

Таблица 4.1.6- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту II

Годы и периоды	Добыча нефти тыс. т	Тем отбора от НИЗ, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т.	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т.	Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс. м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м ³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	13	14	15	16	17
8 мес 2025	0,72	0,79	0,82	3,04	3,34	0,007	0,73	3,04	0,7	0,08	0,08		0,006	0,023
2026	1,06	1,16	1,21	4,09	4,50	0,009	1,08	4,12	2,7	0,50	0,58		0,008	0,031
2027	1,33	1,46	1,55	5,42	5,95	0,012	1,38	5,51	4,0	0,98	1,56		0,010	0,042
4 мес 2028	0,53	0,58	0,62	5,95	6,53	0,013	0,56	6,06	4,7	0,44	2,01		0,004	0,046

Таблица 4.1.7- Характеристика основного фонда скважин по объекту Ш

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, шт			Ввод скважин из консервации, шт	Эксплуатационное бурение, тыс. м.	Выбытие скважин		Фонд опережающих добывающих скважин на конец периода	Фонд нагнетательных скважин на конец периода	Среднегодовой дебит на 1 скважину			Приемистость 1 нагнетательной скважины, м3/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных			всего	нагнетательных			нефти, т/сут	жидкости, т/сут	Газа, тыс.м3/сут	
1	2	3	4	6	7	8	9	10	13	14	15	16	17
8 мес 2025	1	1	0	1	1,8	0	0	2		9,5	9,5	0,1	
2026	0	0	0	0	1,8	0	0	2		9,7	10,0	0,1	
2027	0	0	0	0	1,8	0	0	2		9,3	10,0	0,1	
4 мес 2028	0	0	0	0	1,8	0	0	2		9,1	10,0	0,1	

Таблица 4.1.8- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту Ш

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Тем отбора от НИЗ, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т.	Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс. м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м ³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	13	14	15	16	17
8 мес 2025	3,39	1,96	2,27	23,97	13,86	0,04	3,42	24,00	0,83				0,026	0,18
2026	6,34	3,67	4,45	30,32	17,52	0,05	6,57	30,57	3,46				0,049	0,23
2027	6,12	3,54	4,48	36,43	21,06	0,06	6,57	37,14	6,87				0,047	0,28
4 мес 2028	1,98	1,14	1,47	38,41	22,20	0,07	2,18	39,32	9,08				0,015	0,30

Таблица 4.1.9- Характеристика основного фонда скважин по объекту IV

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, шт			Ввод скважин из консервации, шт	Эксплуатационное бурение, тыс. м.	Выбытие скважин		Фонд опережающих добывающих скважин на конец периода	Фонд нагнетательных скважин на конец периода	Среднегодовой дебит на 1 скважину			Приспособность 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных			всего	нагнетательных			нефти, т/сут	жидкости, т/сут	Газа, тыс.м ³ /сут	
1	2	3	4	6	7	8	9	10	13	14	15	16	17
8 мес 2025	0	0	0	2	0	0	0	2		9,9	10,0	0,2	
2026	0	0	0	0	0	0	0	2		9,6	10,0	0,2	
2027	1	1	0	0	1,8	0	0	3		9,2	9,7	0,2	
4 мес 2028	0	0	0	0	1,8	0	0	3		8,9	9,7	0,2	

Таблица 4.1.10- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту IV

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Тем отбора от НИЗ, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т.	Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс. м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м ³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	13	14	15	16	17
8 мес 2025	4,36	9,5	10,5	4,36	9,5	0,03	4,41	4,41	1,04				0,07	0,07
2026	6,31	13,7	17,9	10,67	23,2	0,07	6,57	10,98	3,98				0,11	0,18
2027	8,29	18,0	30,6	18,96	41,2	0,12	8,80	19,78	5,81				0,14	0,32
4 мес 2028	2,92	6,3	12,1	21,88	47,6	0,14	3,16	22,94	7,57				0,05	0,37

Таблица 4.1.11- Характеристика основного фонда скважин по месторождению

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, шт			Ввод скважин из консервации, шт	Эксплуатационное бурение, тыс. м.	Выбытие скважин		Фонд опережающих добывающих скважин на конец периода	Фонд нагнетательных скважин на конец периода	Среднегодовой дебит на 1 скважину			Приемистость 1 нагнетательной, скважины, м3/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных			всего	нагнетательных			нефти, т/сут	жидкости, т/сут	Газа, тыс.м3/сут	
1	2	3	4	6	7	8	9	10	13	14	15	16	17
8 мес 2025	1	1	0	5	1,8	0	0	6	0	7,4	7,4	0,1	
2026	0	0	0	0	1,8	0	0	6	0	7,4	7,7	0,1	
2027	2	2	0	0	5,4	0	0	8	0	7,0	7,4	0,1	
4 мес 2028	0	0	0	0	5,4	0	0	8	0	6,6	7,1	0,1	

Таблица 4.1.12- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по месторождению

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Тем отбора от НИЗ, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т.	Накопленная добыча жидкости, тыс. т.	Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс. м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. м ³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	13	14	15	16	17
8 мес 2025	9,13	2,86	3,22	35,69	11,19	0,03	9,22	35,78	0,94	0,08	0,08		0,11	0,31
2026	14,65	4,59	5,45	50,35	15,78	0,04	15,21	50,99	3,66	0,50	0,58		0,17	0,49
2027	16,64	5,22	6,60	66,99	21,00	0,05	17,74	68,73	6,15	0,98	1,56		0,20	0,69

4 мес 2028	5,72	1,79	2,32	72,72	22,79	0,06	6,22	74,94	7,95	0,44	2,01		0,07	0,76
------------	------	------	------	-------	-------	------	------	-------	------	------	------	--	------	------

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

Задача, которая поставлена данным ППЭ, состоит в получении и анализе данных для уточнения геологического строения месторождения, контроля за изменением технологических параметров работы скважин и промысловых характеристик пластовой системы в течение всего времени реализации проекта.

Эффективность контроля за процессом пробной эксплуатации зависит от наличия полной и качественной информации о гидродинамических параметрах продуктивных пластов, емкостно-фильтрационных свойств пластов-коллекторов, технического состояния скважин и т.д. В связи с этим, для получения более полной информации, в Проекте предусмотрен комплекс необходимого объема исследовательских работ.

Получение такой информации обеспечивается качественным выполнением комплекса гидродинамических и промыслово-геофизических методов исследований пластов и скважин в сочетании с промысловыми данными и результатами лабораторных исследований керна и пластовых флюидов.

По всем вновь вводимым скважинам необходимо после ввода их в эксплуатацию проводить полный комплекс разовых промыслово-гидродинамических исследований.

5.1 Цели и направления исследовательских работ

Исследовательские работы планируется провести как в новых разведочных скважинах, так и в опережающих добывающих скважинах для получения достоверной информации по следующим направлениям:

1. Геофизические исследования скважин для определения и уточнения литологического состава и стратиграфического расчленения продуктивных коллекторов и перекрывающих покрышек, их площадной корреляции, определения коллекторских свойств пород, характера их текущей нефтенасыщенности и эффективных нефтенасыщенных толщин.

2. Отбор и анализ образцов керна с целью установления структурно-текстурных, литологических особенностей пород в перспективных интервалах разреза с целью построения петрофизической модели.

3. Отбор глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов с последующим проведением лабораторных исследований целью получения исчерпывающих данных об их свойствах и составе.

4. Гидродинамические исследования скважин для определения коэффициентов продуктивности, оптимальных режимов работы скважин, промысловых параметров, а также

гидродинамической связанности пластов-коллекторов.

5. Гидропрослушивание скважин для определения степени гидродинамической разобщенности пластовых резервуаров и установления меры влияния тектонических нарушений и литологических замещений на формирование режимов пробной эксплуатации.

6. Изучение возможного образования смол и парафина, разработка мероприятий по предотвращению их выпадения в призабойной зоне и по стволу скважин.

7. Контроль за выносом мех.примесей для оценки устойчивости зон коллекторов.

5.2 Программа испытаний и контроля за пробной эксплуатацией

Для доизучения месторождения, обоснования подсчетных параметров, оценки запасов по промышленным категориям и получения данных для составления подсчета запасов рекомендуется выполнить программу исследований представленные в таблице 5.2.1.

В процессе пробной эксплуатации необходимо проведение следующего объема исследовательских работ:

- замеры пластового и забойного давлений скважин глубинными манометрами и другими методами с последующим определением градиента давления и температуры;
- замеры дебитов скважин на поверхности индивидуальными или передвижными автоматическими замерными установками и приборами по ГИС-к, для определения характера насыщения;
- замеры газового фактора;
- определение обводненности продукции скважин по пробам жидкости, отобранным на выкидных линиях или в группах замерных установок;
- гидродинамические исследования скважин на стационарных и нестационарных режимах;
- экспериментальной программы исследовательских работ по определению рационального забойного давления в добывающих скважинах
- отбор и лабораторные исследования глубинных и поверхностных проб продукции скважин;
- замеры количества взвешенных частиц и солевого состава закачиваемой воды.

Рекомендуемая периодичность замеров и исследований составляет (таблица 5.2.1):

- замеры пластового давления - не реже одного раза в месяц в действующих оценочных, опережающих добывающих скважинах;

- замеры забойного давления - не реже одного раза в месяц в действующих оценочных, опережающих добывающих скважинах;
- замеры дебитов нефти, жидкости, газа, буферного и затрубного давления оценочных, опережающих добывающих скважин - ежедневно;
- перечисленный комплекс измерений проводится одновременно по каждой новой скважине, а также до и после осуществления какого-либо геолого-технического мероприятия;
- гидродинамические исследования должны выполняться по каждой скважине после ввода ее в эксплуатацию, а также до и после осуществления какого-либо геолого-технического мероприятия;
- с целью определения зависимости уменьшения коэффициента продуктивности от уровня снижения забойного давления относительно давления насыщения необходимо провести режимные исследования, не менее трёх режимов с забойными давлениями ниже давления насыщения с замером дебитов нефти и газового фактора (экспериментальная программа исследовательских работ по определению рационального забойного давления в добывающих скважинах).

Таблица 5.2.1- Комплекс исследовательских работ на период пробной эксплуатации

№	Виды исследований	Периодичность
1	Замер дебитов нефти, жидкости, газа, буферного и затрубного давления	При опробовании - не менее трех на каждом режиме. При пробной эксплуатации – 1 раз в день
2	Определение обводненности продукции.	1 раз в день
3	Определение газового фактора	1 раз в день
4	Определение пластового давления	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ
	по переходящим	1 раз в 3 месяца
5	Определение забойного давления (статический, динамический уровни) и пластовой температуры	1 раз 3 месяца
6	Исследование МУО (не менее, чем на 3 режимах)	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ (до/после)
7	Экспериментальная программа исследовательских работ по определению рационального забойного давления в добывающих скважинах	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах
8	Исследование методом КВД с определением	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ (до/после)
	Исследование профиля притока, определение источников и интервалов обводнения пластов, вскрытых перфорацией (комплекс ПГИ)	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ
9	по переходящим	Не реже 1 раза в год и при ГТМ (до/после)
10	Отбор глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа	Глубинные пробы – разовые исследования по новым скважинам; в процессе пробной эксплуатации – один раз в год. Поверхностные пробы – раз в полгода.
11	Отбор проб и химический анализ пластовой воды	При наличии воды в продукции скважины - 1 раз в квартал
12	Контроль положения флюидных контактов и оценка изменения насыщенности	При ГТМ 1 раз в год.

5.3 Отбор керна и шлама

Отбор керна в оценочной скважине предусмотрен для изучения нефтегазоносных интервалов и получения предварительной информации о фильтрационно-емкостных свойствах пород.

Интервалы отбора керна запроектированы с учетом изученности разреза в данном регионе и в соответствии с методическими указаниями по оптимизации условий отбора керна и количества учитываемых образцов. Проектом определены ориентировочные интервалы отбора керна из перспективных интервалов разреза, которые будут корректированы в процессе бурения скважин. Отбор керна производится в соответствии с геолого-техническим нарядом из перспективных участков разреза, а также при проявлениях прямых признаков нефти и газа по данным газового каротажа и по шламу в процессе бурения – и в других изначально не предусмотренных участках разреза.

Отбор керна рекомендуется производить с помощью керноотборочных снарядов с использованием фиброглассовых грунтоносов. Интервал отбора керна предусматривается по 18м. Вынос керна планируется не менее 100% от каждого долбления с отбором керна. Консервация керна осуществляется разрезанием фиброглассовых грунтоносов длиной по 1 метру и перед закрытием обоих концов, керн из перспективных интервалов должны быть кратко описаны, по концам снабжены этикетками, на которых указывается площадь, номер скважины, номер образца, интервал отбора.

Полное описание образцов осуществляется в лабораторных условиях.

Отбор шлама начинается с глубины башмака кондуктора и продолжается через каждые 5 м проходки, а в случае проявления признаков углеводородов отбор шлама необходимо производить через 1 м проходки скважины. Отобранный шлам должен быть изучен через микроскоп и описан на месте.

В процессе бурения ведется тщательное наблюдение за нефтегазопоявлениями – появлением пленок нефти или пузырьков газа в восходящем потоке бурового раствора.

При испытании продуктивных горизонтов, в случае получения промышленных притоков нефти и газа производится отбор проб флюидов на физико-химический анализ, а также отбирается проба воды при водопоявлениях в процессе испытания.

Сведения о предполагаемых интервалах отбора керна и шлама из проектируемых поисково-разведочных скважин приведены ниже в таблице 5.3.1.

Таблица 5.3.1- Проектные интервалы отбора керна и шлама

Интервал отбора керна	Глубина, м	Всего	% отбора	Интервал отбора шлама
1720-1756, 1750-1786, 1310-1346	1800	108 м	6	в интервале 0-1800м отбор шлама через каждые 5 м, в случае проявления признаков углеводородов через каждые 1 м.

5.4 Геофизические и геохимические исследования

Геофизические исследования в проектируемой оценочной скважине следует выполнять приборами, обладающими лучшей калибровкой и меньшей погрешностью при регистрации данных. В качестве Подрядчика необходимо привлечь хорошо известные компании в данной области исследований, выбранные на конкурсной основе. Геофизические исследования, предусмотренные настоящим проектом, включают в себя выполнение заданного объема комплекса промыслово-геофизических исследований. Комплекс будет включать электрометрические, акустические, радиометрические методы исследований, газовый каротаж, геохимические исследования, вертикальное сейсмическое профилирование, а также отбор проб флюидов. После спуска колонны и цементирования ее предусматривается оценка качества цементирования акустическим методом.

Прострелочно-взрывные работы производятся с помощью перфораторов на НКТ с привязкой их по ГК по глубине к интервалу вскрытия объекта и контроля за результатом перфорации локатором муфт. Перечень и интервалы выполняемых геофизических работ в поисково-разведочных скважинах приведены ниже в таблице 13, которые могут быть уточнены при составлении Технического проекта строительства поисково-разведочных скважин.

С целью изучения волнового поля во внутренних точках среды, привязки отраженных волн, наблюдаемых при регистрации на поверхности земли, установления связей между кинематическими и динамическими характеристиками различных типов волн и физическими свойствами разреза, определения формы и строения геологических объектов в межскважинном и околоскважинном пространстве для решения геологических, геологопромысловых и других задач на этапах поиска, разведки, освоения и эксплуатации месторождений нефти планируется предварительно.

Таблица 5.4.1- – Комплекс ГИС в скважине

Наименование работ	Масштаб записи	Интервал записи, м	Примечание
1. Радиоактивный каротаж (GR, CNL), ПС, КС (стандартный зонд) и Кавернометрия, Профилеметрия, Термометрия,	1: 500	0-700	

Инклинометрия.	25-50м		
2. Радиоактивный каротаж (GR, CNL); Акустический каротаж (BHC); Резистивометрия (DIT); ПС, КС (стандартный зонд), Кавернометрия, Термометрия, Профилеметрия. Инклинометрия.	1:500 25-50м	700-1800 700-1300	
3. Широкополосный индукционный каротаж (AIT); Акустический каротаж (SL); Радиоактивный каротаж (GR, CNL); Гамма-плотностной каротаж (LDT); Диэлектрический каротаж (EPT); Фокусированный боковой каротаж (MSFL, LLS, LLD); Гамма-спектрометрический каротаж (NGS); ПС, КС (стандартный зонд), Кавернометрия, Профилеметрия, Термометрия.	1:200	700-1800 700-1300	
4. Ядерно-магнитный резонанс (CMR); Микросканирование стенки скважины (FMI); RFT или MDT.	1:200	В интервале продуктивных пластов	При необходимости получения дополнительной информации
5. Отбор проб на каротажном кабеле (FMT).		В интервале продуктивных пластов	По результатам ГИС
7. Геолого-технологические исследования и ГК.	1:200	0-1800 0-1300	Станция ГТИ
8. Акустическая цементометрия.	1:500 1:200	0-700 700-1800 700-1300	

Примечание: Комплекс геолого-геофизических исследований в скважине будет корректироваться.

5.5 Опробование, испытание и исследование скважин

Учитывая опыт бурения на указанные отложения были выбраны интервалы для испытания продуктивных объектов в колонне. Вскрытие возможно продуктивных горизонтов в процессе бурения производится при параметрах промывочной жидкости, соответствующих геологическим условиям и максимально снижающим неблагоприятные последствия загрязнения шламом призабойной части ствола, кольматации коллекторов, затрудняющих и осложняющих испытание пластов на продуктивность. Параметры промывочной жидкости и технические средства очистки скважин от выбуренных пород и шлама должны быть предусмотрены в Техническом проекте на бурение разведочных скважин.

Оценка вскрытого разреза на нефтегазонасыщенность производится геологической и геофизической группой на основании наблюдений, проведенных в процессе бурения скважины, показаний газового каротажа станции ГТИ, признаков нефти в керне, нефтегазопроявлений и разгазирования промывочной жидкости и комплексной интерпретации промыслово-геофизических материалов.

При положительной оценке опробование и испытание предусмотрено по трем объектам. Однако количество таких объектов и конкретные интервалы их опробования в

эксплуатационной колонне будут уточнены по данным ГИС и включены в план опробования. После спуска и цементирования эксплуатационной колонны производится оборудование устья скважины фонтанной арматурой в соответствии с типовой схемой обвязки устья скважин при освоении (сепаратор, замерные и нефтесборные емкости, факел и т.д.). Проверка эксплуатационной и технической колонны на герметичность производится двумя методами:

Опрессовкой водой и воздухом;

Снижением уровня жидкости в колонне на $2/3$ глубины скважины.

Опробование объектов производится снизу-вверх.

Перфорация продуктивных горизонтов будет проводиться перфораторами на НКТ из расчета 14-16 отверстий на 1 погонный метр.

В процессе испытания продуктивных горизонтов производится полный комплекс исследований, характеризующих производительность скважины на различных режимах, начальные пластовые давления и температура пласта, забойные и устьевые давления, изменение поступления флюидов при смене штуцера и т.п. По результатам исследований строится индикаторная диаграмма, кривая восстановления давления, расчетным путем определяются коэффициенты продуктивности, гидропроводности, проницаемости и абсолютно свободный дебит скважины.

Исследование газопродуктивных пластов с содержанием конденсата производится по специальной программе с учетом выбора оптимальных режимов с целью определения конденсатно-газового фактора и содержания стабильного конденсата.

В зависимости от характера притока пластовых флюидов применяются фонтанный метод исследования или метод прослеживания уровня:

в фонтанирующих скважинах после очистки забоя и ствола скважины и стабилизации притока, и устьевых давлений, скважина закрывается на восстановление пластового давления и замеряется начальное пластовое давление.

Замер дебитов нефти и газа, изменение устьевых и забойных давлений на различных режимах будут фиксироваться забойными манометрами. В процессе испытания отбираются поверхностные пробы флюидов с целью определения физико-химических свойств, количества механических примесей и процентного содержания воды. Для исследования нефти в пластовых условиях, с целью определения давления насыщения нефтяных залежей газом и газосодержания, отбираются глубинные пробы нефти из работающих горизонтов. Исследование объекта завершается снятием пластового давления и не менее 24 часового его восстановления. Исследование профиля притока нефти и газа

производится по дополнительному плану.

Для полноценного исследования объекта должны быть определены:

дебит нефти, газа, воды, сырого конденсата на каждом режиме;

забойное давление на всех режимах;

устьевое давление (буферное и затрубное) на всех режимах;

начальное и конечное пластовое давление;

пластовая температура.

После завершения работ на исследуемом объекте, для перехода на вышележащий объект, скважина задавливается буровым раствором, над интервалом перфорации устанавливается пакер с обратным клапаном, производится закачка цементного раствора в интервал перфорации под давлением. Затем над пакером устанавливается цементный мост высотой не менее 50 м.

5.6 Лабораторные исследования

В соответствии с задачами разведочного бурения и на основе прогнозируемого выноса керна и возможного количества нефтегазоносных объектов определены объемы лабораторных исследований керна и пластовых флюидов.

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

Проектируемые виды и объемы лабораторных исследований керна и флюидов по оценочной скважине приведены в таблице 5.6.1.

Отбор образцов пород и нефти будет корректироваться геологической службой Заказчика.

Таблица 5.6.1–Виды и объемы лабораторных исследований керна и флюидов

№ п/п	Наименование работ	Ед. изм.	Объем работ
1	Стратиграфические исследования	Образец	5
2	Полный минералогический анализ пород	Образец	15
4	Определение гранулометрического состава	Образец	10
5	Микроскопический анализ шлифов	Проба	15
6	Микрофаунистический анализ	Образец	15 (по керну) 30 (по шламу)
7	Определение пористости и плотности	Образец	10
8	Определение проницаемости	Образец	10
9	Определение нефтегазонасыщенности	Образец	10
10	Комплексное исследование глубинных проб пластового флюида или рекомбинированных проб (PVT) методом расширения постоянной массы, дифференциального разгазирования и определения условия сепарации	Проба	12
11	Анализ пластовой воды	Проба	5
12	Полный анализ газа и поверхностных проб	Проба	36

	нефти		
--	-------	--	--

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

6.1 Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

По результатам исследований продукции, извлеченных из разведочных скважин, выполненных в процессе (геологоразведочных работ) ГРП в 1984–1987 гг. и анализа нефти и воды в ТОО «Научный аналитический центр» в 2006 г. нефти месторождения Караган характеризуются как высоковязкие, средней плотности. При этом свойства нефтей из различных горизонтов существенно отличаются.

Соответственно, при его разработке традиционные методы могут оказаться малоэффективными, поэтому в части добычи нефти необходимы поиски новых вариантов технологического процесса с использованием опыта разработки подобных месторождений, апробирование современных достижений науки в области химии нефти. Другим фактором, осложняющим разработку месторождения, является низкая проницаемость пород-коллекторов (по неокомским горизонтам – 123 мД, по I верхнеюрскому - 687 мД и по пермотриасовому горизонту – 20 мД), их расчлененность (число прослоев от 1 до 8).

При опробовании неокомских горизонтов методом компрессирования получены дебиты скважин 1,04-2,7 т/сут, фонтанные притоки по I верхнеюрскому и пермотриасовому горизонтам составили соответственно 5,1-36,5 т/сут и 7,5-20,5 т/сут. Пластовое давление по вышеперечисленным горизонтам соответственно равняется 10 МПа; 11,2 МПа и 16,5 МПа. Исходя из энергетической характеристики месторождения, можно предположить, что залежи будут разрабатываться при слабом водонапорном режиме. Это обосновывает рекомендации по переводу скважин неокомских горизонтов на механизированный способ добычи (ШГН) с самого начала после получения притоков пластового флюида фонтанным способом, с использованием для вызова притока компрессирование и свабирование. Первый верхнеюрский и пермотриасовый горизонты в первые годы планируется эксплуатировать фонтанным способом, с последующим апробированием механизированных способов добычи (ШГН, ЭВН).

Устьевое оборудование будет стандартным, устье скважин оборудуется колонной головкой ОКК1-21-146x245 и фонтанной арматурой АФК1-65x21.

Внутрискважинное оборудование – колонна НКТ 73x5,5.

Рекомендуемое устьевое оборудование пригодно для работы в резко континентальных климатических условиях (от - 40⁰ С до + 45⁰С), рассчитано на рабочее давление в 24 МПа и, кроме того, оборудовано контрольно–измерительными приборами.

Территории скважин должны быть обвалованы земляным валом радиусом 30 м, высотой не менее 0,8 м, шириной бровки по верху вала 0,5 м, откосы с заложением 1:1,5. Через обвалование устраивается пандус для проезда спецтехники с двух противоположных сторон (согласно ВНТП 3-85).

На всех скважинах должна быть предусмотрена возможность выполнения кольцевой (межтрубной) обработки скважин различными реагентами; непрерывная либо циклическая подача ингибиторов, предотвращающих образование гидратов, отложений смол, парафина и солей в выкидных линиях; а также подключение различного рода передвижной техники.

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Согласно технологической классификации, нефти продуктивных горизонтов месторождения Караган малопарафинистые (1,15-1,6 %), сернистые (0,54-0,67%), высокосмолистые (до 60%), с минимальным содержанием механических примесей и воды.

В процессе эксплуатации нефтяных скважин в условиях данного месторождения могут возникнуть осложнения в виде отложения смол, солей, гидратов на забое скважин и в зоне перфорации, на стенках НКТ и выкидных линий.

Для предупреждения и борьбы с указанными осложнениями могут быть использованы подъемные трубы с покрытием внутренних поверхностей специальными лаками, эмалями, а также тепловое воздействие обработкой горячей нефтью через трубное и затрубное пространство или механическая очистка специальными скребками.

В целях антикоррозийной защиты скважинного оборудования и выкидных линий могут быть использованы водорастворимые ингибиторы коррозии, для приготовления и дозировки которых рекомендуется применять блочные установки типа БР-2,5, ВР-10 или дозировочные насосы НД.

6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

На начальном этапе пробной эксплуатации сбор продукции со скважины планируется вести по следующей схеме: извлекаемая нефть, подогретая на устьевом нагревателе, отдельным шлейфом приходит в трехфазный сепаратор, в котором нефть отделяется от растворенного газа при давлениях от 1 до 5 кгс/см². Далее дегазированная нефть поступает в две накопительные емкости (рисунок 6.3.1) Отделенная от воды и мехпримесей нефть откачивается центробежными насосами, добавляется деэмульгатор и

подогревается в печах ПП-0,63. Подогретая нефть поступает в емкости объемом 70 м³, где проходит обессаливание. Таким образом очищенная и обессоленная нефть поступает в емкости для хранения товарной нефти объемом 80-70 м³ (всего три емкости).

По мере накопления, нефть из емкостей насосами подается на площадку налива в автоцистерны для вывоза с нефтепромысла. На случай аварийного слива нефти предусмотрена дренажная емкость объемом 12,5 м³. До завершения строительства объектов инфраструктуры нефтяной газ, выделившийся в сепараторе, будет использоваться в качестве топлива для печи подогрева пластовой жидкости и для поддержания работы дежурной горелки, остатки газа будут сжигаться на факеле.

На площадке сбора нефти предусмотрены емкости для сброса технической воды где, пройдя очистку, соответствующую нормам, указанным в разделе 6.4, будет закачиваться в нагнетательную скважину Г-3. Энергопитание силовых установок будет обеспечиваться дизельной станцией мощностью 75 кВт, для чего предполагается использовать емкость для хранения ГСМ. Факельная площадка, емкости для хранения нефти и ГСМ, дренажная емкость обваловываются высотой в 1 метр.

На заключительном этапе пробной эксплуатации планируется перейти на групповую систему сбора и подготовки нефти.

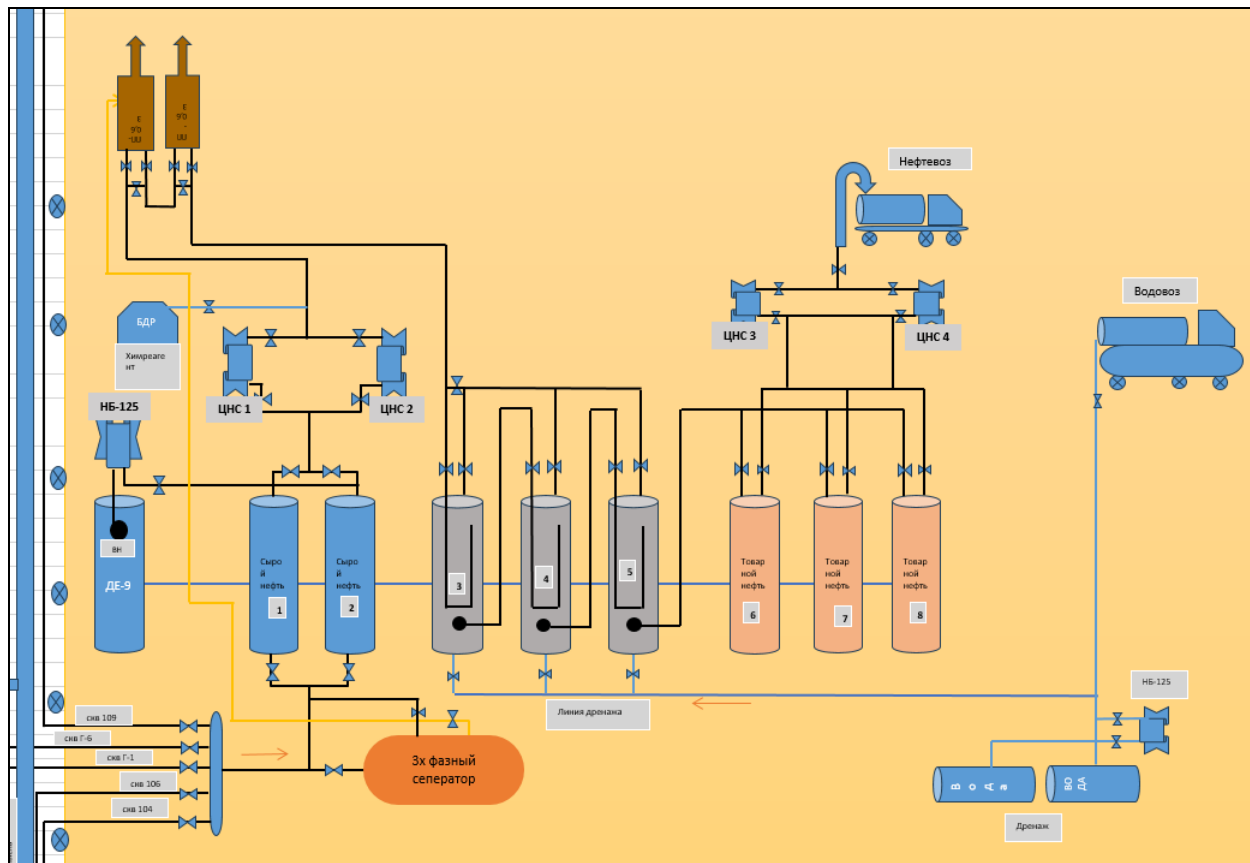


Рисунок 6.3.1 – Рекомендуемая система внутрипромыслового сбора нефти

6.4 Рекомендации к качеству воды, используемой для заводнения

В период пробной эксплуатации закачка воды предусматривается в скважину Г-3.

Требования к качеству воды согласно номенклатуре показателей по СТ РК 1662-2007 должны отвечать условиям:

- водородный показатель (рН). Должен равняться примерно 7, что соответствует наименьшей коррозионной активности воды.
- содержание гидрокарбонат-иона - не более 5 мг/моль*л.
- содержание кальций-иона - не нормируется.
- содержание магний-иона - не нормируется.
- содержание натрий и калий-иона - не нормируется.
- содержание хлор-иона - не нормируется.
- содержание сульфат-иона - не допускается.
- жесткость карбонатная - не более 5 мг/моль*л.
- показатель стабильности - вода должна быть стабильной.
- набухаемость пластовых глин - вода не должна приводить к набуханию пластовых глин основных продуктивных горизонтов.

На месторождении рекомендуется следующая технологическая система ППД: попутно-добываемая пластовая вода в 3-х фазном сепараторе отделяется от нефти и газа и направляется в резервуар ДЕ-9 (дренажная емкость-9) пластовой воды, где согласно закону Стокса, частицы мех примесей оседают в резервуарах.

Вовремя отстоя нефтепродукты непрерывно выводятся в верхнюю часть (эмульгированная нефть) и в нижнюю часть (механические примеси) резервуара. Благодаря расположению патрубка резервуара, мехпримеси и нефтепродукты не уносятся вместе водой с резервуара.

Очищенная пластовая вода с помощью насосов НБ-125, пройдя через сетчатый фильтр от мехпримесей, поступает в нагнетательную скважину Г-3 и закачивается в пласт.

6.5 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

В период пробной эксплуатации вторичные и третичные технологии не предусматриваются.

6.6 Программа утилизации газа

Таблица 6.6.1- Прогнозные объемы добычи попутного нефтяного газа

Параметр	Единица измерения	Годы пробной эксплуатации			
		8 мес	2026	2027	4 мес

		2025			2028
Объем добычи газа	млн. м ³ /г	0,11	0,17	0,2	0,07

Приведенные прогнозные данные могут быть откорректированы в процессе пробной эксплуатации по результатам новых данных испытаний продуктивных горизонтов.

Основными направлениями утилизации попутного газа являются его использование на технологические нужды (печей подогрева пластовой жидкости ПП-0,63) и хозяйственно-бытовые нужды нефтепромысла. Остатки нефтяного газа планируется использовать при пуско-наладочных работах и поддержания дежурной горелки факельной установки и сжигать на факелах.

Необходимо отметить, что при получении положительных результатах разведочного бурения и испытаний продуктивных горизонтов и соответственно по итогам последующего пересчета, запасы нефтяного газа могут быть уточнены и откорректированы. В этом случае, по результатам уточненных данных в Программу утилизации будут внесены соответствующие коррективы.

6.6.1 Схемы утилизации газа

На начальном этапе пробной эксплуатации предусмотрена схема одноступенчатой сепарации нефти. Принципиальная схема утилизации газа при данной схеме сбора нефти представлена на рисунке 6.6.1.

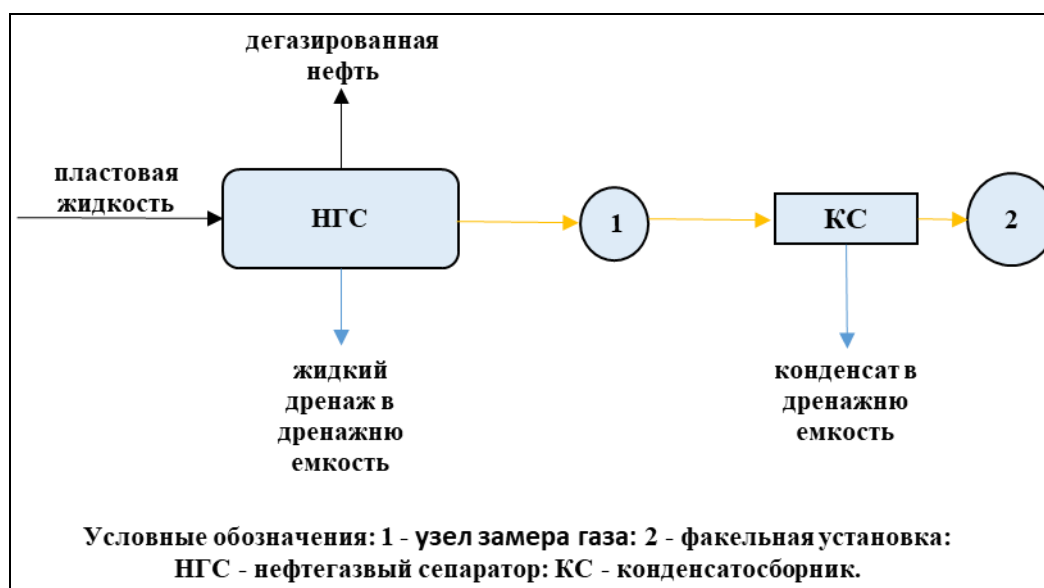


Рисунок 6.6.1- Принципиальная схема утилизации попутного нефтяного газа при индивидуальной схеме сбора и подготовки нефти

При групповой схеме сбора и промысловой подготовки нефти утилизации попутного газа планируется по принципиальной схеме, представленной на рисунке 6.6.2.

Транспортировка нефтяного газа будет осуществляться следующим образом: пласт - скважина - шлейф – групповая установка – печи подогрева - нефтегазовый сепаратор – газовый сепаратор – объекты утилизации газа. Таким образом, пластовая жидкость (эмульсия) со скважин будет направляться на групповую установку (далее ГУ), где предусмотрены узлы учёта нефти и газа.

Подключение скважин к ГУ предусматривается осуществлять по лучевой схеме. С ГУ эмульсия будет поступать на установку подготовки нефти (УПН), где в поток нефтяной эмульсии из дозатора химреагентов (БДР) подается реагент-деэмульгатор, после чего пластовая жидкость для подогрева будет пропускаться через печи подогрева (ПП-0,63).

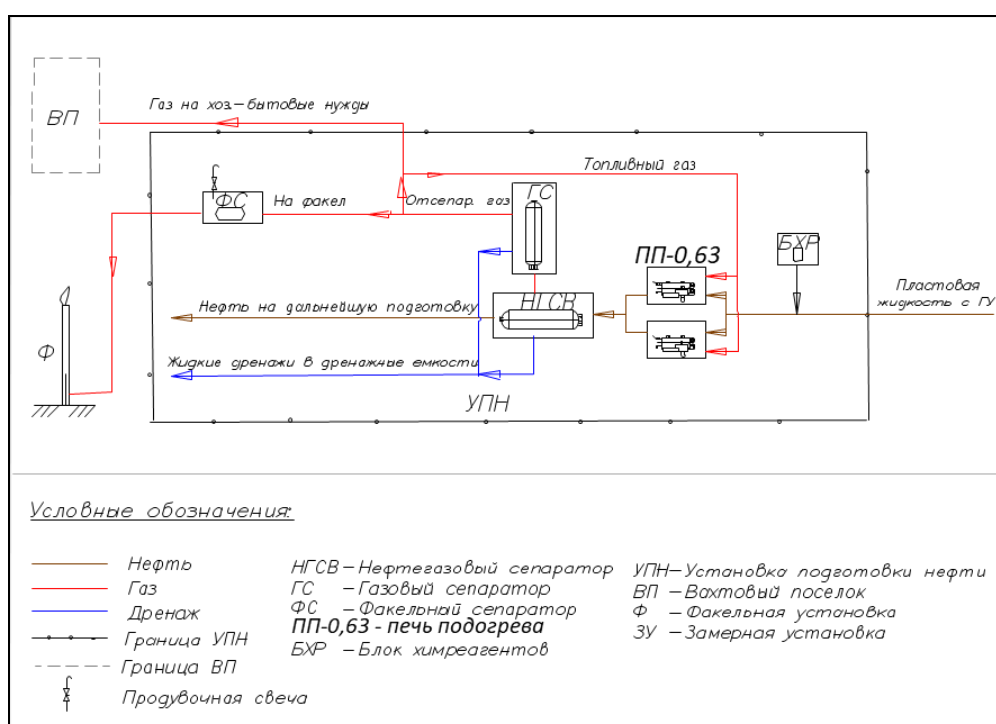


Рисунок 6.6.2 - Принципиальная схема утилизации попутного газа при централизованной схеме сбора и промышленной подготовки нефти

Далее пластовая жидкость поступает в трехфазный нефтегазовый сепаратор (НГС), в котором под действием физических сил происходит разделение потока пластовой жидкости на нефть, растворенный газ, пластовую воду и механические примеси.

Разгазированная и частично очищенная от пластовой воды нефть транспортируется для дальнейшей подготовки в отстойник и концевую сепарационную установку (КСУ), после чего товарная нефть откачивается в нефтевозы. Пластовая вода и механические примеси удаляются из нижней части сепаратора посредством дренажа, поступают в дренажные емкости, и далее пластовая вода утилизируется.

Для дополнительной очистки от конденсата и влаги попутный газ поступает в

вертикальный газосепаратор (ГС), после чего пойдет на частичное использование в хозяйственно-бытовых нуждах, а основная часть будет использована на технологические нужды. Конденсат, улавливаемый на газовом сепараторе, будет дренирован в дренажные емкости.

На случай аварийных ситуаций запроектирована факельная установка (Ф), куда будут направлены сбросы от предохранительных клапанов во время превышения давления. На факельной установке предусматривается сжигание газов, полученных при испытании скважин и пуско-наладочных работах, а также газ, поддерживающий горение факела. Сбросы газа низкого давления будут сжигаться в продувочной свече.

6.6.2 Объемы утилизации газа

При использовании на технологические нужды общий объем газа в первый год ПЭ составит 89,3 тыс. м³, во второй год – 131,4 тыс. м³, в третий год будет использовано 131,4 тыс. м³ газа и в 4 год 44,6 тыс.м³ (таблица 6.6.2), предполагается, что работать будет одна печь, а вторая будет находиться в резерве. Печи будут работать только в холодное время года.

Таблица 6.6.2- Общий расход топливного газа, направляемого на печи подогрева

Периоды	Период работы печи подогрева, сут.	Суточный расход газа на одну печь, тыс.м3/сут	Суммарный годовой расход газа; тыс. м3
8 мес 2025	124	0,720	89,3
2026	182,5	0,720	131,4
2027	182,5	0,720	131,4
4 мес 2028	62	0,720	44,6

Таким образом, количество газа, используемого на технологические нужды, будет расти от 89,3 до 131,4 тыс.м³.

Использование газа на хозяйственно-бытовые нужды предполагает использование для функционального содержания бани, прачечной, столовой, для снабжения горячей водой вахтового поселка, а также отопления жилых и производственных помещений в осенне-зимний период.

На хозяйственные нужды максимальный расчетный часовой расход газа (в м³/час) определяется как доля годового расхода по формуле:

$$Q_{d^h} = K_{max}^h \times Q_y ;$$

где K_{max}^h – коэффициент часового максимума расхода газа на 1 человека (таблица 5.6, СП 42-101-2003,5 стр.);

Q_y - годовой расход газа на 1 человека – 250 м³ (СП 42-101-2003,5 стр.);

32 - количество людей, постоянно проживающих в вахтовом поселке.

Путем несложных математических расчетов получаем, что ежегодно *на хозяйственные нужды* потребуется $85\,346\text{ м}^3$ топливного газа (таблица 6.6.3).

Таблица 6.6.3- Расчет газа, направляемого на хозяйственно-бытовые нужды

Наименование объектов	Нормативный расход в час	Необходимый объем газа, м ³
Баня	1/2700	25 929
Прачечная	1/2900	24 177
Пункт общественного питания	1/2000	35 240
Итого		85 346

Расчет нормативного расхода топливного газа на отопление жилых и производственных помещений выполнен по следующей формуле:

$$Q_{\text{он}} = (32 \cdot 20,2) \cdot 1,7 / 100 \cdot 24 \cdot 175 = 46\,116 \text{ м}^3;$$

где 32 – количество людей, занятых на нефтепромысле;

20.2 – площадь жилья в кв. м на каждого вахтового работника;

1.7 м³ - норма расхода газа на отопление 100 кв. м жилой площади;

175 дней – продолжительность отопительного сезона.

Таким образом, на отопление вахтового поселка может потребоваться $46\,116\text{ м}^3$ газа в год.

Для снабжения вахтового поселка горячей водой по нормативам предусматривается расход топливного газа на 1 человека $165\text{ м}^3/\text{год}$ (СНиП 2.4.08-87, стр 4), что в пересчете на 32 человека составит $5280\text{ м}^3/\text{год}$.

Суммируя расходы газа на хозяйственно-бытовые нужды, максимальное количество потребляемого газа в год может составить 136,7 тыс. м³.

Естественно это количество газа превышает остатки газа, которые могли бы быть направлены в вахтовый поселок к концу ПЭ. Поэтому, на начальных этапах вахтовый поселок будет обеспечиваться за счет электроэнергии, получаемой с дизельных электростанций.

В перспективе в связи с выводом нефтепромысла на полную мощность появиться реальная возможность обеспечения хозяйственно-бытовых объектов природным газом.

Сжигание газа на факельной установке соответствии со ст. 30-5 п.3 Закона РК о внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты РК по вопросам недропользования и проведения нефтяных операций в РК (8.12.2004 г.) в отдельные периоды при испытании скважин возможно сжигание остатков на факелах.

Для поддержания работы факельной установки, основной задачей которой является обеспечение бездымного сжигания всех сбросов технологического оборудования, предусмотрен расход газа в зависимости от параметров устройства от 1,2 до $60\text{ м}^3/\text{ч}$.

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

7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Требования к конструкции скважин вытекают из горно-геологических условий проводки скважин на месторождении Караган и их назначения. Мезо-кайнозойские отложения характеризуется нормальными градиентами порового давления, несколько возрастающими до $0,111 \text{ кгс/см}^2$, которые необходимо учитывать при строительстве проектных эксплуатационных и оценочных скважин. На соответствующих разрезах в скважине для опоры башмака обсадной колонны можно ожидать следующие градиенты давления:

- $0,100 \text{ кгс/см}^2$ на 10 м у башмака направление.
- $0,105 \text{ кгс/см}^2$ на 10 м у башмака кондуктора.
- $0,111 \text{ кгс/см}^2$ на 10 м у башмака эксплуатационной колонны.

На месторождении Караган предусматривается исходя из стратиграфического разреза и опыта бурения с применением современной технологии и техники бурения скважин.

Главной задачей бурения скважин является достижение запланированного забоя и вскрытие проектного горизонта с получением притоков нефти, не допуская аварий в процессе бурения и освоения. Для выполнения этих задач необходимо учитывать опыт бурения всех ранее пробуренных скважин в данном районе.

7.2. Характеристика промывочной жидкости

Требования к буровым растворам разработаны с учетом горно-геологических условий и ожидаемых осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин. При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть, все проблемы связанные с геологическими условиями проводки скважин:

- поглощения бурового раствора в процессе бурения;
- нефтегазопроявления с присутствием во флюидах до 5 % CO_2 ;
- осыпи и обвалы стенок скважины;
- сужения ствола скважины;
- прихваты бурильного инструмента.

Вскрытие продуктивных пластов производить с использованием ингибированного полимерного бурового раствора, так как во вскрываемом разрезе содержатся глины и аргиллиты.

При использовании не ингибированных промывочных жидкостей велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза, что приводит к ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, к кольматации призабойной зоны пласта глинистыми частицами, т.е. ухудшению продуктивности скважин и увеличению сроков их освоения.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибированного полимерного бурового раствора, который должен отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для поддержания плотности бурового раствора использовать кислоторастворимые утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый временно закупоривающий агент (карбонат кальция различного размера гранул и их конфигурации), во избежание загрязнения коллектора.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части ствола) прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 5-6 м³ и более, при необходимости повторять прокачивать ее до полной очистки ствола скважины.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно по поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора), предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита, пескоотделитель и илоотделитель, а при необходимости - центрифугу.

Для проводки проектируемых скважин предлагается следующий тип промывочной жидкости:

1. При бурении под направление бурятся – бентонитовым раствором с параметрами: Плотность 1120-1150 кг/м³, условная вязкость 50-55 сек., фильтрация 5-7см³ за 30 мин.

2. При бурении под кондуктор- полимеркалийевый раствор с параметрами: Плотность 1150-1180 кг/м³, условная вязкость 40-50 сек., фильтрация 5-6 см³ за 30 мин.

3. При бурении под эксплуатационную колонну - полимеркалийевый раствор с параметрами: Плотность 1180-1220 кг/м³, условная вязкость 40-45 сек., фильтрация 4-5 см³ за 30 мин. (таблица 7.1.1).

Таблица 7.1.1- Характеристика промывочной жидкости проектных скважин

Интервал, м	Тип промывочной жидкости	Плотность г/см³	Вязкость, сек.	Водоотдача см³ за 30мин.	Наименование химических реагентов
Глубиной 1300м					
0-40	Бентонитовый	1,12-1,15	50÷55	5-7	Каустическая сода, Кальц. сода, Оснопак ВО, Гамаксан, Бентонит, Техническая вода
40-700	Полимеркалийевый	1,15-1,18	40÷50	5-6	Каустическая сода, Кальц. сода, KCL, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, CaCO ₃ , Seurvey D, Atren antifoam, Биокарбанат, Лимонная кислота, Техническая вода
700-1300	Полимеркалийевый	1,18-1,22	40÷45	4-5	Каустическая сода, Кальц. сода, KCL, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, CaCO ₃ , Seurvey D, Atren antifoam, Биокарбанат, Лимонная кислота, Техническая вода
Глубиной 1800м					
0-40	Бентонитовый	1,12-1,15	50÷55	5-7	Каустическая сода, Кальц. сода, Оснопак ВО, Гамаксан, Бентонит, Техническая вода
40-700	Полимеркалийевый	1,15-1,18	40÷50	5-6	Каустическая сода, Кальц. сода, KCL, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, CaCO ₃ , Seurvey D, Atren antifoam, Биокарбанат, Лимонная кислота, Техническая вода
700-1800	Полимеркалийевый	1,18-1,22	40÷45	4-5	Каустическая сода, Кальц. сода, KCL, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, CaCO ₃ , Seurvey D, Atren antifoam, Биокарбанат, Лимонная кислота,

					Техническая вода
--	--	--	--	--	------------------

7.3 Обоснование типовой конструкции скважин, качества цементирования колонн

7.3.1. Обоснование типовой конструкции скважин

С учетом горно-геологических условий бурения и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан для бурения скважин с целью изучения перспектив нефтеносности на Контрактной территории ТОО «MedeoDrillingGroup» на месторождении Караган рекомендуется следующая конструкция скважин.

Глубина спуска обсадных колонн определяется геологическими условиями, в которых бурится скважина. Фактическая глубина башмака обсадной колонны различна для разных скважин - она зависит от залегания продуктивного пласта.

Для скважин проектной глубиной 1300м.

- **Направление** $\varnothing 339,7$ мм x 40 м. Устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктором и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.
- **Кондуктор** $\varnothing 244,5$ мм x 700м. Устанавливается для перекрытия неустойчивых меловых отложений. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.
- **Эксплуатационная колонна** $\varnothing 177,8$ мм x 1300м. Устанавливается для разобщения, испытания и возможной эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Для скважин проектной глубиной 1800м.

- **Направление** $\varnothing 339,7$ мм x 40 м. Устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктором и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.
- **Кондуктор** $\varnothing 244,5$ мм x 700м. Устанавливается для перекрытия неустойчивых меловых отложений. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.
- **Эксплуатационная колонна** $\varnothing 177,8$ мм x 1800м. Устанавливается для разобщения, испытания и возможной эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Таблица 7.1.2- – Рекомендуемая конструкция скважин

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
Глубиной 1300м				
Направление	444,5	339,7	40	устье
Кондуктор	311,1	244,5	700	устье
Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	1300	устье
Глубиной 1800м				
Направление	444,5	339,7	40	устье
Кондуктор	311,1	244,5	700	устье
Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	1800	устье
Примечание: В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливаются в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.				

Окончательные решения по конструкции проектных скважин, по выбору типа и компонентного состава бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, методу освоения будут приняты при разработке технических проектов на строительство скважин.

7.3.2 Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ

Исходя из проектной глубины и конструкции скважин, бурение рекомендуется производить буровой установкой с грузоподъемностью, достаточной для спуска максимально тяжелой обсадной/бурильной колонны и ведения аварийных работ. Допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40 %. Бурение может осуществляться роторным способом.

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения, иметь систему приготовления и обработки бурового раствора, комплекс очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора и другие системы для обеспечения жизнедеятельности и безопасности персонала, иметь достаточное количество долот с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Обсадные колонны подвешиваются в колонной головке ОКК1-21-178x245 на рабочее давление 21 МПа.

В процессе бурения устье скважины оборудуется ПВО на 21 МПа по типовым схемам ГОСТ 13862-2003.

Буровая установка должна соответствовать требованиям нормативных документов Республики Казахстан.

Для обеспечения надежной изоляции и качественного цементирования скважин программы цементирования должны быть разработаны в соответствии с нормативными требованиями и включать следующий комплекс мероприятий.

Мероприятия по подготовке ствола скважины: шаблонирование и проработка ствола скважины; применение ингибированных буровых растворов; применение специальных буферных жидкостей, обеспечивающих максимальное вытеснение остатков бурового раствора и буферных жидкостей; обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования.

Технология и способ цементирования обсадных колонн: использование технологии цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения проектной высоты подъема цемента и предотвращения возможных поглощений.

Тампонажные растворы и материалы: использование в качестве базового цемента высококачественного тампонажного цемента типа G или ПЦТ I-СС-100; выбор реологических свойств тампонажного раствора для обеспечения оптимального режима течения для наиболее полного вытеснения остатков бурового раствора и буферной жидкости; использование эффективных химических реагентов и добавок (*облегчающие добавки, понизители водоотдачи, дисперсанты, регуляторы сроков схватывания и др.*) для регулирования свойств тампонажных растворов и получения качественного тампонажного камня.

Технологическая оснастка обсадных колонн: выбор и расстановка элементов технологической оснастки (*центраторы, турбулизаторы, скребки*) в соответствии с нормами и требованиями Технических проектов на строительство скважин; уточнение мест установки технологической оснастки после проведения геофизических исследований.

7.3.3 Технологическое проектирование тампонажного раствора

Глубина спуска направление $\varnothing 339,7$ мм составляет 40м, для тампонажа применяется цемент с обычной плотностью $1,80 \text{ г/см}^3$, цементный раствор поднимается до устья.

Глубина пуска кондуктора $\varnothing 244,5$ мм составляет 700м, для тампонажа применяется

цемент с облеченной плотностью $1,56 \text{ г/см}^3$ и обычной плотностью $1,85 \text{ г/см}^3$, цементный раствор поднимается до устья.

Эксплуатационная колонна $\varnothing 177,8$ мм спускается на глубине 1300м, 1800м, для тампонажа применяется цемент с облеченной плотностью $1,56 \text{ г/см}^3$ и обычной плотностью $1,89 \text{ г/см}^3$, цементный раствор поднимается до устья.

7.3.3.1 Требования к тампонажу

Направление $\varnothing 339,7 \times 40$ м. Применяется цемент с обычной плотностью для проведения тампонажа. После окончания тампонажа скважин ОЗЦ 12 часов.

Кондуктор $\varnothing 244,5 \times 700$ м провести циркулирующую промывку скважины, потом провести тампонаж после выравнивания и крепления устья скважины.

Цементируется тампонажным раствором на основе цемента типа G. Используется тампонажный раствор с двумя порциями, облегченный с плотностью $1,56 \text{ г/см}^3$ и нормальной плотности $1,85 \text{ г/см}^3$. Тампонажный раствор должен иметь низкую водоотдачу (не более $30 \text{ см}^3/30$ мин по стандарту АНИ) и водоотделение (не более 1 %). В качестве добавок применять понизители водоотдачи, пеногаситель, диспергаторы (при необходимости), замедлители, а в качестве расширителя НРС или аналог СИГБ до 2 %. Комбинированная буферная жидкость для эффективного удаления остатков бурового раствора со стенок скважины, совместимая с буровым и цементным растворами. После окончания тампонажа скважин ОЗЦ 24 часов.

3. Эксплуатационная колонна $\varnothing 177,8 \times 1300$ м, 1800м цементируется тампонажным раствором на основе цемента типа G. Используется тампонажный раствор с двумя порциями, облегченный с плотностью $1,56 \text{ г/см}^3$ и нормальной плотности $1,89 \text{ г/см}^3$. Тампонажный раствор должен иметь низкую водоотдачу (не более $30 \text{ см}^3/30$ мин по стандарту АНИ) и водоотделение (не более 1 %). В качестве добавок применять понизители водоотдачи, пеногаситель, диспергаторы (при необходимости), замедлители, а в качестве расширителя НРС или аналог СИГБ до 2 %.

Комбинированная буферная жидкость для эффективного удаления остатков бурового раствора со стенок скважины, совместимая с буровым и цементным растворами. Для обеспечения нормального заканчивания скважины и тампонажа, и качества тампонажа, после электрического каротажа проверить несущую способность пласта методом - оставить скважину под давлением на устье скважины или методом фактической плотности в соответствии с фактической плотностью бурового раствора для заканчивания скважины. Значения опорного давления рассчитываются на основе полевых условий

(согласно расчетным оценкам). После окончания тампонажа скважин ОЗЦ 72 часов.

После спуска обсадной трубы регулировать производительность бурового раствора, а время промывки скважины составляет не менее 2 циклов.

Реологический метод цементирования используется для цементирования, чтобы обеспечить баланс давления во время строительства.

Применяется переходный резервуар для цементирования, область допустимых отклонений плотности цементного раствора составляет $\pm 0.02 \text{ г/см}^3$. Цементировка должна проводиться непрерывно.

Акустический контроль цементирования выполняется через ожидание затвердевания цемента 72 часов после цементирования. Если акустический контроль цементирования затруднен, сначала измерить амплитуду звука запечатанного участка над препятствием, а затем измерить амплитуду звука запечатанного участка под глубиной с препятствием после оправки диаметра скважины. После акустического контроля цементирования применяется головка обсадной колонны на устье скважины для проведения испытания под давлением в обсадной трубе.

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае. Водный раствор хлористой соли закачивается в зону перфорации + 200 м выше зоны перфорации и продавливается буровым раствором, плотность которого должна быть скорректирована.

Для нейтрализации углекислого газа, в рассол необходимо вводить поглотители или нейтрализаторы CO_2 .

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате его высокой фильтрации, рассол необходимо загущать специальными загущающими полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред, необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

7.4. Требования к методам вторичного вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

К вторичному вскрытию продуктивного пласта скважину рекомендуется готовить следующим образом. Спустить НКТ с долотом и скребком с проработкой и с промывкой

до искусственного забоя. Промыть скважину очищенным от механических примесей водным раствором хлористых. Опрессовать ПВО и эксплуатационную колонну в соответствии с проектом на строительство скважины. Поднять НКТ с долотом и скребком до устья с заполнением скважины водным раствором хлористых солей.

Для качественного вторичного вскрытия продуктивного пласта и преодоления негативных последствий бурения и крепления скважины рекомендуется производить перфорацию эксплуатационной колонны кумулятивными перфораторами с зарядами глубокой пробивной способности. Плотность прострела для низкопроницаемых пластов 10-16 отверстий на 1 п. метр. Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды будет применяться жидкость с плотностью, соответствующей требованиям на строительство скважин. Перфорационную жидкость рекомендуется закачать в зону перфорации объекта плюс 100-150 м выше верхней границы зоны перфорации. Оставшийся ствол скважины заполнить буровым раствором, использованным при вскрытии продуктивных пластов. Перфорационную жидкость, представляющую собой водный раствор солей, очищенных от механических примесей, необходимо обработать неионогенными добавками ПАВ для снижения поверхностного натяжения и капиллярного давления в порах пласта.

Но для участков с продуктивными пластами, рекомендуется при вторичном вскрытии продуктивного пласта, произвести соляно-кислотную обработку под давлением, как наиболее перспективный и рациональный метод очистки призабойной зоны скважин.

Из всех известных методов вызова притока и освоения скважин предлагается использовать свабиrowание – понижение уровня в скважине, в которую спущена колонна НКТ. Это наиболее производительный способ и может осуществляться с использованием фонтанной арматуры со специальным лубрикатром.

При слабом притоке жидкости произвести плавный перевод скважины на механизированный способ эксплуатации. Все работы по вскрытию продуктивных горизонтов, вызова притока и освоения скважин должны проводиться по специальному плану со строгим соблюдением правил по технике безопасности.

На этапе строительства скважин при опробовании и исследования скважин должны выполняться следующие мероприятия:

- ✓ устья скважин с сепарационными и замерными установками должны оборудоваться по схеме технологического регламента на испытание скважин;
- ✓ при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и

последний в обязательном порядке сжигается;

✓ работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану, утвержденной недропользователем.

Для надежной охраны недр в процессе строительства скважины и ее дальнейшей эксплуатации, должны выполняться следующие мероприятия:

✓ строго соблюдать разработанную конструкцию скважин, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, перекрытие интервалов поглощения бурового раствора и создает надежную крепь в процессе эксплуатации скважины;

✓ создать по всей длине прочное цементное кольцо между стенками скважины и обсадными колоннами с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

Режим закачки должен обеспечить максимальное вытеснение бурового раствора из кольцевого пространства. Вышеизложенные мероприятия обеспечат надежное разобщение пластов друг от друга, что в свою очередь обеспечит отсутствие пластовых перетоков.

Создаваемые каналы должны обеспечить гидродинамическую связь скважины с пластом с его естественными фильтрационно-емкостными свойствами. Перфорацию рекомендуется проводить при репрессии на пласт.

После перфорации рекомендуется спустить подземное оборудование и промыть скважину технической водой. Вызов притока рекомендуется производить снижением уровня жидкости в скважине свабированием до получения пластового флюида.

При получении фонтанного притока пластового флюида рекомендуется провести гидродинамические исследования скважины на одном режиме и записать кривую восстановления давления (КВД), а при получении не фонтанного притока – проследить за ростом гидродинамического уровня (КВУ) для получения качественной и количественной характеристик продуктивного пласта.

По результатам гидродинамических исследований рекомендуется решить вопрос о необходимости и методе проведения работ по интенсификации притока.

В зависимости от результатов исследования выбрать способ эксплуатации скважины, спустить необходимое подземное и установить соответствующее наземное оборудование. Запустить скважину в работу.

8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ

Оперативный подсчет запасов УВС на месторождении Караган произведен на

ранней стадии разведки, следовательно, многие важные параметры геологического строения, геолого-физических свойств нефтенасыщенных пород, промысловых характеристик продуктивных горизонтов приняты частично на основании изучения разреза и испытаний небольшого количества поисково-разведочных скважин, пробуренных непосредственно на площади структуры, частично по аналогии с известными месторождениями района. Так, пространственные границы развития и геолого-физические свойства неокомских продуктивных горизонтов определены по данным разведочных скважин Г-1, Г-3, Г-6, а границы залежей и промысловые параметры продуктивных горизонтов в верхнеюрских и пермо-триасовых отложениях основаны на данных одной скважины Г-1. При этом, в связи с замещением пластов-коллекторов продуктивных горизонтов неоком II, верхнеюрский и пермо-триасовый глинистыми отложениями в районе скважины Г-3, граница глинизации коллекторов по отмеченным горизонтам определена условно на половине расстояния между скважинами Г-1 и Г-3.

Так как при испытаниях скважин, вскрывших нефтенасыщенные пласты, установлена их нефтеносность до подошвы коллекторов, уровень водонефтяного контакта для всех продуктивных горизонтов принят условно по нижним выборкам нефти по скважинам, вскрывшим нефтенасыщенные пласты. Площадь залежей с запасами категории С₁, ограничены условным контуром 300 метров от скважин Г-1.

Для уточнения геолого-тектонического строения района месторождения ТОО «Экогеонефтегаз» 2005-2006 гг. выполнила полевые сейсморазведочные работы в модификации 3D на площади 27 кв. км. данные исследований в настоящее время находятся в стадии обработки и интерпретации.

Основным методом осуществления мероприятий по доразведке и получения достоверной информации по определению фактических геолого-промысловых характеристик изучаемых объектов является бурение разведочных и опережающих добывающих скважин в сопровождении широкого комплекса геофизических и гидродинамических исследований скважин, лабораторных исследований керна и пластовых флюидов.

В первую очередь будут выведены из консервации и введены в пробную эксплуатацию ранее пробуренные скважины. При этом в скважине №106, вскрывшей все продуктивные горизонты, будут вновь испытаны нефтеносные пласты, проведено опробование флюидов на аптском, альбском, II неокомском горизонтах.

За период ПЭ всего по месторождению предполагается пробурить 1 новую разведочную КР-1 и 3 опережающих добывающих скважин. Разведочная скважина КР-1, а

также ранее пробуренная скважина №106 расположены в поле с запасами, оцененными по категории C_2 , относятся к разведочным и имеют цель уточнения пространственных границ распространения залежей УВС, положения ВНК и накопления достоверных данных для пересчета запасов по более высокой категории. Остальные 3 скважин, расположенные в пределах блоков с категорией запасов C_1 , вводятся из бурения в качестве опережающих добывающих скважин, в которых планируется опытно-производственные работы по добыче УВС в сопровождении комплекса исследовательских работ по изучению свойств сырья и добычных возможностей для разработки оптимальной схемы промышленного освоения месторождения.

Предполагается, что в результате осуществления мероприятий по доразведки и пробной эксплуатации будут уточнены:

- внутренний и внешний контуры нефтеносности,
- пористость, проницаемость, нефтенасыщенность,
- отбивка ВНК
- физические параметры нефти в условиях пласта, включающие в себя давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости нефти, усадку нефти, температуру насыщения нефти парафином;
- состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти; содержание неуглеводородных (азота, углекислого газа, сероводорода, гелия) и углеводородных (метана, этана, пропана, бутанов, пентанов, гексанов и высших) компонентов;
- изменение параметров пластовой нефти в зависимости от давления и температуры;

Накопление отмеченных сведений даст возможность произвести подсчет запасов с переводом части запасов категории C_2 в C_1 , с утверждением запасов в ГКЗ, что даст возможность перевода разведочных скважин, вскрывших нефтеносные пласты, в разряд опережающих добывающих.

Ниже приводятся сводные объемы геологоразведочных работ периода ПЭ и порядок осуществления предусматриваемых мероприятий по срокам и объемам.

Более подробное описание методики, подлежащих выполнению работ, изложено в соответствующих разделах проекта.

9. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В данной главе рассмотрены мероприятия по охране недр и окружающей среды при проведении работ.

Мероприятия по охране недр

Охрана недр является обязательной частью, затрагивающая вопросы недропользования. Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Указом Президента Республики Казахстан, имеющим силу закона, «О недрах и недропользовании».

Так как участок работ считается практически освоенной территорией, влияние работ на геологическую среду не значительны.

На сегодняшний день не существует единого нормативного документа, где были бы собраны и систематизированы все требования охраны недр, закреплены оценочные нормативы по геологической среде при проведении работ. Общими геоэкологическими требованиями при проведении работ можно рекомендовать:

- охрана земной поверхности от техногенного изменения;
- предотвращение ветровой эрозии почв;
- максимально возможное использование нетоксичных материалов и компонентов при проведении работ;
- предотвращение возникновения пожаров и других катастрофических процессов при проведении работ.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов.

Природоохранные мероприятия по предотвращению возможного негативного воздействия на геологическую среду включают:

- учёт природно-климатических особенностей территории (повышенную соленость грунтов, грунтовых вод и т.д.) при проведении работ;
- при близком залегании грунтовых вод – выполнение мероприятий по сохранению естественных гидрогеологических условий.

Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения

Добыча углеводородного сырья обуславливает постоянное пополнение воздушной среды новыми объемами загрязняющих веществ.

Для сведения к минимуму отрицательного действия, сопровождающее промышленное производство энергетического и химического сырья, необходимы способы борьбы за уменьшение его потерь.

В технологии добычи ими будут:

- Герметизация напорной системы сбора нефти;
- Подавление наружной (изоляционное покрытие) и внутренней коррозии (подача ингибитора коррозии).

Мероприятия по охране атмосферного воздуха при аварийных ситуациях:

- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- полная герметизация всей системы сбора и транспортировки нефти и газа;
- соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех частей системы нефтедобычи;
- установка перепускных газовых клапанов в устьевой арматуре скважин;
- автоматизация технологического процесса, предупреждающая аварийные ситуации;

Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территории от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- на всех технологических площадках оборудование системы ливневого сброса;
- создание системы сбора, очистки и утилизации сточных вод и промстоков, включая сточные хоз-бытовые воды, технические, пластовые;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений.

Рекультивация земель

Собственники земельных участков и землепользователь обязаны проводить мероприятия, направленные на:

- рекультивацию нарушенных земель, восстановлению их плодородия и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот;
- снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земли.

Рекультивация земель

В соответствии с пп.3 п 1. ст.140 Земельного Кодекса РК № 442-ІІ от 20.06.2003 г. «собственники земельных участков и землепользователи обязаны проводить мероприятия, направленные на:

- 3) рекультивацию нарушенных земель, восстановление их плодородия и других полезных свойств земли и своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот;

С целью снижения негативного воздействия, после окончания работ должны быть проведены рекультивационные мероприятия. Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия (строительство скважин, установка технологического оборудования и тд.).

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится в соответствии с требованиями «Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель» по отдельным, специально разрабатываемым проектам в два этапа: технический и биологический. Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза.

Из-за очень низкой гумусированности и легкого механического состава почв, снятие и сохранение плодородного слоя при проведении земляных работ не требуется. Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

Уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройства засыпка ликвидируемых канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта; распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации; оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям; мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление плодородия земель. Однако в связи с тем, что почвы месторождения относятся к малопродуктивным пастбищам, к биологическому этапу будут относиться только полив и посев районированной растительности. Биологическая рекультивация будет произведена после окончания планируемых работ и завершения контракта.

Мероприятия и охрана животного мира

При осуществлении деятельности, которая воздействует или может воздействовать на состояние животного мира и среду обитания, должно обеспечиваться соблюдение следующих основных требований:

- 1) сохранение биологического разнообразия и целостности сообществ животного мира в состоянии естественной свободы;
- 2) сохранение среды обитания, условий размножения, путей миграции и мест концентрации объектов животного мира;
- 3) научно обоснованное, рациональное использование и воспроизводство объектов животного мира;
- 4) регулирование численности объектов животного мира в целях сохранения биологического равновесия в природе;

Охрана животного мира осуществляется путем:

- 1) установления и соблюдения правил и норм по охране, воспроизводству и использованию объектов животного мира;
- 2) установления ограничений и запретов на пользование животным миром;
- 3) охраны ценных, редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных;
- 4) предотвращения нарушений установленных правил пользования животным миром;

Охрана почвенно-растительного покрова

Для бальной оценки степени воздействия необходимо в первую очередь, четкое определение типов, видов воздействия и источников нарушения и загрязнения. Виды воздействия можно разделить на две категории:

- непосредственное, т.е. осуществляется прямой контакт источников воздействия с почвенно-растительным покровом;
- опосредственное (вторичное), т.е. осуществляется косвенная передача воздействия через сопредельные среды.

Под источником нарушения и загрязнения понимаются технологические процессы, воздействующие на компоненты природной среды, в том числе на почвенно-растительный покров.

При строительстве поисково-разведочных скважин возможны следующие воздействия на почвы:

- по типу (физическое и химическое);
- по степени воздействия (поверхностно-действующие, трансформирующие, дезинтегрирующие);
- по продолжительности воздействия (разовые, ритмичные, нерегулярные);
- по масштабу воздействия (узколокальные, локальные, расширенные).

Воздействие физических факторов в большей степени характеризуется механическим воздействием на почвенный покров при движении автотранспорта. К химическим факторам воздействия при производстве вышеназванных работ – привнос загрязняющих веществ в почвенные экосистемы при возможных аварийных ситуациях.

Воздействие на растительный покров может быть оказано как прямое, так и косвенное. В ходе этапа реализации проекта наибольшее воздействие могут оказывать факторы прямого воздействия:

- механическое нарушение и прямое уничтожение растительного покрова спецтехникой и персоналом;
- возможное запыление и засыпание через атмосферу растительности и, как следствие, ухудшение условий жизнедеятельности растений;
- угнетение и уничтожение растительности в результате химического загрязнения;
- изменение флористического состава растительных сообществ за счет внедрения и изъятия видов.

Мероприятия для снижения экологического риска

Важную роль в обеспечении безопасности рабочего персонала и местного населения и охраны окружающей природной среды во время пробной эксплуатации месторождения играет система правил, нормативов, инструкций и стандартов, соблюдение которых обязательно руководителями и всеми сотрудниками партии. При проведении работ необходимо уделять внимание монтажу, проверке и техническому обслуживанию всех видов оборудования, требуемых в соответствии с правилами техники безопасности и охраны труда, обучению персонала и проведению практических занятий.

На ликвидацию аварий затрачивается много времени и средств. Значительно легче предупредить аварию, чем ее ликвидировать. Поэтому при производстве планируемых работ необходимо уделять первоочередное внимание предупреждению аварий.

Радиационная безопасность

Согласно закону Республики Казахстан от 23.04.1998 г. №219-І «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2016 г.) основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются:

- принцип нормирования – не превышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;
- принцип обоснования – запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для

человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному фону облучением;

- принцип оптимизации – поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;
- принцип аварийной оптимизации – форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27.03.15 г. № 261.

В производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие ниже нормы.

Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м³/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли урана-238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – $40/f$, кБк/кг, где f – среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м³;
- удельная активность в производственной пыли тория – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – $27/f$, кБк/кг.

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

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

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

геохимическим процессом. Поэтому проектом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

- организация дозиметрической службы. Регулярные замеры радиоактивности, как на буровой, так и в ближайших населенных пунктах;
- отбор проб для анализа на содержание радионуклидов из всех продуктивных и водоносных горизонтов (во время испытания);
- в случае если загрязненность радионуклидами буровых сточных вод, бурового раствора и бурового шлама, накопленных в отстойниках и контейнерах, превышает уровень концентраций, предусмотренных основными санитарными правилами работы с радиоактивными веществами, то производится их очистка. Сбор, ликвидация или дезактивация этих отходов регламентируется специальными правилами;
- при проведении товарных анализов нефти и конденсата, которые выполняются подрядными организациями, должны выдаваться сведения о концентрации радионуклидов, которые в дальнейшем используются для организации радиационной безопасности рабочих мест при транспортировке и переработке;
- в случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мбер/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с требованиями обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса.

10. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

Оценка капитальных вложений в пробную эксплуатацию месторождения Караган Северный проводилась в соответствии с Методическими указаниями по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных и нефтегазовых месторождений», 2025 г.

Расчет капитальных вложений, необходимых при проведении пробной эксплуатации месторождения Беркут Северный производится с использованием укрупненных показателей капитального строительства, в части бурения скважин и обустройства месторождения. Капитальные вложения рассчитаны с учетом того, что большая часть оборудования, материалов, сооружений будет приобретаться на территории Республики Казахстан.

Распределение капитальных вложений по годам осуществлялось в соответствии с графиком строительства объектов, включающим время проектирования, сроки строительства и ввода в эксплуатацию.

Объемы капитальных вложений включают в себя:

- затраты на бурение эксплуатационных скважин;
- затраты на ввод скважин из консервации;
- обустройство скважин;
- строительство выкидных линий;
- строительство автомобильных дорог;
- строительство ЛЭП;
- прочие непредвиденные расходы.

Нормативы для расчета капитальных вложений приведены в таблице 10.1.

Пробная эксплуатация месторождения Караган предусмотрена сроком на 3 года, с 01.05.2025 года по 30.04.2028 года.

Пробная эксплуатация месторождения Караган планируется в мае 2025 года. 5 скважин вводятся из консервации в 2025 году.

С целью оконтуривания обнаруженных залежей нефти, перевода запасов нефти из категории S_2 в категорию S_1 и оценки перспектив нефтегазоносности нижележащих нижнепермских отложений планируется бурение одной оценочной скважины КР-1 и 3 опережающих добывающих скважин, со средней проектной глубиной 1550 м;

Проектная стоимость бурения скважин подсчитана в зависимости от глубины бурения с учетом стоимости 1 метра проходки, средняя стоимость бурения 1 скважины принята в сумме 350 млн.тенге.

Для осуществления процессов добычи нефти на месторождении планируются объекты обустройства: строительство выкидных линий, линии электропередач, строительство подъездных дорог.

Всего для пробной эксплуатации месторождения предусмотрены капитальные вложения в сумме 2 081,6 млн. тенге. Расчеты в экономической модели производились с учетом инфляции. Ставка инфляции принята в размере 8% в год.

Результаты расчета капитальных вложений представлены в таблице 10.1

Таблица 7.1.1 – Капитальные вложения

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость	2025-	2025-	в том числе по годам			
				единицы	2028	2028	8м	2026	2027	4м
				млн. тенге	млн. тенге	млн. тенге	2025	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I	Строительство скважин (подземное строительство)									
1	Бурение добывающих вертикальных скважин	скв.	3	350,0	1050,0	1050,0	350,0	0,0	700,0	0,0
2	Ввод скважин из консервации и бездействия	скв.	5	70,00	350,0	350,0	350,0	0,0	0,0	0,0
	Итого строительство скважин				1400,0	1400,0	700,0	0,0	700,0	0,0
II	Надземное строительство									
	<u>Обустройство промысла</u>									
1	Обустройство скважин	скв.	3	30,0	90,0	90,0	30,0	0,0	60,0	0,0
2	Выкидные линии	км	9	18,0	162,0	162,0	54,0	0,0	108,0	0,0
3	Автомобильные дороги	км	21	2,5	52,5	52,5	17,5	0,0	35,0	0,0
4	ЛЭП	км	30	6,0	180,0	180,0	60,0	0,0	120,0	0,0
5	Прочие	%	5,00		24,2	24,2	8,1	0,0	16,2	0,0
	Итого надземное строительство				508,7	508,7	169,6	0,0	339,2	0,0
	Всего капитальных вложений				1908,7	1908,7	869,6	0,0	1039,2	0,0
	Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции				2081,6	2081,6	869,6	0,0	1212,1	0,0
	Коэффициент инфляции						1,00	1,08	1,17	1,26

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ И РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

11.1 Общие положения

В данном разделе приведена информация о состоянии выполнения обязательств по начислению суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования на месторождении Караган.

Сумма договора залога банковского вклада формируется недропользователем для устранения последствий операций по добыче полезных ископаемых на территории Казахстана. По завершении эксплуатации месторождения средства ликвидационного фонда используются на ликвидацию последствий разработки месторождения, в частности на ликвидацию основных производственных фондов (ОПФ) нефтегазового производства.

На практике ликвидационные работы проводятся специализированными бригадами по капитальному ремонту скважин, затраты по которым включаются в себестоимость добываемой продукции. Работы по ликвидации включают в себя ликвидацию фонда скважин, демонтаж всех наземных сооружений и оборудования, а также рекультивацию нарушенных земель. К ликвидируемым ОПФ нефтегазового производства относятся:

- подземные объекты, включающие в себя скважины различного назначения и конструкции – добывающие, нагнетательные, резервные скважины. В зависимости от конструкции, скважины могут быть сложные и не сложные, а также вертикальные, горизонтальные, наклонно-направленные и др.;
- наземные объекты, состоящие из системы промыслового обустройства, таких как сбор, транспорт УВ, электроснабжение, связь, промводоснабжение и др.

Порядок расчета размера ликвидационного фонда и отчислений в суммы договора залога банковского вклада бывает различным и оговаривается в лицензиях или контрактах на недропользование. Например, формирование залога банковского вклада имеет множество вариантов, к которым относятся ежегодные отчисления в виде:

- периодических отчислений в залог банковского вклада в зависимости от объемов добычи УВ с использованием норматива отчислений в ликвидационный фонд;
- отчислений в залог банковского вклада в размере 1% от суммы эксплуатационных затрат;
- ликвидационных отчислений в размере 10 % от суммы всех капитальных затрат на разработку месторождения, начисляемых равными долями в течение рентабельного периода;

- ежегодных отчислений исходя из количества ликвидируемых скважин и рыночной стоимости ликвидации скважин, начисляемых также равными долями.

Таким образом, ликвидация последствий пробной эксплуатации месторождения необходима для обеспечения безопасности нарушенных земель и охраны природной среды после завершения разработки месторождения Караган.

11.2 Основные условия проведения расчетов

По настоящему отчету проектный период пробной эксплуатации месторождения Караган охватывает промежуток с 2025 по 2028 год. Всего за проектный период прогнозный объем добычи нефти составляет 46,25 тыс. тонн нефти и 0,55 млн. м³ газа.

В целях накопления достаточных средств для ликвидации последствий недропользования месторождения проведены предварительные расчеты по определению норматива ежегодных отчислений в ликвидационный фонд и величины ликвидационного фонда в зависимости от объема добытой нефти за соответствующий период.

11.3 Расчет затрат на ликвидацию скважин

Все произведенные в рамках настоящего проекта экономические расчеты являются прогнозными. Согласно пункту 9 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте пробной эксплуатации месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки.

По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

Согласно пункту 4 статьи 128 Кодекса «О недрах и недропользовании», финансирование работ по ликвидации технологических объектов, проводимых вне рамок ликвидации последствий недропользования по углеводородам, осуществляется за счет средств недропользователя. Таким образом, при расчете необходимой суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования в расчете необходимо учитывать только существующие технологические объекты (в том числе скважины) на момент завершения контракта

11.4 Общая стоимость ликвидации скважин

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

Таким образом затраты на ликвидацию скважин, платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов составят – 58127 тыс.тг.

Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважин на месторождения Караган приведена в Табл.11.1.

Табл.11.1 - Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважин

Сметный расчет стоимости строительства в сумме			58127	тыс. тг
СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА				
Ликвидация скважин на месторождении Караган				
(наименование стройки)				
№ п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость 1 скважины, тыс. тенге	количество скважин	Всего, тыс. Тенге
1	Ликвидация скважин	5812,7	10	58127
	Всего по сводному сметному расчету			58127

11.5 Расчет рекультивации земли

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

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

Таким образом затраты на рекультивацию земли – 15072 тыс.тг.

Сводный сметный расчет стоимости рекультивацию земли на месторождения Караган приведена в Табл.11.2. Подробные сметные расчеты представлены в Приложении №1.

Табл.11.2 - Сводный сметный расчет стоимости рекультивация земли

Сметный расчет стоимости строительства в сумме			15072	тыс.тг
СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА				
Ликвидация скважин на месторождении Караган				
(наименование стройки)				
№ п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость 1 скважины, тыс. тенге	количество скважин	Всего, тыс. Тенге
1	рекультивация земли	1507,2	8	15072
	Всего по сводному сметному расчету			15072

11.6 Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства

При расчете затрат ликвидации объектов нефтепромыслового обустройства был составлен определена предполагаемая стоимость демонтажа наземных объектов.

Перечень и предполагаемая стоимость демонтажных работ объектов обустройства представлена в Табл.11.3.

Табл.11.3 - Перечень и предполагаемая затрата демонтажных работ объектов наземного обустройства

Сметный расчет стоимости строительства в сумме 25664,5 тыс.тнг.

СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА

"Ликвидация месторождения Караган"
(наименование стройки)

№ п/п	Номера смет и расчетов, иные документы	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. тенге			Общая сметная стоимость, млн. тенге
			Строительных-монтажных работ	Оборудования, мебели и инвентаря	Прочих работ и затрат	
1	2	3	4	5	6	7

Глава 1. Затраты на подготовительные работы по территории строительства

		Всего по главе	--	--	--	--
--	--	----------------	----	----	----	----

Глава 2. Основные объекты строительства

1		Ликвидация устьев добывающих скважин				
	Э2000	Демонтаж технологических линий	14,31420807	--	--	14,31420807
	Э2040	Демонтаж строительной части	3,918361762	--	--	3,918361762
		Ликвидация групповых замерных установок				
	Э2060	Демонтаж технологических линий	0,940594781	--	--	0,940594781
	Э2070	Демонтаж строительной части	3,894552218	--	--	3,894552218
	Э2010	Демонтаж электроснабжения	0,833352626	--	--	0,833352626
	Э2080	Демонтаж средств автоматизации	0,501463772	--	--	0,501463772
		Ликвидация временного пункта подготовки нефти				
	Э2020	Демонтаж технологических линий	2,754607104	--	--	2,754607104
	Э2030	Демонтаж средств автоматизации	1,812737581	--	--	1,812737581
	Э2050	Демонтаж электроснабжения	0,833352626	--	--	0,833352626
		Операторная				
	Э2130	Демонтажные работы	0,093667302	--	--	0,093667302
	Э2140	Демонтаж выкидных линий	1,973591806	--	--	1,973591806
		Всего по главе	22,57048964	--	--	22,5704896

Глава 3. Объекты подсобного и обслуживающего назначения						
		Всего по главе	--	--	--	--
Глава 4. Объекты энергетического хозяйства						
2	Э2150	Демонтаж сетей электроснабжения	3,028234009	--	--	3,028234009
		Всего по главе	3,028234009	--	--	3,02823401
Глава 5. Объекты транспортного хозяйства и связи						
		Всего по главе	--	--	--	--
Глава 6. Наружные сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплоснабжения и газоснабжения						
		Всего по главе	--	--	--	--
Глава 7. Благоустройство и озеленение территории						
3	Э2160	Рекультивация нарушенных земель при обустройстве месторождения	1,577415313	--	--	1,577415313
		Всего по главе	1,577415313	--	--	1,57741531
		ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-7	25,66450014	--	--	25,66450014
		ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-8	25,66450014	--	--	25,66450014
Глава 9. Прочие работы и затраты						
		Всего по главе	--	--	--	--
		ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-9	25,66450014	--	--	25,66450014
4	ГН ОССС	Непредвиденные работы и затраты-0%	--	--	--	--
		ИТОГО СМЕТНАЯ СТОИМОСТЬ	25,66450014	--	--	25,66450014
5	Налоговый кодекс РК	Налог на добавленную стоимость - 0 %	--	--	--	--
		ВСЕГО ПО СМЕТНОМУ РАСЧЕТУ	25,66450014	--	--	25,66450014

11.7 Расчет ликвидационных отчислений, определение величины ликвидационного фонда и базового норматива

В данном разделе при предварительном расчете величины ликвидационного фонда были использованы количественные значения ОПФ и стоимость 1 единицы каждого из ОПФ по проектам аналогам.

Предварительные расчеты по определению величины ликвидационного фонда были проведены по объемам добычи нефти – по базовому нормативу на 1 тонну добываемого углеводородного сырья (далее «УВС»), по которому рассчитаны ликвидационные отчисления, отраженные в структуре эксплуатационных затрат.

При разработке сметной документации должны будут учитываться ключевые направления ОПФ, состоящие из ликвидируемых объектов в зависимости от их функционального назначения и технических характеристик, к которым относятся:

- затраты на ликвидацию скважин согласно действующей организационно-технологической модели месторождения с учетом геологических условия бурения, применяемых материалов при строительстве скважин, удаленности от баз снабжения, внутрискважинного и устьевого оборудования;
- затраты на ликвидацию наземных объектов обустройства месторождения с учетом их количественного состава и технического состояния;
- затраты на демонтаж наземных объектов обустройства на конец пробной эксплуатации месторождения;
- затраты на техническую рекультивацию нарушенных земель.

Для расчета ежегодных отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования был использован удельный норматив на добычу 1 тонны УВС, представляющий собой соотношение затрат на ликвидацию объектов к суммарной добыче УВС за период пробной эксплуатации месторождения.

По предварительным расчетам величина базового норматива по месторождению **Караган** с учетом ликвидации скважин и всей наземной инфраструктуры составила:

- **2142,206 тенге/тонна УВС**

Предварительный расчет отчислений в ликвидационный фонд по рекомендуемому варианту приведен в табл.12.4.

Табл.11.4 - Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

Наименование	Ед. изм.	Сумма
Ликвидация скважин	тыс. тнг.	58127
Ликвидация промысловых объектов и оборудования	тыс. тнг.	25664,5
Рекультивация земли	тыс. тнг.	15072
Отчисления подлежащие накоплению	тыс. тнг.	98863,50
Проектная накопленная добыча нефти за расчетный период	тыс. тн	46,15
Удельный норматив отчислений в Ликвидационный фонд	тнг/тн	2142,206

В Табл.11.5 представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам согласно Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании».

Табл.11.5 - Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд по годам на период 2025-2028гг.

Годы	Годовая добыча УВС, тыс.тонн	Удельный норматив отчислений, тыс.тонн	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тнг
2025	9,13	2142,206	19556,8268
2026	14,65	2142,206	31389,9047

2027	16,64	2142,206	35654,8852
2028	5,72	2142,206	12261,8667

Выше произведённые расчеты подлежат пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа проектных работ. Кроме того, в процессе проведения работ по ликвидации последствий недропользования, сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недрдр.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», утвержденный Указом Президента РК от 27.12.2017г № 125-VI ЗРК, г. Астана, 2017 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2023)
2. Экологический кодекс РК от 02.01.2021 г №400-VI ЗРК
3. Единые правила по рациональному использованию недр», утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15.06.2018г № 239, г. Астана, 2018 г.
4. НТД «Методические рекомендации по составлению проектов разведочных работ углеводородов (изменения и дополнения к нему)», утвержденные приказом и.о. Министра энергетики Республики Казахстан от 24.08.2018г № 329, г. Астана, 2018 г.
5. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Нефть и газ. Том третий. 169 с. г. Алматы, 2002 г.
6. Закономерности размещения месторождений полезных ископаемых как основа прогноза минерально-сырьевых ресурсов Казахстана. Отчет к пояснительной записке к «Карте прогноза нефтегазоносности Казахстана» масштаба 1:2 500 000, г. Алматы, 2001г.
7. Геологоразведка северного склона Астраханско-Актюбинской системы поднятий на Атырауском блоке, Труды ОНГК, вып.1, г. Атырау, 2012г.
8. Особенности строения и перспективы нефтегазоносности триасового комплекса юга Прикаспийской впадины. Научно-технический журнал «Нефть и газ», №4, г. Алматы, 2008 г.
9. Триас Прикаспийской впадины и перспективы его нефтегазоносности // Тр. ВИГНИ. Вып..236.М.Недра. 153 с. г. Москва 1982г.
10. Новые нефти Казахстана и их использование: Гетероорганические соединения в нефтях Западного Казахстана 196 с. г.Алматы 1993г.
11. Структурно-седиментационный природный резервуар и ловушки в среднем триасе Прикаспийской впадины: закономерности расположения, механизм формирования, особенности образования залежей нефти и газа//Тр. ОНГК (на базе докладов Первой международной геологической конференции «АтырауГео-2011»). Вып.1, с 164-182, г. Атырау; 2012г.
12. Отчет «Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан». авторы: АО «Казахский институт нефти и газа, г. Алматы, 2012 г.
13. Отчет по оперативному подсчету запасов нефти и растворенного газа на площади Караган Эмбинского района Гурьевской области Казахской ССР (по состоянию изученности на 01.01.1988 г.), 1988 г.

14. Результаты обработки индикаторной кривой и квд по скважинам №№1,104 месторождения Караган, 2007 г.
15. Результаты опробования скважин №№1,104,106 месторождения Караган, 2007г.
16. Комплексное исследование проб пластовой и разгазированной нефти и газа скважин №№ 1,104 месторождения Караган, 2007 г.
17. Отчет об анализе керна, 2007 г.
18. Отчет «Проект разведочных работ по оценке месторождения Караган», Атырау 2024г.

ТЕКСТОВЫЕ РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 - Локальный сметный расчет ликвидация скважин

Форма 4

Наименование стройки - "Ликвидация скважин на месторождения Караган"

Шифр стройки Месторождение

Наименование объекта - "Ликвидация скважин

Шифр объекта 2025-Местор

ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА №

1-1-1

(Локальный сметный расчет)

на Сметный расчет стоимости ликвидация одной скважины на месторождения Караган

(наименование работ и затрат)

Сметная стоимость	5812,7	тыс.тенге
Сметная заработная плата	734,1	тыс.тенге
Нормативная трудоемкость	0,598	тыс.чел-ч

Составлен(а) в текущих ценах на 01.01.2025

№ п/п	Шифр норм, код ресурса	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество		Стоимость единицы, тенге		Общая стоимость, тенге			Накладные расходы, тенге	Всего стоимость с накладными расходами и сметной прибылью, тенге
						Всего	эксплуатация машин	Всего	эксплуатация машин	материалы		
				на единицу измерения	по проекту	зарплата рабочих-строителей	зарплата машинистов	зарплата рабочих-строителей	зарплата машинистов	оборудование, мебель, инвентарь	Сметная прибыль, тенге	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
РАЗДЕЛ 1.Монтаж бурового оборудования												
1	1319-0203-0102 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 18	Агрегат буровой . Монтаж оборудования НР - 61%; СП - 8%	шт.	1		2004465,16 1584730,00	62751,11 12557,94	604465 184730	62751 12558	356984	120346 57985	782795
2	1337-0101-0202 РСНБ РК 2015	Емкость для технической воды, объем до 50 м3. Монтаж в помещении НР - 61%; СП - 8%	шт.	1		118815,62 8201,51	20,71 2,32	118816 8202	21 2	993	5004 9906	133726

3	1337-0101-0201 РСНБ РК 2015	Емкость для питьевой воды, объем 7 м3. Монтаж в помещении НР - 61%; СП - 8%	шт.	1	125800,86 1188,52	18,95 1,39	125801 1189	19 1	993	726 10122	136649
4	1337-0101-0205 РСНБ РК 2015	Емкость для хранения смазочных материалов. Монтаж в помещении НР - 61%; СП - 8%	шт.	1	254527,79 6841,31	177,81 82,15	254528 6841	178 82	12509	4223 20700	279451
5	1337-0101-0204 РСНБ РК 2015	Экологическая емкость, объем 30 м3. Монтаж в помещении НР - 61%; СП - 8%	шт.	1	163310,35 6200,10	98,28 44,09	163310 6200	98 44	12012	3809 13370	180489
6	1318-0210-0101 РСНБ РК 2015	Емкость для хранения химических реагентов, диаметр 10340 мм, высота 8120 мм. Монтаж оборудования НР - 61%; СП - 8%	шт.	1	169652,70 13732,53	3631,60 1387,47	169653 13733	3632 1387	6289	9223 14310	193186
7	1319-0203-0101 РСНБ РК 2015	Блок для приготовления раствора. Монтаж оборудования НР - 61%; СП - 8%	шт.	1	199508,57 80398,00	5257,11 1706,98	199509 80398	5257 1707	113853	50084 19967	269560

8	1319-0301-0303 РСНБ РК 2015	Вибросито. Монтаж оборудования НР - 61%; СП - 8%	шт.	1	144933,61 44172,35	761,26 327,10	144934 44172	761 327	--	27145 13766	185845
9	1319-0301-0202 РСНБ РК 2015	Гидравлический перемешиватель. Монтаж оборудования НР - 61%; СП - 8%	шт.	1	14676,19 4656,80	19,39 7,20	14676 4657	19 7	--	2845 1402	18923
10	1319-0102-0301 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 16	Устройство зарядно- выпрямительное на номинальный ток / напряжение 150 А/80 В. Монтаж оборудования НР - 61%; СП - 8%	шт.	1	645192,11 5940,95	35,63 11,25	645192 5941	36 11	24216	3631 51906	700729
11	1319-0102-0601 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 18	Выключатель участковый однополюсный на крепи металлической. Монтаж оборудования НР - 61%; СП - 8%	шт.	1	131552,07 8110,70	2,40 1,13	131552 8111	2 1	1439	4948 10920	147420
12	1311-0401-0501 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 17 Р. 1311 ТЧ п.5 Кзтр=1,5	Содержание средств контроля диспетчеризации и управление, рабочее место, масса до 0,3 т. Монтаж	шт.	1	92062,69	111,73	92063	112	822	3770	103500

13	1313-0101-0844 РСНБ РК 2015	оборудования. Производство работ на высоте 15 м от уровня земли при работе вне зданий или от уровня пола в зданиях и сооружениях, к затратам труда рабочих-монтажников применен коэффициент - 1,5 НР - 75%; СП - 8%										
		Центрирование вышки.										
		Индивидуальные испытания НР - 61%; СП - 8%	комплект	1	6128,60	52,54	6129	53		7667		
				347225,00	--	347225	--	--	211807	603755		
				347225,00	--	347225	--		44723			
14	261-601-0101 РСНБ РК 2015	Дизельное топливо СП - 8%	т	4,72	190000,00	--	896334	--	123310	--	968041	
					--	--	--	--	71707			
15	261-601-0101 РСНБ РК 2015	Моторное масло СП - 8%	т	1,0128	1000000,00	--	1012800	--	12800	--	1093824	
					--	--	--	--	81024			
16	ТПРАЙС	Вода	м3	3	6000,00	--	18000	--	--	--	18000	
					--	--	--	--	--			
17	3103-0206-0101 РСНБ РК 2015	Агрегаты электронасосные с регулированием подачи вручную	маш.-ч	3,8	4,68	4,68	18	18	--	19		

		для строительных растворов, подача 2 м3/ч, напор 150 м СП - 8%			--	--	--	--		1	
18	3103-0206-0103 РСНБ РК 2015	Агрегаты электронасосные с регулируемым подачей вручную для строительных растворов, подача 6 м3/ч, напор 150 м СП - 8%	маш.-ч	3,8	8,15	8,15	31	31		--	33
					--	--	--	--		2	
19	1109-0305-0401 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 16	Ограждения защитные оборудования. Монтаж НР - 69%; СП - 8%	т конструкций	0,04	312876,51	44,75	12515	2	371	209	13742
					8550,83	16,74	342	1		1018	
ИТОГО ПО РАЗДЕЛУ 1			Тенге				4951421	72937	666591	447771	5829687
							717868	16182	--	430495	
Стоимость монтажных работ			Тенге				3011723				
Материалы			Тенге				530110				
Всего заработная плата			Тенге					733709			
Накладные расходы			Тенге				447562				
Сметная прибыль			Тенге				277761				
ВСЕГО, Стоимость монтажных работ			Тенге				3737045				

	Нормативная трудоемкость	чел.-ч							413
	Сметная заработная плата	Тенге				733709			
Стоимость общестроительных работ		Тенге				1909183			
Стоимость материалов и конструкций		Тенге				136110			
	Сметная прибыль	Тенге				152735			
ВСЕГО, Стоимость общестроительных работ		Тенге				2061918			
Стоимость металломонтажных работ		Тенге				12515			
Материалы		Тенге				371			
Всего заработная плата		Тенге					342		
	Накладные расходы	Тенге				209			
	Сметная прибыль	Тенге				1018			
ВСЕГО, Стоимость металломонтажных работ		Тенге				13742			
	Сметная заработная плата	Тенге					342		
Стоимость прочих работ		Тенге				18000			
Стоимость материалов и конструкций		Тенге				18000			
ВСЕГО, Стоимость прочих работ		Тенге				18000			
ИТОГО ПО СМЕТЕ		Тенге				5812705			
	Нормативная трудоемкость	чел.-ч							413
	Сметная заработная плата	Тенге					734051		

Приложение 5 - Локальный сметный расчет рекультивация земель
Наименование стройки "Ликвидация скважин на месторождения Караган"

-

Шифр стройки Месторождение
 Наименование объекта - рекультивация земель
 Шифр объекта 2025-Местор
 ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА № 2-1-1
 (Локальный сметный расчет)
 на Сметный расчет стоимости рекультивация земель на месторождения Караган
 (наименование работ и затрат)

Сметная стоимость	1507,2	тыс.тенге
Сметная заработная плата	361,1	тыс.тенге
Нормативная трудоемкость	0,215	тыс.чел-ч

Составлен(а) в текущих ценах на 01.01.2025

№ п/п	Шифр норм, код ресурса	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество		Стоимость единицы, тенге		Общая стоимость, тенге			Накладные расходы, тенге	Всего стоимость с накладными расходами и сметной прибылью, тенге
				на единицу измерения	по проекту	Всего	эксплуатация машин	Всего	эксплуатация машин	материалы		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
РАЗДЕЛ 2.Техническая рекультивация земель												
20	1147-0101-0101 РСНБ РК 2015	Участок для озеленения. Планировка участка механизированным способом НР - 88%; СП - 8%	м2	30000	10,31	2,31	309300	69300	--	56496	135860	
21	1147-0101-0102 РСНБ РК 2015	Участок для озеленения. Планировка участка вручную НР - 88%; СП - 8%	м2	9000	8,31	--	74790	--	--	65815	151854	
22	1147-0101-0103 РСНБ РК 2015	Участок для озеленения. Разбивка участка НР - 88%; СП - 8%	м2	30000	3,04	--	91200	--	--	80256	185172	
					3,04	--	91200	--	--	13716		

23	1147-0101-0104 РСНБ РК 2015	Участок для озеленения. Очистка участка от мусора НР - 88%; СП - 8%	м2	30000	5,27 5,27	-- --	158100 158100	-- --	-- --	139128 23778	321006
24	414-103-0501 РСНБ РК 2015	Конструкции металлические. Погрузка СП - 8%	т	1,5	3707,00 --	-- --	5561 --	-- --	-- --	-- 445	6005
25	414-103-0502 РСНБ РК 2015	Конструкции металлические. Разгрузка СП - 8%	т	1,5	3707,00 --	-- --	5561 --	-- --	-- --	-- 445	6005
26	411-101-0202 РСНБ РК 2015	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность до 5 т. Расстояние перевозки 2 км СП - 8%	т·км	3	621,00 --	-- --	1863 --	-- --	-- --	-- 149	2012
27	3103-0206-0101 РСНБ РК 2015	Агрегаты электронасосные с регулированием подачи вручную для строительных растворов, подача 2 м3/ч, напор 150 м СП - 8%	маш.-ч	3,8	14,68 --	4,68 --	56 --	18 --	-- --	-- 1	19
28	3103-0206-0103 РСНБ РК 2015	Агрегаты электронасосные с регулированием подачи вручную для строительных	маш.-ч	3,8	18,15	8,15	69	31	--	--	33

		растворов, подача 6 м3/ч, напор 150 м СП - 8%									
					--	--	--	--		2	
29	1109-0305-0401 РСНБ РК 2015 Изм. и доп. вып. 16	Ограждения защитные оборудования. Монтаж НР - 69%; СП - 8%	г конструкци й	21,1595 4	6876,51	44,75	145504	947	371	20233	178996
30	ТПРАЙС	Портландцемент тампоажный ПЦТ 1-g-cc-1	г	9,47098	1550,83	16,74	32815	354		13259	
					28230,00	--	267366	--	--	--	267366
					--	--	--	--		--	
ИТОГО ПО РАЗДЕЛУ 2			Тенге				1059368	69300	371	361928	1254329
Стоимость общестроительных работ			Тенге				356905	4156	--	73108	
Всего заработная плата			Тенге					328246			
Транспортные расходы			Тенге				12984				
Накладные расходы			Тенге				341695				
Сметная прибыль			Тенге				59849				
ВСЕГО, Стоимость общестроительных работ			Тенге				1048043				
Нормативная трудоемкость			чел.-ч								185
Сметная заработная плата			Тенге					328246			
Стоимость металломонтажных работ			Тенге				145504				
Материалы			Тенге				371				
Всего заработная плата			Тенге					32815			
Накладные расходы			Тенге				20233				
Сметная прибыль			Тенге				13259				
ВСЕГО, Стоимость металломонтажных работ			Тенге				178996				
Сметная			Тенге					32815			

		заработная плата									
		Стоимость прочих работ	Тенге				267366				
		Стоимость материалов и конструкций	Тенге				267366				
		ВСЕГО, Стоимость прочих работ	Тенге				267366				
		ИТОГО ПО РАЗДЕЛУ 2	Тенге				1494405				
		Нормативная трудоемкость	чел.-ч							185	
		Сметная заработная плата	Тенге					361061			
РАЗДЕЛ 3. Биологическая рекультивация земель											
31	1147-0202-0102 РСНБ РК 2015	Земли старопахотные. Вспашка с одновременным боронованием на глубину до 30 см. Почвы средние НР - 88%; СП - 8%	га	0,03	164,74	164,74	5	5	--	2	7
32	1147-0204-0107 РСНБ РК 2015	Почвы. Культивация с одновременным боронованием НР - 88%	га	0,03	48,46	48,46	1	2	--	1	2
33	1147-0205-0305 РСНБ РК 2015	Площади осушенные. Прикатывание НР - 88%	га	0,03	93,81	93,81	3	3	--	1	4
34	1147-0214-0101 РСНБ РК 2015	Удобрения минеральные. Внесение с механизированной загрузкой с разбрасыванием НР - 88%; СП - 8%	га	0,03	166,22	166,22	5	5	--	2	8
35	412-102-0304 РСНБ	Перевозка	т·км	0,02	54,00	--	1	--	--	--	1

	ПК 2015	строительных грузов самосвалами из карьеров. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 2 км									
					--	--	--	--		--	
36	261-501-0101 РСНБ ПК 2015	Удобрения минеральные в мешках СП - 8%	т	0,01	34570,00	--	346	--	346	--	374
					--	--	--	--		28	
37	254-106-0101 РСНБ ПК 2015	Семена многолетних трав СП - 8%	кг	4	2870,00	--	11480	--	11480	--	12398
					--	--	--	--		918	
ИТОГО ПО РАЗДЕЛУ 3			Тенге				11841	15	11826	6	12794
			Тенге				--	6	--	948	
Стоимость общестроительных работ			Тенге				11841				
Всего заработная плата			Тенге					6			
Стоимость материалов и конструкций			Тенге				11826				
Транспортные расходы			Тенге				1				
Накладные расходы			Тенге				6				
Сметная прибыль			Тенге				948				
ВСЕГО, Стоимость общестроительных работ			Тенге				12795				
Сметная заработная плата			Тенге					6			
ИТОГО ПО РАЗДЕЛУ 3			Тенге				12795				
Сметная заработная плата			Тенге					6			
ИТОГО ПО СМЕТЕ:			Тенге				1507200				