

Товарищество с ограниченной ответственностью
«Кен-Ай-Ойл-Кызылорда»
Товарищество с ограниченной ответственностью
«Мунайгазгеолсервис»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда»
Шигамбаев Р.М.
« » 2021 г.



ДОПОЛНЕНИЕ
К ПРОЕКТУ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КЕНБУЛАК
(по состоянию изученности на 01.11.2021 г.)

Договор №04/11-21 от «10» ноября 2021 г.

Генеральный директор
ТОО «Мунайгазгеолсервис»



Бигараев А.Б.

г. Алматы, 2021 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Директор ТОО «Мунайгазгеолсервис»
(общее руководство)



Бигараяев А.Б.

Руководитель подсчетной группы



Абдуллаев И.Ш.

Ведущий геолог



Мартынов В.В.

Геолог



Уразбаева А.А.

Главный специалист по разработке
месторождений нефти и газа



Сакаев Б.К.

Главный специалист по разработке
месторождений нефти и газа



Кадыров Т.А.

УТВЕРЖДАЮ:
 Генеральный директор
 ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда»
 Шигамбаев Р.М.
 _____ 2021 г.



ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на составление Дополнения к «Проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак» и проекта «Оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) к Дополнению Проекта пробной эксплуатации месторождения Кенбулак».

Цель работы:

Выполнение проектного документа Дополнение к «Проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак» с «Проектом ОВОС».

Сведения о месторождении:

На контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» проводятся разведочные работы на основании Контракта № 1529, выданного 15.10.2004г.

Контрактная территория ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в административном отношении находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан, географически она расположена в юго-западной части Арыскупского прогиба.

Согласно «Проекту поисковых работ...» в 2012г была пробурены две поисковые скважины; Кенбулак 3- первооткрывательница месторождения, в которой при опробовании интервалов 1386,7-1403,9м, 1150-1153,8м, 1132,9-1139,5м и 1114-1123м из отложений палеозоя и верхнего неокома нижнего мела получены притоки нефти и Кенбулак 4, который находится во временной консервации.

На основании «Проекта поисков разведки...» в 2013 г были пробурены поисковые скважины Кенбулак 2 и 5.

ТОО «Oil&GasConsulting» в 2013г. произведен «Отчет по оперативному подсчету запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак в пределах блоков ХХХ-38 (частично); ХХХ-39 (частично) в Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 15.10.2013 г». (Протокол ГКЗ РК №1420 – 14 - П от 30 мая 2014г). ОПЗ проведен по результатам бурения четырех скважин Кенбулак-: 2, 3, 4, 5.

В 2018 г. был утвержден «Проект разведочных работ на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан» Комитетом геологии и недропользования МННТ РК.

Согласно «Проекта разведочных работ ...» в 2019 году были пробурены две разведочные скважины Кенбулак 6 и 8.

На месторождении Кенбулак в разные годы пробурено 6 поисковых и разведочных скважин с суммарной проходкой 9360,28 м.

На месторождении Кенбулак пробурено 6 скважин. Отбор керн был осуществлен из 5 скважин: №№ 2, 3, 4, 5, 8. Общая проходка с отбором керн составляет 125.31 м, вынос керн 104.62 м или 83 % от проходки.

На месторождении Кенбулак выделены продуктивные горизонты: А-2, М-0-1-А, Б, М-0-2-А, Б и М-0-3 в отложениях апта - нижнего среднего альба и верхнего неокома нижнего мела.

Опробование продуктивных горизонтов в эксплуатационной колонне проводилось испытанием 15-и объектов по 5-ти скважинам.

Безводные притоки нефти получены в 9 объектах, 2 объекта водоносные, из 4 объектов притоков не получено

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены 8 пробам из 4-х скважин 3 (3пр.), 2 (1 пр.) , 5 (2пр.) и 8 (2пр.), в пластовых условиях изучены по 6 пробам из 2-х скважин и растворенного газа - по 4 пробам из 3-х скважин

Пластовые воды изучены тремя пробам из скважин Кенбулак - 4 и Кенбулак – 5.

На структуре Кенбулак продуктивными являются верхненеокомские отложения нижнего мела.

В разрезе нижнемеловых отложений выявлены 6 продуктивных горизонтов А-2, М-0-1-А, Б, М-0-2-А, Б, М-0-3, которые приурочены к отложениям карачетауской и верхнедаульской свит. Установленные горизонты вскрыты всеми пробуренными поисково-разведочными скважинами. По типу резервуара залежи относятся к пластовым сводовым и литологически экранированным.

Общие требования:

1. В Дополнении к проекту пробной эксплуатации (ППЭ) предусмотреть бурение 2 (двух) опережающих добывающих скважин в запасах категории С₁.
2. Проектный документ должен содержать раздел по переработке (утилизации) газа.
3. В Дополнении к ППЭ рассчитать технологические показатели разработки до 15.07.2023 года.
4. Окончательные результаты работы должны оформляться в виде отчета с необходимыми графическими и табличными приложениями, в соответствии с требованиями нормативно-технической документации и регламентирующих документов РК.

Исходные данные:

1. Отчет по «Оперативному подсчету запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак Кызылординской области РК».
2. Данные бурения скважин.
3. Результаты геофизических исследований ГИС пробуренных скважин.
4. Фонд скважин.
5. Результаты гидродинамических исследований ГДИС.
6. Результаты опробования продуктивных горизонтов.

7. Результаты исследований физико-химических свойств и состава флюидов.

Результаты работ:

1. Выполнение Дополнения к «Проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак»;
2. Выполнение «Оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) к Дополнению Проекта пробной эксплуатации месторождения Кенбулак»;
3. Согласование проектов с Заказчиком;
4. Получение согласования проектов в контролирующих органах РК;
5. Обеспечить защиту проекта в ЦКР и Р МЭ РК и получить протокол.

Главный геолог
ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда»



Смагулов Р.С.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	18
2. ГЕОЛОГО- ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	20
2.1. Характеристика геологического строения	20
2.1.1. <i>Стратиграфическая характеристика разреза.</i>	20
2.1.2. <i>Тектоническое строение месторождения</i>	22
2.1.3. <i>Нефтегазоносность</i>	24
2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	28
2.3. Физико-химические свойства нефти, газа и воды	34
2.4. Физико-гидродинамические характеристики	45
2.5. Запасы нефти и газа	45
3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	50
3.1. Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации	50
3.2. Обоснование пространственных границ залежей для проведения пробной эксплуатации	50
3.3. Анализ результатов опробования и гидродинамических исследований	52
3.4. Текущее состояние пробной эксплуатации	64
3.4.1. Характеристика структуры пробуренного фонда скважин и показателей их эксплуатации	64
3.4.2. Характеристика отборов нефти, жидкости и газа	66
3.4.3. Выработка запасов нефти из пластов	71
3.4.4. Характеристика энергетического состояния	71
3.4.5. Сопоставление фактических и проектных показателей пробной эксплуатации	72
3.5. Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов	75
3.6. Расчет запасов нефти проектных скважин. Общая площадь участка пробной эксплуатации, расположение проектных скважин и их назначение	79
3.7. Методы воздействия по увеличению продуктивности скважин	79
3.8. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации	80
4. ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	82
5. ПРОГРАММА И ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	88
5.1. Цели и направление исследовательских работ	88
5.2. Программа испытаний и контроля за пробной эксплуатацией	92
5.2.1. <i>Отбор и исследование глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды</i>	92
5.2.2. <i>Гидродинамические исследования</i>	94
5.2.3. <i>Геофизические исследования в колонне</i>	95
6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ	98
6.1. Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования	98
6.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	108
6.3. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	113

6.4. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента.....	117
6.5. Программа утилизации газа	117
7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЮ СКВАЖИН	123
7.1. Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	123
7.1.1. Требования к конструкциям скважин	123
7.1.2. Требования к технологии и качеству цементирования скважин	124
7.1.3. Требования к производству буровых работ	125
7.2. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.....	127
7.2.1. Требования к типам и характеристикам промывочной жидкости при первичном вскрытии	127
7.2.2. Требования к типам и характеристикам перфорационной жидкости при вторичном вскрытии	129
8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ	131
9. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	135
9.1. Охрана атмосферного воздуха	135
9.2. Охрана почвы	136
9.3. Охрана поверхностных подземных вод от загрязнения и истощения	137
9.4. Охрана недр	138
9.5. Мероприятия по охране флоры и фауны	140
9.6. Радиационная безопасность	140
9.7. Ликвидация аварийных ситуаций	143
10. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ	145
11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ И РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	146
11.1 Сроки проведения ликвидационных работ	146
11.2 Затраты на ликвидацию скважин	146
11.2.1 Затраты на ликвидационные работы	146
11.2.2 Рекультивация территории	147
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	149

ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 Протокол заседания научно-технического совета компании исполнителя	150
Приложение 2 Протокол совместного заседания научно-технического совета заказчика и исполнителя	154
Приложение 3 Заключение государственной экологической экспертизы	158

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1.1 – Геолого-физическая характеристика горизонтов	27
Таблица 2.2.1 – Характеристика толщин горизонтов	30
Таблица 2.2.2 – Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта	31
Таблица 2.2.3 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горизонтов	32
Таблица 2.3.1 – Физико-химические свойства поверхностных проб нефти	37
Таблица 2.3.2 – Физико-химические свойства пластовой нефти	39
Таблица 2.3.3 – Физико-химические свойства газа, растворенного в нефти	42
Таблица 2.3.4 – Химический состав и физические свойства пластовых вод	44
Таблица 2.3.5 – Результаты анализов микрокомпонентов воды	44
Таблица 2.5.1 – Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак	47
Таблица 3.2.1 – Координаты угловых точек границ Геологического отвода	51
Таблица 3.2.2 – Координаты угловых точек границ для проведения пробной эксплуатации на месторождении Кенбулак	51
Таблица 3.3.1 – Начальные термобарические параметры приведенные к УВНК по горизонтам	60
Таблица 3.3.2 – Результаты опробования поисково-разведочных скважин в эксплуатационной колонне	62
Таблица 3.3.3 – Результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) методом установившихся отборов (МУО)	63
Таблица 3.3.4 – Результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) методом регистрации кривой восстановления давления (КВД)	63
Таблица 3.4.1 – Характеристика пробуренных скважин	65
Таблица 3.4.2 – Техническое состояние пробуренных скважин	65
Таблица 3.4.3 – Показатели пробной эксплуатации в целом по месторождению Кенбулак	68
Таблица 3.4.4 – Показатели пробной эксплуатации по объекту I (горизонт А-2)	69
Таблица 3.4.5 – Показатели пробной эксплуатации по объекту II (горизонты М-0-1-А+М-0-1-Б)	69
Таблица 3.4.6 – Показатели пробной эксплуатации по объекту III (горизонты М-0-2-А +М-0-2-Б)	70
Таблица 3.4.7 – Показатели пробной эксплуатации по объекту IV (горизонты М-0-3)	70
Таблица 3.4.8 – Сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации в целом по месторождению Кенбулак	72
Таблица 3.4.9 – Сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по объекту I (горизонт А-2)	73
Таблица 3.4.10 – Сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по объекту II (горизонты М-0-1-А+М-0-1-Б)	73
Таблица 3.4.11 – Сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по объекту III (горизонты М-0-2-А+М-0-2-Б)	74
Таблица 3.4.12 – Сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по объекту IV (горизонты М-0-3)	74

Таблица 3.5.1-Исходные геолого-физические характеристики объектов пробной эксплуатации	78
Таблица 3.6.1-Запасы нефти, вовлекаемые в пробную эксплуатацию	79
Таблица 3.7.1-Расчет эффективности от проведения ГРП	80
Таблица 4.1.1 – Показатели добычи нефти по скважинам	85
Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по скважинам	85
Таблица 4.1.3 – Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости в целом по месторождению Кенбулак	86
Таблица 4.1.4 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению Кенбулак	86
Таблица 4.1.5 – Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту I (горизонт А-2)	86
Таблица 4.1.6 – Характеристика основного фонда скважин по объекту I (горизонт А-2)	86
Таблица 4.1.7 – Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту II (горизонт М-0-1-А + М-0-1-Б)	86
Таблица 4.1.8 – Характеристика основного фонда скважин по объекту II (горизонт М-0-1-А + М-0-1-Б)	87
Таблица 4.1.9 – Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту III (горизонт М-0-2-А + М-0-2-Б)	87
Таблица 4.1.10 – Характеристика основного фонда скважин по объекту III (горизонт М-0-2-А + М-0-2-Б)	87
Таблица 4.1.11 – Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту IV (горизонт М-0-3)	87
Таблица 4.1.12 – Характеристика основного фонда скважин по объекту IV (горизонт М-0-3)	87
Таблица 5.1.1 – Программа геолого-промысловых и лабораторно-исследовательских работ по доразведке месторождения	90
Таблица 5.1.2 – Сводная таблица объемов работ в период пробной эксплуатации	91
Таблица 5.2.1 – Рекомендуемый комплекс исследовательских работ на период пробной эксплуатации	96
Таблица 6.1.1 – Показатели добычи нефти по скважинам	99
Таблица 6.1.2 – Компоновка колонны насосно – компрессорных труб.	101
Таблица 6.1.3 – Требуемая мощность для работы ШГНУ.	106
Таблица 6.5.1 – Технические параметры Устьевого нагревателя «УН-02»	118
Таблица 6.5.2 – Количество и источники потребления сырого газа на период пробной эксплуатации	120
Таблица 6.5.3 – Количество отработанного времени скважин при пробной эксплуатации	120
Таблица 6.5.4 – Расчет объемов сырого газа, необходимый для обеспечения работы устьевого нагревателя «УН-02», в период пробной эксплуатации	120
Таблица 6.5.5. Баланс сырого газа месторождения Кенбулак, в период пробной эксплуатации с 01.11.2021 по 15.07.2023 гг.	121
Таблица 7.1 – Рекомендуемая конструкция проектных оценочных скважин	124
Таблица 10.1. Капитальные вложения	145

Таблица 11.2.1. – Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации одной скважины	146
Таблица 11.2.2. – Используемые расходные материалы	147
Таблица 11.2.3 – Вспомогательная техника	147
Таблица 11.2.4. – Количество скважин и сумма обеспечения ликвидации	147
Таблица 11.2.5. – Объемы и виды работ по технической рекультивации земель	148

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ	19
Рисунок 3.2.1 – Границы Геологического отвода и участка для проведения пробной эксплуатации месторождения Кенбулак	52
Рисунок 3.3.1 – Индикаторная диаграмма по скважине Кенбулак-3. Горизонт М-0-1-Б	60
Рисунок 3.3.2 – Индикаторная диаграмма по скважине Кенбулак-5. Горизонт М-0-3	61
Рисунок 6.1.1 – Ротор со статором.....	102
Рисунок 6.3.1 – Принципиальная индивидуальная технологическая схема сбора жидкости по скважине на период пробной эксплуатации месторождения Кенбулак на период 01.11.2021 по 15.07.2023 гг.....	122

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Название приложений	№ прило- жения	Кол-во листов	Масштаб	Степень секрет- ности
1	2	3	4	5	6
1.	Сводный геолого-литологический разрез	1	1	1:2 000	н/с
2.	Тектоническая схема	2	1	1:500 000	н/с
3.	Структурная карта по кровле K ₁ пс ₂	3	1	1:50 000	н/с
4.	Структурная карта по ОГ-IIar	4	1	1:25 000	н/с
5.	Структурная карта по ОГ-PZ	5	1	1:50 000	н/с
6.	Временные разрезы через скважины	6	1	гор. 1:50 000 верт. 1см:100мс	н/с
7.	Геологический разрез по линии I-I	7	1	гор. 1:10 000 верт. 1:1 000	н/с
8.	Геологический разрез по линии II-II	8	1	гор. 1:10 000 верт. 1:1 000	н/с
9.	Схема обоснования ВНК	9	1	1:500	н/с
10.	Продуктивный горизонт А-2 а) структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	10	1	1:10 000	н/с
11.	Продуктивный горизонт М-0-1-А а) структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	11	1	1:10 000	н/с
12.	Продуктивный горизонт М-0-1-Б а) структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	12	1	1:10 000	н/с
13.	Продуктивный горизонт М-0-2-А а) структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	13	1	1:10 000	н/с
14.	Продуктивный горизонт М-0-2-Б а) структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	14	1	1:10 000	н/с
15.	Продуктивный горизонт М-0-3 а) структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	15	1	1:10 000	н/с
16.	Карта фонда скважин	16	1	1:50 000	н/с
17.	Глубинные сейсмические разрезы через проектные скважины	17	1	гор. 1:50 000 верт. 1:1 000	н/с
18.	Карты проектных и пробуренных скважин	18	1	1:10 000	н/с
19.	Карты текущей и накопленной добычи	19	1	1:10 000	н/с

Всего графических приложений 19, на 19 листах.

РЕФЕРАТ

Настоящий проектный документ: **«Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак»** состоит из двух томов:

Том I. Текст проекта содержит 157 страниц, включая 61 таблицу и 6 рисунков.

Том II. Графические приложения, включает одну папку с 19 приложениями.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ, ОТЛОЖЕНИЯ, ПЛАСТ-КОЛЛЕКТОР, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА, СКВАЖИНА, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ДЕПРЕССИЯ НА ПЛАСТ, ОПРОБОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН, ОБЪЕКТЫ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ПРОГНОЗНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ.

Настоящее дополнение к проектному документу разработано в соответствии с Техническим заданием недропользователя, Кодексом Республики Казахстан № 125-VI от «27» декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании», «Едиными правилами по комплексному и рациональному использованию недр», «Методическими рекомендациями по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)» и на основании отчета «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.10.2019 г.)».

В работе приведены краткие сведения о геологической характеристике и количестве утвержденных ГКЗ Республики Казахстан запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак. Приведены анализ результатов опробования, гидродинамических и геофизических исследований скважин в колонне и пластов, а также текущее состояние пробной эксплуатации скважин и объектов, сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации, состояние выполнения рекомендованных исследовательских работ.

На основании результатов проведенных исследовательских работ, а также учитывая текущее состояние пробной эксплуатации, обосновано продолжение выделения четырех основных объектов, которыми являются:

- **I-й объект** пробной эксплуатации – горизонт А-2;
- **II-й объект** пробной эксплуатации – горизонты М-0-1-А и М-0-1-Б;
- **III-й объект** пробной эксплуатации – горизонты М-0-2-А и М-0-2-Б;
- **IV-й объект** пробной эксплуатации – горизонт М-0-3.

Пробную эксплуатацию выделенных объектов рекомендуется продолжить существующими поисково-разведочными скважинами Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-5 и Кенбулак-8, а также в 2022 и 2023 гг. рекомендуется дополнительно ввести в

эксплуатацию из бурения соответственно проектные опережающие добывающие скважины Кенбулак-10 и Кенбулак-11.

Для уточнения геологического строения установленных залежей нефти, а также перевода запасов нефти и газа категории C_2 в C_1 , недропользователем, в рамках действующего проектного документа (7), было запланировано бурение двух проектных оценочных скважин Кенбулак-7 (независимая) и Кенбулак-9 (зависимая), во исполнение п. 3.3 протокола ГКЗ Республики Казахстан № 2144-19-П от «26» декабря 2019 г.

Согласно вышеуказанных рекомендаций, недропользователем в 2021 г. пробурены оценочные скважины Кенбулак-7 и Кенбулак-9, которые находятся в настоящее время в опробовании и испытании объектов.

В работе также рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, утилизации сырого газа, рассмотрены вопросы требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, охрана недр и окружающей среды. Составлена программа исследования пластов и скважин на период пробной эксплуатации.

Составил

Б. Сакауов

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий проектный документ **«Дополнение к Проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак»** выполнен по договору № 04/11-21 от «10» ноября 2021 г. между ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» (далее – недропользователь) и ТОО «Мунайгазгеолсервис» (далее – автор проектного документа), согласно Технического задания, Кодекса Республики Казахстан № 125-VI от «27» декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании» (8), «Единых правил по комплексному и рациональному использованию недр» (9), «Методических рекомендаций по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)» (10).

Контрактной территорией, на которой расположено месторождение Кенбулак, владеет ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» согласно Контракта № 1529 от «15» октября 2004 г. на разведку УВС в пределах блоков XXX-38 (частично) и XXX-39 (частично).

Геологический отвод глубиной до палеозойского фундамента имеет площадь 312,3 квадратных километра.

Согласно Дополнения № 5 (государственный регистрационный номер 4626-УВС от «29» июня 2018 г.) к вышеназванному Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки месторождения продлен до «15» октября 2022 г.

По решению Экспертной комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол № 30/3 МЭ РК от «21» октября 2021 г.) и письма МЭ Республики Казахстан за № 04-12/22399 от «26» октября 2021 г., период разведки продлен на 273 (двести семьдесят три) календарных дня – до «15» июля 2023 г.

Контракт на проведение разведки УВС между МЭиМР Республики Казахстан и ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» был предусмотрен на период разведки равным 5 (пяти) годам, с истечением срока разведки и срока действия Контракта до «15» октября 2009 г.

Геологоразведочные работы на Контрактной территории проводились на основании проектного документа – **«Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан»** (Протокол ТУ «Южказнедра» за № 194/06 от «06» июня 2006 г.) (1).

Дополнением № 1 (государственный регистрационный номер 3651-УВС от «16» февраля 2009 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки УВС был продлен на 2 (два) года – до «15» октября 2011 г.

Далее Дополнением № 2 (государственный регистрационный номер 3760-УВС от «13» декабря 2011 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки УВС повторно продлен на 2 (два) года – до «15» октября 2013 г.

В связи с тем, что перспектива выявления залежей углеводородов на Контрактной территории будет связываться только с ловушками не антиклинального типа в зонах выклинивания коллекторов нижнемелового и юрского разреза на сочленении грабен-синклиналей с горст-антиклиналями и с изменением Рабочей программы на период второго продления разведки до «15» октября 2013 г., возникла необходимость разработки нового проектного документа на геологоразведочные работы – **«Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан»** (Протокол № 240 от «24» октября 2011 г.) (2).

Наряду с поисково-разведочными работами в 2012 г. были проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ-3Д в объеме 312 кв.км полнократной съемки.

В результате проведенных работ по обработке и интерпретации материалов сейсмики МОГТ-3Д было установлено наличие антиклинальной структуры на Контрактной территории и построены структурные карты по четырем отражающим горизонтам: ОГ-PZ, ОГ-III, ОГ-II^{ar} и K_{1nc2}_prod.

Согласно проектного документа **«Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан»** в 2012 г. были пробурены две поисковые скважины – Кенбулак-3 и Кенбулак-4.

Первооткрывательницей месторождения является скважина **Кенбулак-3**, в которой при опробовании отложений верхненеокомского надъяруса нижнемеловых отложений были получены промышленные притоки нефти.

В 2013 г. на основании вышеназванного проектного документа пробурены поисковые скважины Кенбулак-2 и Кенбулак-5.

ТОО «Oil&Gas Consulting» в 2013 г. подготовлен отчет **«Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак в пределах блоков ХХХ-38 (частично) и ХХХ-39 (частично) в Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 15.10.2013 г.»**. (3), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 1420-14-П от «30» мая 2014 г.).

В 2018 г. был разработан новый проектный документ **«Проект разведочных работ на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в Кызылординской**

области Республики Казахстан», который был утвержден ЦКРиР (протокол № 5/9 от «30» ноября 2018 г.) (4).

В рамках вышеназванного проектного документа пробурены разведочные скважины Кенбулак-6 и Кенбулак-8.

Согласно вышеназванного проектного документа (4) подписано Дополнение № 6 (государственный регистрационный номер 4743-УВС-МЭ от «02» июля 2019 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г. и разработана Рабочая программа на период продления 2018-2022 гг.

На основании данных бурения шести скважин, включающих промысловые данные ГИС, результаты испытания и опробования, литологическое описание керна, отбор и анализ пластовых флюидов, в 2019 г. ТОО «НПЦ Туран Гео» составил отчет **«Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.10.2019 г.)»** (6), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2144-19-П от «26» декабря 2019 г.).

Вышеназванный отчет (6) явился основанием для разработки проектного документа **«Проект пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.01.2020 г.)»** (7), который был разработан ТОО «Мунайгазгеолсервис» в 2020 г. и согласован ЦКРР при МЭ Республики Казахстан (протокол № 1/11 от «24» июня 2020 г.).

Цель дополнения к пробной эксплуатации – продолжение уточнения имеющейся и получения дополнительной исходной информации о геолого-физической характеристике продуктивных горизонтов, термобарических условиях их залегания, фильтрационно-емкостных и продуктивных свойствах призабойной зоны скважин, физико-химических свойствах, насыщающих коллектора флюидов и т.д.

Задачи дополнения к пробной эксплуатации – в связи с продлением периода разведки, продолжение пробной эксплуатации существующих скважин Кенбулак-8 (на I-й объект пробной эксплуатации), Кенбулак-3 (на II-й объект пробной эксплуатации), Кенбулак-2 (на III-й объект пробной эксплуатации) и Кенбулак-5 (на IV-й объект пробной эксплуатации), а также дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения проектных опережающих добывающих скважин Кенбулак-10 (на IV-й объект пробной эксплуатации) и Кенбулак-11 (на I-й объект пробной эксплуатации) соответственно в 2022 и 2023 гг.; изучение эффективных способов эксплуатации скважин и оптимальных технологических режимов; изучение возможных осложнений при добыче, сборе и подготовке скважинной продукции; проведение лабораторных исследований керна, уточнение петрографии и свойств пластов-коллекторов; специальные лабораторные исследования керна по определению фильтрационных и продуктивных свойств коллекторов; отбор и лабораторное

изучение глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды; уточнение геологического строения и перевод запасов нефти и газа категории C_2 в C_1 на основании результатов пробуренных, согласно рекомендациям действующего проектного документа (7), оценочных скважин Кенбулак-7 и Кенбулак-9; проведение полноценного и достоверного подсчета запасов УВС и определения дальнейших работ.

Срок пробной эксплуатации – для решения поставленных целей и задач, пробную эксплуатацию месторождения Кенбулак планируется продолжить с ноября 2021 по «15» июля 2023 гг., на основании решения Экспертной комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол № 30/3 МЭ РК от «21» октября 2021 г.) и письма МЭ Республики Казахстан за № 04-12/22399 от «26» октября 2021 г.

Объекты пробной эксплуатации – на основании результатов проведенных исследовательских работ обосновано продолжение выделения на текущей стадии четырех основных объектов пробной эксплуатации, которыми являются: **I-й объект** пробной эксплуатации – горизонт А-2; **II-й объект** пробной эксплуатации – горизонты М-0-1-А и М-0-1-Б; **III-й объект** пробной эксплуатации – горизонты М-0-2-А и М-0-2-Б; **IV-й объект** пробной эксплуатации – горизонт М-0-3.

Авторы: Бигараев А.Б., Абдуллаев И.Ш., Мартынов В.В., Сакауов Б.К., Кадыров Т.А. и др.

Проектная организация: ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Алматы, ул. Гоголя, дом 86, офис 708, 050000, Республика Казахстан. Государственная лицензия № 20010247 от «16» июля 2020 г. «Проектирование горных производств» и 02211Р от «13» августа 2020 г. «Выполнение работ и услуг в области охраны окружающей среды».

Недропользователь: ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда», г. Кызылорда, пос. Тасбугет, ул. Мустафа Шокай, 9. Недропользователь осуществляет работы согласно Дополнения № 6 (государственный регистрационный номер 4743-УВС-МЭ от «02» июля 2019 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г. на разведку УВС в пределах блоков ХХХ-38 (частично) и ХХХ-39 (частично), период которого действует до «15» октября 2022 г. Контрактная территория расположена в пределах Сырдарьинского района Кызылординской области Республики Казахстан.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Контрактная территория ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в административном отношении находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан, географически она расположена в юго-западной части Арыскупского прогиба (рисунок 1.1).

Ближайшими населенными пунктами являются г. Кызылорда (120 км), г. Жезказган (280 км) и нефтепромысел Кумколь (к северу-востоку 55 км).

Нефтепровод Кумколь-Каракойын-Шымкент проходит северо-восточнее месторождения.

Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Кумколь-Атасу-Алашанькоу с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь.

Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек, с минерализацией до 4 г/л.

Климат района резкоконтинентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков не превышает 120-150 мм, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем минус 15 °С (до «минус» 40 °С), летом – «плюс» 27 °С (до «плюс» 43 °С).

Район относится к пустынным и полупустынным зонам, с типичной для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветры: летом – западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные.

Источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения.

От месторождения Кумколь до г. Кызылорда проложена асфальтированная дорога. Остальные дороги на площади работ грунтовые, проходимые автотранспортом в летне-осенний период, в периоды распутицы и зимнее время проезд затруднен.

Абсолютные отметки поверхности варьируют от 130 м до 190 м.

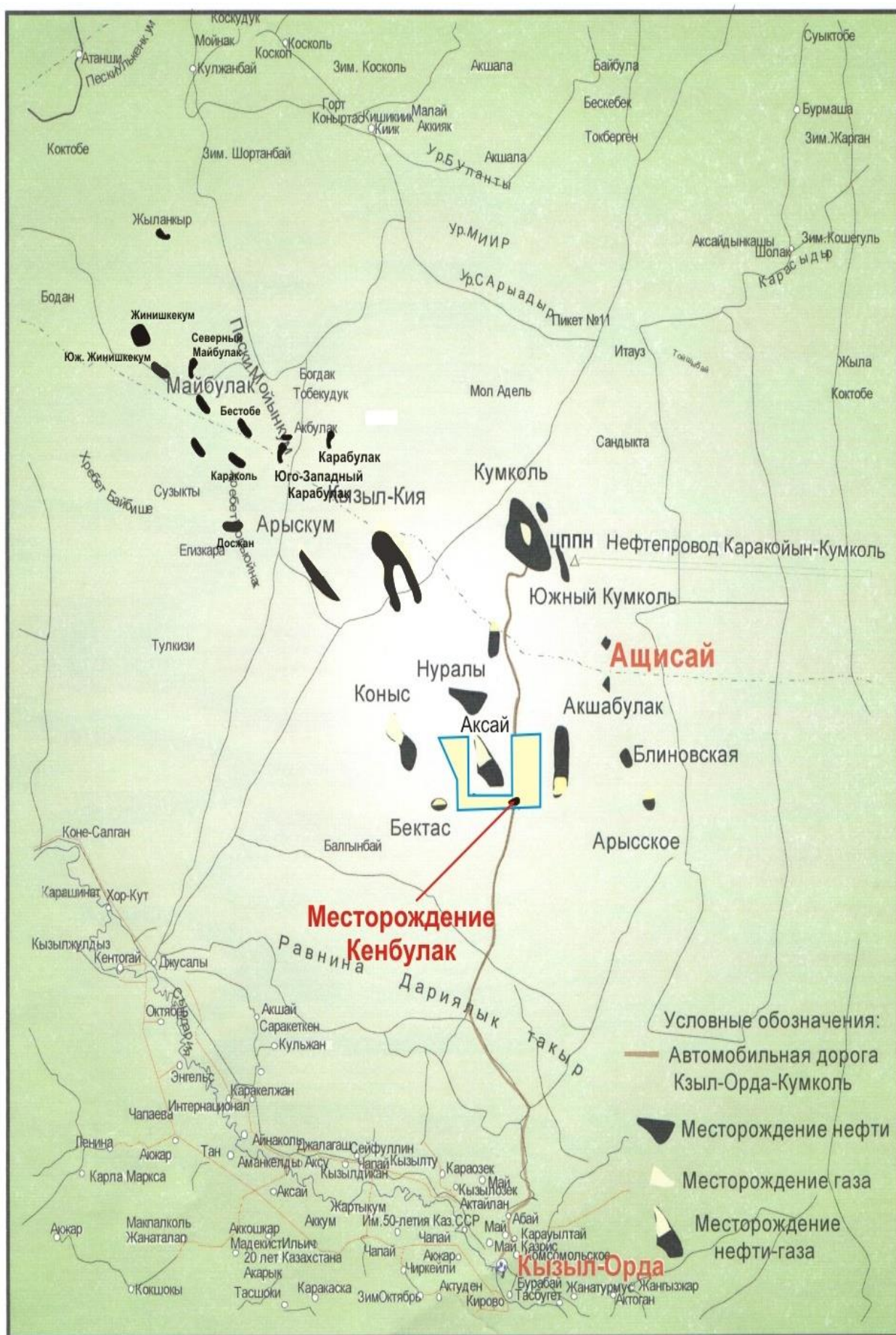


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

2. ГЕОЛОГО- ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Месторождение Кенбулак расположено в юго-западной части Арыскупского прогиба, приурочено к Аксайской горст-антиклинали. Месторождение входит в район группы месторождений Кызылкия, Западный Нуралы, Нуралы, Аксай, Южный Аксай, Западный Тузколь и др, поэтому его геолого-структурное строение идентично строениям этих месторождений. В геологическом строении всего Арыскупского прогиба и месторождения Кенбулак участвуют отложения палеозоя, юрской, меловой, палеогеновой и неоген - четвертичных систем.

Схема расчленения перечисленных стратиграфических подразделений разработана для Южно-Торгайского бассейна по пробуренным параметрическим скважинам с учетом ранее проведенных геологосъемочных и обобщающих тематических работ Института геологии и Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедиции в 1980-х г. Подробное описание геолого-структурного строения Арыскупского прогиба приведено в многочисленных отчетах по месторождениям, тематических отчетах и монографиях.

2.1. Характеристика геологического строения

2.1.1. Стратиграфическая характеристика разреза.

Нерасчлененные протерозой-палеозойские отложения – PR-PZ

К нерасчлененным протерозой-палеозойским образованиям отнесены метаморфические и осадочные терригенные породы, представленные кварц-хлоритовыми, кварц – биотитовыми, хлорит – серицитовыми сланцами и гнейсами; метаморфизованными интрузивными образованиями основного состава, а также конгломератами, песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Эти породы в кровельной части часто выветрелые и представлены корой выветривания, к которой нередко приурочен продуктивный горизонт PZ.

Возраст их устанавливается по сопоставлению с аналогичными образованиями хребтов Каратау и Улутау.

Палеозойская группа – PZ

По материалам ГИС скважиной №3 вскрыты известняки, глинистые известняки, мергели с прослоями маломощных аргиллитов и алевролитов, предположительно живет-франского, фаменского ярусов средне–верхнего девона и турнейского яруса нижнего карбона. На домезозойской поверхности эти породы местами выветрелые. К ним и карбонатным породам приурочен продуктивный горизонт PZ, который на месторождении Кенбулак не продуктивен.

Вскрытая мощность разреза фундамента в пробуренных скважинах № Кенбулак-2–65м, Кенбулак-3– 373м, Кенбулак-4 – 109м, Кенбулак-5 - 94м.

Мезозойская группа – MZ

Юрская система – J

Юрские отложения Контрактной территории, представлены породами верхнего отдела, которые в районе работ выклиниваются на поверхность фундамента.

Меловая система – K

Меловые отложения в практике работ в пределах Арыкумского прогиба в нижней части разреза по литологическому составу расчленяются на три свиты: даульскую, карачетаускую и кызылкиинскую. Верхняя часть относится к нерасчлененному разрезу турон-сенона. Неокомские отложения нижнего мела расчленены на две толщи - нижнюю и верхнюю, в соответствии с представленными недропользователем геологическими и геофизическими материалами. Эти толщи выделены во всех временных сейсмических разрезах всей контрактной территории.

Нижний отдел –K₁

Неокомский надъярус (K_{1nc}). В разрезе неокома выделяются две толщи: нижняя и верхняя, соответствующие нижнему и верхнему неокому. Отложения арыкумского горизонта нижнего неокома нижнего мела на месторождении не выделяются, но они могут быть на склонах поднятий.

Толща нижнего неокома (K_{1nc1}). Верхняя часть нижнего неокома (нижнедаульской подсвиты), выделенная как толща нижнего неокома, сложена чередующимися пластами глин, песчаников, песков, гравелитов и алевролитов. Вскрытая толщина её колеблется от 40 (Кенбулак-3) до 85 м (Кенбулак-4).

Толща верхнего неокома (K_{1nc2}) (по объему соответствует верхнедаульской подсвите) в нижней и средней частях представлена переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, а в верхней – преимущественно глинами с прослоями песчаников и алевролитов. Толщина её варьирует от 202 (Кенбулак 5) до 300 (Кенбулак 4) м. К песчаникам и пескам верхнего неокома приурочены продуктивные горизонты М-0 (М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4).

Апт – альбский ярусы (K_{1 a-al})

Карачетауская свита (K_{1a-al1-2}). Отложения карачетауской свиты представлены в нижней части серо-цветными слабосцементированными песчаниками с прослоями гравелитов и в верхней части - глинами. Все породы сильно насыщены углефицированными растительными остатками. Толщина свиты 166-235 метров.

Нерасчлененные нижний и верхний отделы меловой системы (K₁₋₂)

Альб – сеноманский ярусы (K_{1-2al3-s})

Кызылкиинская свита (K_{1-2al3-s}). Отложения кызылкиинской свиты залегают согласно на отложениях карачетауской свиты и сложены пестро-цветными, глинистыми алевролитами и глинами с прослоями песков и песчаников. Толщина свиты 208–218 м.

Верхний отдел – K₂

Нерасчлененный турон–сенон (K_{2t-sn}). Отложения этой толщи залегают с размывом на породах кызылкиинской свиты и представлены переслаивающимися пластами пестро-цветных песков и серых глин. Толщина 442-454м.

Кайнозойская группа – KZ

Кайнозойская группа представлена морскими и континентальными отложениями неоген-палеоген-четвертичной систем.

Нерасчлененные неоген – палеогеновые-четвертичные отложения (N–P–Q).

К неоген-палеоген-четвертичной системе отнесены пески, суглинки и супеси, покрывающие поверхность наиболее низких участков территории Арыкумского прогиба. Толщина их от 34 до 327м.

2.1.2. Тектоническое строение месторождения

Структурный план Контрактной территории представлен тремя основными элементами:

- восточным бортом Арыкумский грабен-синклинали (западный блок Контрактной территории);
- Акшабулакской грабен-синклиналью (восточный блок Контрактной территории);
- северной периклинальной части Южно-Аксайского выступа Аксайской горст-антиклинали.

Структура Кенбулак находится в пределах северной периклинальной части Южно-Аксайского выступа Аксайской горст-антиклинали (субширотная перемычка между западным и восточным блоками Контрактной территории).

В геологическом строении Контрактной территории участвуют породы двух структурных этажей: домезозойского складчатого и платформенного.

В строении домезозойского складчатого структурного этажа участвуют отложения палеозоя и протерозоя, которые вскрыты всеми скважинами. Собственно платформенный комплекс включает отложения верхнеюрского и нижнемелового возраста, локализованные в грабенах.

По данным интерпретации результатов сейсморазведки 3D за 2012-2013 гг. и с использованием материалов ГИС по пробуренным скважинам, в связи с поставленной задачей оперативного подсчета запасов УВС (2013 г) в пределах выявленных залежей на структуре Кенбулак, по Контрактной территории построены структурные карты по четырем целевым отражающим горизонтам: ОГ-PZ, ОГ-III, ОГ-II^{ар} и K_{1nc2}_prod.

На структурной карте по кровле ОГ-PZ месторождение Кенбулак представляет собой поднятие простирающееся, с юго-востока на северо-запад. В северо-восточном направлении структура круто погружается с отметки -1450м до -2900м в районе разлома. В западном направлении поднятие примыкает к разлому. Размеры структуры с запада, ограниченной разломом, с северо-востока изогипсой -1450 м, с юга границы Контрактной территории составляют 5,0х2,0÷3,5 км, амплитудой около 100 м.

Структурная карта по кровле ОГ-III представляет собой моноклиналиное поднятие, погружающееся в северо-восточном направлении. В западном направлении отложения верхней юры выклиниваются на поверхность фундамента. Только одна скважина (Кенбулак 6) вскрыла верхнеюрские отложения. В районе скважины Кенбулак-6 структура по замкнутой изогипсе -1380 м представляет собой полусвод примыкающий к отложениям фундамента с размерами 3,5х0,75 км амплитудой около 30 м.

Структурная карта по кровле ОГ-II^{ар} унаследовано повторяет строение структуры по кровле ОГ-III. Поднятие простирается с юга на север, его северо-восточный борт полого погружается в северном направлении с отметок -1310м до -1500м. В южной и юго-западной части структуры имеются выступы поверхности фундамента, к которым выклиниваются отложения арыскупского горизонта. Все скважины, пробуренные в сводовой части структуры Кенбулак по платформенным, оказались вне зоны развития арыскупского горизонта.

Структурный план отложений K_{1nc2}_prod представляет собой брахиантиклинальную складку облекания, простирающуюся с юга на север, северо-восточный борт которого погружается в восточном направлении с отметки -970м до -1250м. В центральной части картируется брахиподнятие, имеющее два купола. Размеры поднятия 2,9х0,8-3,0км с амплитудой около 30м по замкнутой изогипсе -970м.

Аналогично близлежащего месторождения Западный Тузколь, складки облекания наблюдаются далеко вверх по разрезу, включая палеогеновые отложения. Единственным изменением складок является уменьшение амплитуды и выполаживание свода.

2.1.3. Нефтегазоносность

Месторождение Кенбулак расположено в Арыкумском прогибе, который является частью Южно-Торгайского нефтегазоносного района, входящего в Арало-Торгайскую нефтегазоносную провинцию.

Промышленные скопления нефти и газа в Южно-Торгайской нефтегазоносной области в настоящее время доказаны во всех образованиях мезозойской группы от нижнего отдела юры до верхнего отдела меловой системы.

По стратиграфической приуроченности, выявленные залежи нефти и газа в Арыкумском прогибе связаны с отложениями палеозоя, юры и нижнего мела.

Геологоразведочные работы, проведенные в значительных объемах, показали высокую перспективность бортовых частей Нижнесырдарьинского, Аксайского и Мынбулакского поднятий, связанных с террасами первой ступени.

Используя новые геологические концепции и применяя эффективные методики поиска и разведки, в Южно-Торгайском бассейне возможно открытие десятка от мелких до средних локальных месторождений с суммарными прогнозными запасами нефти 300 млн. тонн по величине равным запасам одного крупнейшего месторождения.

На месторождении Кенбулак по данным поисково-разведочного бурения, детальной по пластовой корреляции разрезов скважин по материалам ГИС и опробованием в верхнеэокомских отложениях установлены 6 нефтяных залежей, приуроченных к горизонтам А-2, М-0-1-А, Б, М-0-2-А, Б, М-0-3.

Коллекторы продуктивных горизонтов представлены чередованием мелко- и среднезернистых слабосцементированных серых песчаников с коричневато-серыми, зеленовато-серыми, серыми, глинистыми алевролитами слабосцементированным.

Границами залежей служат положения условных водонефтяных контактов, проведенных по подошве нефтенасыщенных пластов по данным, ГИС и линии литолого-фациального замещения коллекторов.

На структуре Кенбулак продуктивными являются верхнеэокомские отложения нижнего мела.

В разрезе нижнемеловых отложений выявлены 6 продуктивных горизонтов А-2, М-0-1-А, Б, М-0-2-А, Б, М-0-3, которые приурочены к отложениям карачетауской и верхнедаульской свит. Установленные горизонты вскрыты всеми пробуренными поисково-разведочными скважинами.

По типу резервуара залежи относятся к пластовым сводовым и литологически экранированным.

В период с 01.01.20 г по 01.11.21 г в рамках проекта пробной эксплуатации на месторождении пробурены 2 оценочные скважины Кенбулак-7 и Кенбулак-9, которые подтвердили наличие залежей.

Продуктивный горизонт А-2. Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 3, 5, 7, 8, 9 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием. В скважинах 3 и 8 испытаны интервалы 986-992 м и 978-988, соответственно. Получены притоки нефти объемами 125,8 м³ и 28,4 м³ соответственно. В скважине 8 дебит нефти - 23,6 м³/сут (расчетным путем). В скважине 9 опробован интервал 993,4-998,4 м (IV-объект) в результате опробования, фонтанным способом при 7-4 мм штуцере дебит нефти составил 183,79 м³ нефти и 3,65 м³ пластовой воды.

Залежь имеет следующие параметры: (ЧНЗ-С₁) средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина 4.9 м. Пористость 0.20 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0.55 д.ед. Площадь продуктивности 1216 тыс. м². Высота залежи свыше 21 м. УВНК принят на абсолютной отметке -840 м.

Продуктивный горизонт М-0-1-А. Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 3, 5, 7, 8, 9 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием. В скважине Кенбулак-3 в результате испытания IV-объекта в интервалах 1114-1126м, 1119,5-1123 м получен пульсирующий фонтан нефти и газа. На 3 мм штуцере дебит нефти 4-5 м³/сут. Извлечено нефти объемом 32,86 м³. Пластовое давление составляет 8,257 МПа. В скважине Кенбулак-8 опробован интервал 1105-1109 м. Извлечено нефти объемом 8,78 м³/сут. Залежь имеет следующие параметры: (ЧНЗ-С₁) средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина 4,7 м. Пористость 0.22 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0.47 д.ед. Площадь продуктивности 1235 тыс. м². Высота залежи свыше 21 м. УВНК принят на абсолютной отметке -970 м.

Продуктивный горизонт М-0-1-Б. Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 3, 5, 7, 8 и 9 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием. В скважине Кенбулак-3 из интервала 1132,9-1139,5м получен фонтанный приток промышленной нефти дебитом 44,8 м³/сут на 11 мм штуцере. Пластовое давление составляет 11,482 МПа. Залежь имеет следующие параметры: (ЧНЗ-С₁) средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина 7.1 м. Пористость 0.21 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0.46 д.ед. Площадь продуктивности 547 тыс.м². Высота залежи свыше 26,5 м. УВНК принят на абсолютной отметке -990 м.

Продуктивный горизонт М-0-2-А. Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 3, 5, 7, 8 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием. В скважине Кенбулак-3 в интервале 1150-1153,8 м (II-объект) в результате

испытания получен фонтан жидкости – фильтрат бурового раствора уд. весом $1,01 \text{ г/см}^3$. Извлечено $36,34 \text{ м}^3$ жидкости, из них $3,114 \text{ м}^3$ нефти. В скважине Кенбулак-7 опробованы интервалы 1139,4-1140,6 м и 1144,5-1148,0 м (I-объект), в результате опробования, в течении 5 дней фонтанным способом при 8-5 мм штуцере дебит нефти - $47,18 \text{ м}^3$ нефти и $6,97 \text{ м}^3$ пластовой воды. Залежь имеет следующие параметры: (ЧНЗ-С₁) средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина 6,56 м. Пористость 0.21 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0.49 д.ед. Площадь продуктивности 551 тыс. м^2 . Высота залежи свыше 28,5 м. УВНК принят на абсолютной отметке -1010 м.

Продуктивный горизонт М-0-2-Б. Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 5, 8, 9 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием. В скважине Кенбулак-2 в интервале 1165,5-1169 был получен приток нефти дебитом $38 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 6 мм штуцере. Залежь имеет следующие параметры: (ЧНЗ-С₁) средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина 2.6 м. Пористость 0.23 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0.43 д.ед. Площадь продуктивности 579 тыс. м^2 . Высота залежи свыше 32,8 м. УВНК принят на абсолютной отметке -1030 м.

Продуктивный горизонт М-0-3. Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 5, 8 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием. В скважине Кенбулак-5 при испытании интервала 1192-1195м получен фонтанный приток нефти дебитом $81,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 9 мм штуцере. Пластовое давление составляет 11,18 МПа. В скважине Кенбулак-8 при испытании интервала 1202-1204м получен приток нефти объемом $29,17 \text{ м}^3$. Дебит нефти $12,73 \text{ м}^3/\text{сут}$ (расчетным путем). Залежь имеет следующие параметры (ЧНЗ-С₁) средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина 6,25 м. Пористость 0,26 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,59 д.ед. Площадь продуктивности 1034 тыс. м^2 . Высота залежи свыше 21,3 м. ВНК принят на абсолютной отметке -1048,3 м.

Таблица 2.1.1 – Геолого-физическая характеристика горизонтов

Параметры	Объекты пробной эксплуатации			
	I	II	III	IV
	Горизонт А-2	Горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б	Горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б	Горизонт М-0-3
Средняя глубина залегания, м	981,3	1118,6	1154,6	1195,1
Тип залежи	Пластовые, сводовые			
Тип коллектора	Поровый, терригенный			
Площадь нефтегазоносности (категория С ₁ / С ₂), тыс.м ²	1186 / 1735	1689 / 4053	1077 / 4286	1034 / 1248
Средняя общая толщина, м	6,1	17,0	16,2	15,1
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3,7	10,9	8,4	2,8
Средняя пористость, д.ед.	0,20	0,21	0,23	0,26
Средняя насыщенность нефтью, д.ед.	0,54	0,53	0,54	0,59
Проницаемость (по керну), мД	274	66,1	143,5	253
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,607	0,641	0,519	0,185
Приведенная пластовая температура, °С	52,6	59,5	61,4	62,2
Приведенное пластовое давление, МПа	9,9	11,7	12,1	12,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,02*	1,02	1,02*	0,32
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,724*	0,724	0,724*	0,606
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,841	0,816	0,759	0,761
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,176*	1,176	1,176*	1,502
Содержание серы в нефти, %	0,26	0,26	0,18	0,10
Содержание парафина в нефти, %	9,60	6,75	1,80	1,00
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,3*	9,3	9,3*	7,9
Газосодержание, м ³ /т	85,27*	85,27	85,27*	351,4
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,5	0,5	0,5	0,5
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,016*	1,016	1,016*	1,044
Средняя продуктивность, м ³ /(сут*МПа)	-	17,6	-	17,65
Средняя приемистость, м ³ /(сут*МПа)	-	-	-	-
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	389	1777	1527	936
в том числе: по категории С ₁	246	594	325	494
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	129	562	475	306
в том числе: по категории С ₁	86	208	114	173
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,33	0,32	0,31	0,33
в том числе: по запасам категории С ₁	0,35	0,35	0,35	0,35

2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

На месторождении Кенбулак пробуренными скважинами установлена нефтегазоносность верхненеокомских отложений нижнего мела. В разрезе нижнемеловых отложений выявлены 6 продуктивных горизонтов А-2, М-0-1-А, Б, М-0-2-А, Б, М-0-3, которые приурочены к отложениям карачетауской и верхнедаульской свит. В таблице 2.2.1 по залежам приведены характеристики толщин, их средние значения и пределы изменения. Основными показателями, характеризующими степень неоднородности горизонтов и отдельных пластов коллекторов, являются коэффициенты распространения, песчанистости и расчлененности. В таблице 2.2.2 приведены показатели неоднородности пластов, с которыми связаны залежи.

Продуктивный горизонт А-2. Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак: 2, 3, 5, 7, 8 и 9.

Горизонт вскрыт всеми скважинами. Общая толщина горизонта изменяется в пределах 3,1 – 16,4 м и в среднем составляет 7,6 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 1,3 до 8,1 м, в среднем составляет 4,5 м.

В горизонте выделяется от 1 до 4 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 0,875, коэффициент расчлененности равен 2,7, коэффициент песчанистости – 0,631 (таблица 2.2.2).

Продуктивный горизонт М-0-1-А. Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак: 2, 3, 5, 7, 8, 9.

Горизонт вскрыт всеми скважинами. Общая толщина горизонта изменяется в пределах 0,8 – 13,4 м и в среднем составляет 9,3 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 0,8 до 7,5 м, в среднем составляет 4,6 м.

В горизонте выделяется от 1 до 4 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 1, коэффициент расчлененности равен 2,5, коэффициент песчанистости – 0,583 (таблица 2.2.2).

Продуктивный горизонт М-0-1-Б. Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак: 2, 3, 5, 7, 8, 9.

Горизонт вскрыт всеми скважинами. Общая толщина горизонта изменяется в пределах 0,8 – 24,5 м и в среднем составляет 10,7 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 0,8 до 10,2 м, в среднем составляет 5,8 м.

В горизонте выделяется от 1 до 5 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 1, коэффициент расчлененности равен 2,9, коэффициент песчаности – 0,629 (таблица 2.2.2).

Продуктивный горизонт М-0-2-А. Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 3, 5, 7, 8, 9.

Горизонт вскрыт всеми скважинами. Общая толщина горизонта изменяется от 4,0 м до 25,3 м и в среднем составляет 11,2 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 3,3 м до 12,0 м, в среднем составляет 6,9 м.

В горизонте выделяется от 1 до 3 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 1, коэффициент расчлененности в среднем равен 2,1, коэффициент песчаности – 0,740 (таблица 2.2.2).

Продуктивный горизонт М-0-2-Б. Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 5, 8, 9.

Горизонт вскрыт всеми скважинами. Общая толщина горизонта изменяется в пределах 0,8 – 15,7 м и в среднем составляет 7,6 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 0,8 до 13,3 м, в среднем составляет 4,1 м.

В горизонте выделяется от 1 до 4 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 0,857, коэффициент расчлененности равен 2,2, коэффициент песчаности – 0,628 (таблица 2.2.2).

Продуктивный горизонт М-0-3. Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 3, 5, 8.

Горизонт вскрыт всеми скважинами. Общая толщина горизонта изменяется в пределах 1,3-29,6 м и в среднем составляет 13,1 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 1,3 до 11,7 м, в среднем составляет 5,3 м.

В горизонте выделяется от 1 до 4 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 1, коэффициент расчлененности равен 2,1, коэффициент песчаности – 0,617 (таблица 2.2.2).

Таблица 2.2.1 – Характеристика толщин горизонтов

№№	Толщина	Наименование	По горизонту (объекту) в целом
1	2	3	4
Горизонт А-2			
1	Общая	Средняя, м	7,6
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,315
		Интервал изменения, м	3,1-16,4
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	4,9
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,292
		Интервал изменения, м	1,3-8,1
3	Эффективная	Средняя, м	4,5
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,313
		Интервал изменения, м	1,3-8,1
Горизонт М-0-1-А			
1	Общая	Средняя, м	9,3
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,155
		Интервал изменения, м	0,8-13,4
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	4,7
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,025
		Интервал изменения, м	3,8-6,0
3	Эффективная	Средняя, м	4,6
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,157
		Интервал изменения, м	0,8-7,5
Горизонт М-0-1-Б			
1	Общая	Средняя, м	11,3
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,363
		Интервал изменения, м	0,8-24,5
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	6,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,062
		Интервал изменения, м	4,2-8,6
3	Эффективная	Средняя, м	5,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,264
		Интервал изменения, м	0,8-10,2
Горизонт М-0-2-А			
1	Общая	Средняя, м	11,2
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,420
		Интервал изменения, м	4,0-25,3
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	6,3
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,056
		Интервал изменения, м	5,1-8,9
3	Эффективная	Средняя, м	6,9
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,148
		Интервал изменения, м	3,3-12,0
Горизонт М-0-2-Б			
1	Общая	Средняя, м	7,6
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,441
		Интервал изменения, м	0,8-15,7
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	2,2
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,144
		Интервал изменения, м	1,4-3,6
3	Эффективная	Средняя, м	4,1
		Коэффициент вариации, доли ед.	1,082
		Интервал изменения, м	0,8-13,3
Горизонт М-0-3			
1	Общая	Средняя, м	13,1
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,689
		Интервал изменения, м	1,3-29,6

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,675
		Интервал изменения, м	1,3-11,7
3	Эффективная	Средняя, м	5,3
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,508
		Интервал изменения, м	1,3-11,7

Таблица 2.2.2 – Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта

Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчаности, доли ед.		Коэффициент расчлененности, доли ед.		Характеристика прерывистости
	среднее значение	коэффициент вариации	среднее значение	коэффициент вариации	
Горизонт А-2					
7	0,63	0,150	2,7	0,144	0,875
Горизонт М-0-1-А					
8	0,58	0,207	2,5	0,200	1
Горизонт М-0-1-Б					
8	0,63	0,144	2,9	0,195	1
Горизонт М-0-2-А					
7	0,74	0,098	2,1	0,151	1
Горизонт М-0-2-Б					
6	0,63	0,280	2,2	0,243	0,857
Горизонт М-0-3					
7	0,62	0,233	2,1	0,213	1

В период с 01.01.20 г по 01.11.21 г в рамках проекта пробной эксплуатации на месторождении пробурены еще 2 оценочные скважины Кенбулак-7 и Кенбулак-9. На месторождении пробурено 8 скважин. Общая проходка с отбором керна составляет 135,07 м, вынос керна 89,27 м или 55,91 % от проходки.

Керном освещены горизонты А-2, М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-Б и М-0-3. Количество образцов анализов керна 246.

Наибольший вынос керна произведен в горизонте М-0-1-Б - 28.54/20.82 м, количество образцов керна составило 50, по горизонту М-0-1-А вынос керна составляет 23,02/22,02 м. Наименьший вынос по горизонту составляет 5.19/1.83м в М-0-2-Б, всего 5 образцов. Освещенность эффективных толщин лучше по горизонту М-0-1-А, вынос составил 25,42 м или 84,5% от проходки, отобрано 32 образцов керна.

Поднятый керн, в основном, представлен от светло до темно - серого цвета мелкозернистыми песчаниками слабой и средней крепости, встречаются буро-коричневые пески. Глины серые, зеленовато-серые, красновато-коричневые, алевроитовые средней крепости, аргиллиты серые, коричневые, твердые. Также присутствует пестрый гравий.

После визуального описания пород кернового материала и его фотографирования, были отобраны образцы на петрофизические исследования.

Помимо отбора и изучения керна проведены исследования на шламе пробуренных скважинах. Пробы отбирались до продуктивных отложений через каждые 5 м и в интервале продуктивных отложений через каждые 2 м. На пробах проводилось макроописание шлама, которые использовались для уточнения литологии разреза.

Представленные отчеты по исследованию образцов керна, выполнены в лаборатории ТОО «Мунайгазгеолсервис» г. Шымкент.

Таблица 2.2.3 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горизонтов

Метод определения	Наименование	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Коэффициент открытой пористости, доли ед.	Нефтенасыщенность, д.ед.
1	2	3	4	5
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	
	Кол-во определений, шт.	18	18	
	Среднее значение	171,7	0,143	
	Коэффициент вариации	1,209	0,126	
	Интервал изменения	0,184-626,8	0,047-0,238	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		7	7
	Кол-во определений, шт.		19	19
	Среднее значение		0,20	0,55
	Коэффициент вариации		0,030	0,024
	Интервал изменения		0,16-0,26	0,43-0,71
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Горизонт М-0-1-А				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	2	2	
	Кол-во определений, шт.	52	52	
	Среднее значение	40,3	0,15	
	Коэффициент вариации	2,6	0,042	
	Интервал изменения	1,18-383,1	0,07-0,22	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		8	8
	Кол-во определений, шт.		20	20
	Среднее значение		0,22	0,47
	Коэффициент вариации		0,120	0,016
	Интервал изменения		0,15-0,39	0,35-0,55
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Горизонт М-0-1-Б				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	
	Кол-во определений, шт.	16	16	
	Среднее значение	12,1	0,15	
	Коэффициент вариации	4,918	0,163	
	Интервал изменения	1,28-113,2	0,11-0,257	

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		8	8
	Кол-во определений, шт.		23	23
	Среднее значение		0,21	0,46
	Коэффициент вариации		0,028	0,074
	Интервал изменения		0,16-0,25	0,26-0,56
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1		
	Кол-во определений, шт.	1		
	Среднее значение	190		
	Коэффициент вариации	-		
	Интервал изменения	-		
Горизонт М-0-1-А				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	
	Кол-во определений, шт.	13	13	
	Среднее значение	125,5	0,22	
	Коэффициент вариации	1,788	0,035	
	Интервал изменения	1,7-557,9	0,12-0,27	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		7	7
	Кол-во определений, шт.		15	15
	Среднее значение		0,21	0,49
	Коэффициент вариации		0,032	0,087
	Интервал изменения		0,15-0,27	0,20-0,60
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Горизонт М-0-2-Б				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	
	Кол-во определений, шт.	4	4	
	Среднее значение	263,4	0,24	
	Коэффициент вариации	0,814	0,017	
	Интервал изменения	16,8-523,9	0,20-0,267	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		6	6
	Кол-во определений, шт.		13	13
	Среднее значение		0,23	0,43
	Коэффициент вариации		0,048	0,106
	Интервал изменения		0,20-0,32	0,19-0,54
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Горизонт М-0-3				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.		1	
	Кол-во определений, шт.	5	5	
	Среднее значение	314,4	0,23	
	Коэффициент вариации	1,425	0,049	
	Интервал изменения	11,6-1005,9	0,169-0,296	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		7	7
	Кол-во определений, шт.		15	15
	Среднее значение		0,26	0,59
	Коэффициент вариации		0,003	0,023
	Интервал изменения		0,24-0,28	0,50-0,73
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			

2.3. Физико-химические свойства нефти, газа и воды

В период разведки месторождения отбирались пробы флюидов в поверхностных и пластовых условиях.

Исследования физико-химических характеристик глубинных и поверхностных проб нефти и анализ растворенного газа проводились в физико-химической лаборатории ТОО «Мунайгазгеолсервис».

Физико-химические характеристики поверхностных проб нефти верхненеокомских отложений охарактеризованы пробами нефти с устья скважин и изучены по результатам лабораторных исследований.

В процессе лабораторных исследований нефти в поверхностных условиях были определены основные свойства:

- физические – плотность в стандартных условиях, температура вспышки и застывания, кинематическая вязкость от 20 до 50°C, молекулярная масса;
- фракционный состав.

Изучение физико-химических свойств нефти в поверхностных условиях проводилось по стандартам: плотность ГОСТ 3900-85, молекулярная масса (криоскопический метод), фракционный состав ГОСТ 2177-99, хлористых солей ГОСТ 21534-76, серы ГОСТ 1437-75, механических примесей ГОСТ 6370-83, силикагелевых смол ГОСТ 11858-66, асфальтенов ГОСТ 11858-66, парафинов ГОСТ 11851-85, вязкость ГОСТ 33-82, температура вспышки ГОСТ 6356-75, температура застывания ГОСТ 20287-91.

Исследования пластовой (глубинной) пробы нефти проводились по комплексу «А» на установке высокого давления АСМ-300М из 3-х камер.

Перевод пробы из пробоотборника в бомбу PVT осуществлялся с помощью жидкостного регулируемого насоса и промежуточной емкости при соблюдении пластовых условий, т.е. при давлении 11,0 МПа и температуре 58°C.

Глубинные пробы отбирались пробоотборниками ВПП-300, в 3-х контейнерах объемами по 300 мл.

Поверхностные пробы нефти отбиралась с устья скважин 2, 3, 5, 8 и 9 Кенбулак во время исследования скважины на 3-х мм штуцере по общепринятой методике, после сепаратора в 1-1,5 литровые герметичные емкости в количестве 3-5 литров.

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 9 проб из 5-х скважин 3(3пр.), 2 (1 пр.) , 5 (2пр.), 8 (2пр.) и 9 (1пр.) по горизонтам А-2, М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-Б и М-0-3.

Горизонт А-2. Свойства нефти изучены по трем пробам из скважин Кенбулак-3, Кенбулак-8 и Кенбулак-9. Средние содержания компонентов нефти, следующие: серы 0,26 %; асфальтенов 0,18%; смол силикагелевых 9,0; парафина 9,67; мех. примесей 0,07%. Плотность нефти при 20⁰С составляет 0,834 г/см³, кинематическая вязкость при 20⁰С – 22,91; при 30⁰С – 17,89; при 40⁰С – 8,64; при 50⁰С – 6,07 мкм²/с; фракционный состав нефти в % масс.: выкипающих при 100⁰С - 3; при 150⁰С - 11; при 200⁰С – 18; при 250⁰С - 26; при 300⁰С-36; при 350⁰С – 51. Конец кипения 345⁰С.

Нефть горизонта А-2 классифицируется как малосернистая, смолистая, парафинистая.

Горизонт М-0-1-А. Свойства нефти изучены по двум пробам из скважин Кенбулак-3 и Кенбулак-8. Средние содержания компонентов нефти, следующие: серы 0,26 %; асфальтенов 0,19%; смол силикагелевых 7,9; парафина 7,2; мех. примесей 0,07%. Плотность нефти при 20⁰С составляет 0,825 г/см³, кинематическая вязкость при 30⁰С - 13,39; при 40⁰С – 7,68; при 50⁰С – 5,66 мкм²/с; фракционный состав нефти в % масс.: выкипающих при 200⁰С – 21; при 300⁰С-43. Конец кипения 373⁰С.

Нефть горизонта М-0-1-А классифицируется как малосернистая, смолистая, парафинистая.

Горизонт М-0-1-Б. Содержание компонентов в нефти в скважине Кенбулак-3 следующие: серы от 0,26 %; асфальтенов 0,22%; смол силикагелевых 10,2; парафина 6,3; мех. примесей 0,08%. Плотность нефти при 20⁰С составляет 0,806 г/см³, кинематическая вязкость при 20⁰С составляет – 6,585; при 50⁰С – 3,189 мкм²/с; фракционный состав нефти в % масс.: выкипающих при 200⁰С – 22; при 300⁰С-45. Конец кипения 360⁰С.

Нефть горизонта М-0-1-Б классифицируется как легкая, малосернистая, малосмолистая, парафинистая.

Горизонт М-0-2-Б. В скважине Кенбулак-2 содержание компонентов в нефти следующие: серы 0,18 %; асфальтенов 0,18%; смол силикагелевых 1,2; парафина 1,8%; мех. примесей - отс. Плотность нефти при 20⁰С составляет 0,759 г/см³, кинематическая вязкость при 20⁰С составляет – 2,268; при 50⁰С – 1,568 мкм²/с; фракционный состав нефти в % масс.: выкипающих при 200⁰С – 39; при 300⁰С-53. Конец кипения 340⁰С.

Нефть горизонта М-0-2-Б классифицируется как легкая, малосернистая, малосмолистая, малопарафинистая.

Горизонт М-0-3. Отобраны и проанализированы 2 пробы нефти из скважины Кенбулак-5 в интервале 1192-1195м.

Содержание компонентов в нефти следующие: серы от 0,012 до 0,18%; асфальтенов 0,14; смол силикагелевых 1,6; парафина 1,0; мех. примесей от 0,002 до 0,06%. Плотность

нефти при 20⁰С составляет от 0,756 до 0,765 г/см³. Средняя кинематическая вязкость при 20⁰С составляет – 2,496 мкм²/с; фракционный состав нефти в % масс.: выкипающих при 200⁰С–52; при 300⁰С-68.

Нефть горизонта классифицируется как легкая, малосернистая, малосмолистая, малопарафинистая.

Результаты анализов поверхностных проб нефти приведены в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 – Физико-химические свойства поверхностных проб нефти

Наквашины	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Плотность, г/см³	Кинематическая вязкость, мм²/с				Содержание компонентов, % масс								Молекулярный вес	Фракционный состав по Энглеру, % масс							Компания, выполнявшая анализы
				20 °С	30 °С	40 °С	50 °С	вспышки	застывания	Парафин	Сера	Вода по ДС	Смолы	Асфальтены	Мех.примеси		НК ⁰	100 °С	150 °С	200 °С	250 °С	300 °С	КК ⁰	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Горизонт А-2																								
Кенбулак-3	07.2013 г.	986 – 992	0,841		20,52	9,41	6,40	+3	+14	7,1	0,26	отс.	10,6	0,20	0,08	202,3	50	5	13	19	26	36	375	ТОО «МГТС»
Кенбулак-8	10.10.2019 г.	978 – 988	0,840		25,06	10,79	7,37	+26	+20	12,1	0,26	0,8	9,4	0,19	0,07	200,97	100	1	8	13	21	32	285	
Кенбулак-9	09.09.2021 г.	993,4 – 998,4	0,821	22,906	8,09	5,71	4,43	0	18	9,8	0,26	0,1	7,1	0,16	0,05	178,24	70	3	11	21	30	39	375	
Среднее значение			0,834	22,91	17,89	8,64	6,07	10	17	9,67	0,26		9,0	0,2	0,1	193,84	73	3	11	18	26	36	345	
Горизонт М-0-1-А																								
Кенбулак-3	22.07-26.07.2013г	1114 – 1116; 1119,5 – 1123	0,801	6,624	5,45	4,25	3,50	<-20	+7	1,2	0,24	отс.	3,0	0,18	0,06	158,46	55	8	19	31	39	48	360	ТОО «МГТС»
Кенбулак-8	20.09.2019г	1105 – 1109	0,848		21,32	11,11	7,81	+27	+22	13,2	0,28	1	12,8	0,19	0,07	211,99	105		5	10	20	38	385	
Среднее значение			0,825		13,39	7,68	5,66		+15	7,2	0,26	1	7,9	0,19	0,07	185,22	80	8	12	21	30	43	373	
Горизонт М-0-1-Б																								
Кенбулак-3	22.12-26.12.2012г	1132,9 – 1139,5	0,806	6,585	5,325	3,925	3,1896	+10	+19	6,3	0,26	9,5	10,2	0,22	0,08	163,07	60	4	17	22	33	45	360	-/-
Горизонт М-0-2-Б																								
Кенбулак-2	12.08-16.08.2013г	1165,5 – 1169	0,759	2,268	1,994	1,684	1,568	<-20	+4	1,8	0,18	отс.	1,2	0,18	отс.	126,27	40	14	32	39	45	53	340	ТОО «МГТС»
Горизонт М-0-3																								
Кенбулак-5	22.07-31.07.2013г	1192 – 1195	0,765	2,126	1,915	1,728	1,485	<-20	+2	1,0	0,18	отс.	1,6	0,14	0,06	130,49	50	15	37	50	59	66	315	ТОО «МГТС»
	01.07-02.07.13г	1192 – 1195	0,756	2,865					+1		0,012				0,002					53		70		КГУ им. Коркыт-Ата
Среднее значение			0,761	2,496	1,915	1,728	1,485	-20	+2	1,0	0,096		1,6	0,14	0,031	130,49	50	15	37	52	59	68	315	

Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Лабораторные исследования проб пластовой нефти выполнены на установках PVT-АСМ-300М, согласно ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование нефти». Вязкость пластовой нефти определялась на вискозиметре высокого давления ВВДУ-80 при пластовом давлении и температуре.

При пластовом давлении и температуре проведены исследования PV-соотношение, и однократное разгазирование, также определены основные параметры нефти:

- определение давления насыщения объёмным методом;
- опыт однократного разгазирования;
- определение физических параметров пластовой нефти;
- определение основных свойств дегазированной нефти;
- определение компонентного состава газа, выделившегося при однократном разгазировании.

Свойства нефти в пластовых условиях изучены по результатам лабораторных исследований проб из 2-х скважин: 3 и 5 по двум горизонтам: М-0-1-Б и М-0-3.

Горизонт М-0-1-Б изучен по 3-м пробам нефти из скважины Кенбулак-3, из интервала 1132,9-1139,5 м, находящейся в южной периклинальной части месторождения.

Пластовая нефть на глубине отбора проб характеризуется: плотностью от 0,703 до 0,741 г/см³, в среднем - 0,724 г/см³; Плотность дегазированной нефти – 0,806 г/см³ с пластовой вязкостью 1,017 мПа·с. Давление насыщения составляет 9,32МПа, газосодержание – 85,27 м³/т. Объёмный коэффициент в среднем - 1,177, **пересчётный коэффициент соответственно – 0,8496 д.ед.**

Нефть относится к легким, маловязким.

Горизонт М-0-3 изучен по 3-м пробам нефти из скважины Кенбулак-5, пробуренной в северо- западной части месторождения. Пластовая нефть на глубине отбора проб характеризуется: плотностью от 0,563 до 0,640 г/см³, в среднем - 0,603г/см³; Плотность дегазированной нефти – 0,761 г/см³ с пластовой вязкостью 0,317 мПа·с. Давление насыщения составляет 7,93 МПа, газосодержание – 351,40 м³/т. Объёмный коэффициент в среднем - 1,502, **пересчётный коэффициент соответственно – 0,666 д.ед.** Нефть относится к легким, маловязким.

Физико-химические свойства глубинных проб нефти по продуктивным горизонтам приведены в таблице 2.3.2

Таблица 2.3.2 – Физико-химические свойства пластовой нефти

№№ скв.	Дата испытаний	Интервал перфорации, м	Отметка середины интервала	Рпл, МПа	Тпл., 0С	Рнас. МПа	Объемный коэф-фиц.	Усадка, %	Газосодержащие		Плотность нефти, г/см³		Вязкость		Кэффиц. растворимости, м³/м³.МПа	Исполнитель
									м³/м³	м³/т	пластовая	поверхностная	динамич., мПа.с	кинемат., мсМ²/с		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Горизонт М-0-1-Б																
Кенбулак-3	22.12-26.12.2012г	1132,9-1139,5	-975,8	10,75	58	9,3	1,176	14,97	69,3	85,96	0,730	0,806	1,02	1,262	7,452	ТОО «МГТС»
				10,75	58	9,15	1,157	13,57	63,8	79,16	0,741		1,05		6,973	
				10,75	58	9,5	1,197	16,46	75,49	93,66	0,703		0,98		7,946	
Среднее значение				10,75	58	9,32	1,177	15,04	69,53	85,27	0,724		1,017		7,460	
Горизонт М-0-3																
Кенбулак-5	22.07-05.08.13г	1192-1195	-1034,5	10,59	62	7,65	1,408	28,98	237,21	310,08	0,640		0,33		37,01	ТОО «МГТС»
				10,59	62	8,25	1,614	38,04	308,15	402,81	0,563		0,30		37,35	
				10,59	62	7,9	1,483	32,57	261,09	341,29	0,614		0,32		33,05	
Среднее значение			-1034,5	10,59	62,1	7,93	1,502	33,42	268,82	351,40	0,606	0,761	0,317	0,416	33,90	

Состав и свойства растворенного в нефти газа

Свойства и состав растворенного газа изучены по 5 пробам из 4-х скважин Кенбулак-2, 3, 5 и 9.

Продуктивный горизонт А-2. Горизонт охарактеризован одной пробой из скважины Кенбулак-9, отобранной из интервала 993,4-998,4 м.

Содержания компонентов составляют в %: метана – 72,68; этана – 11,26; пропана – 7,91; изо-бутанов – 1,53; н-бутан – 2,77; изо-пентан – 0,49; Н-пентан – 0,76; Г-пентан – 0,68; кислород – 0,69; азот – 1,25;

В растворенном газе содержание углекислого газа и сероводорода отсутствует. Относительная плотность по отношению к воздуху составляет – 0,8067 кг/м³. Абсолютная плотность при 0⁰С – 1,0427 г/л; при 20⁰С – 0,9714 г/л. Теплота сгорания на высшей точке – 11493,7 ккал/м³, на низшей – 10477,18 ккал/м³.

Продуктивный горизонт М-0-1-Б. Горизонт охарактеризован одной пробой из скважины Кенбулак-3, отобранной из интервала 1132,9-1139,5 м.

Содержания компонентов составляют в %: метана – 20,98; этана – 16,45; пропана – 26,67; бутанов – 17,06; пентанов 5,59; гексаны – 0,50; азота – 8,10;

В растворенном газе содержание углекислого газа 1,51%. Сероводород отсутствует. Относительная плотность по отношению к воздуху составляет – 1,356кг/м³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования продуктивного горизонта М-0-1-Б пропан-метанового состава.

Продуктивный горизонт М-0-2-Б. Горизонт охарактеризован одной пробой из скважины Кенбулак-2, отобранной из интервала 1165,5-1169 м.

Содержания компонентов составляют в %: метана – 24,26; этана – 27,44; пропана – 29,17; бутанов – 10,42; пентанов-0,77; гексаны – 0,01; азота – 4,90.

В растворенном газе содержание углекислого газа 0,54%. Сероводород отсутствует. Относительная плотность по отношению к воздуху составляет – 1,199 кг/м³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования продуктивного горизонта М-0-2-Б пропан-этанового состава.

Продуктивный горизонт М-0-3. Горизонт охарактеризован двумя пробой из скважины Кенбулак-5, отобранной из интервала 1192-1195 м.

Средние содержания компонентов составляют в %: метана – 44,75; этана – 17,59; пропана – 12,72; бутанов – 8,41; пентанов – 3,50; гексаны – 0,62; азота – 6,51;

В растворенном газе содержание углекислого газа 1,77%. Сероводород отсутствует. Относительная плотность по отношению к воздуху составляет – 1,052кг/м³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования продуктивного горизонта М-0-3 метан-этанового состава.

Физико-химические свойства проб газа по продуктивным горизонтам приведены в таблице 2.3.3.

Таблица 2.3.3 – Физико-химические свойства газа, растворенного в нефти

№№ скв	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Теплота сгорания, ккал/м³	Абсолютная плотность при 0°С 20°С г/л	Содержание, % мол												Относительная плотность по отношению к воздуху	Компания, выполнившая анализы
					метан	этан	пропан	изо-бутан	н-бутан	изо-пентан	н-пентан	гексаны	сероводород	кислород	углекислый газ	азот		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Горизонт А-2																		
Кенбулак-9	09.09.2021 г.	993,4-998,4	<u>11493,70</u> 10477,18	<u>1,0427</u> 0,9714	72,6783	11,2633	7,9072	1,5259	2,7658	0,4889	0,7596	-	отс.	0,6873	отс.	1,2458	0,8067	ТОО «МГТС»
Горизонт М-0-1-Б																		
Кенбулак-3	22.12- 26.12.2012 г.	1132,9-1139,5	<u>13856,22</u> 12750,51	<u>1,75682</u> 1,63669	20,9823	16,4510	26,6751	7,9373	9,1367	2,5430	3,0596	0,5008	отс.	3,1060	1,5091	8,0991	1,35654	ТОО «МГТС»
Горизонт М-0-2-Б																		
Кенбулак-2	10.08- 15.08.2013 г.	1165,5-1169	<u>15794,02</u> 14522,61	<u>1,54742</u> 1,44149	24,2642	27,4435	29,1747	3,8846	6,5484	0,4435	0,3346	0,0073	отс.	2,4523	0,5425	4,9045	1,19851	ТОО «МГТС»
Горизонт М-0-3																		
Кенбулак-5	22.07- 05.08.2013 г.	1192-1195	<u>10839,94</u> 9924,07	<u>1,40049</u> 1,30481	44,1129	13,5217	11,8519	4,6562	5,1975	1,9461	2,4357	0,8201	отс.	5,8066	1,5522	8,0991	1,08091	ТОО «МГТС»
			<u>12601,71</u> 11541,45	<u>1,32227</u> 1,23184	45,39	21,65	13,58	2,16	4,81	1,15	1,48	0,41	отс.	2,46	1,99	4,92	1,02193	
Среднее значение			<u>11720,82</u> 10732,76	<u>1,362</u> 1,268	44,752	17,586	12,716	3,408	5,004	1,548	1,958	0,615	отс.	4,134	1,771	6,510	1,052	

Физические свойства и химический состав пластовых вод

На площади Кенбулак пластовые воды изучены тремя пробами из скважин Кенбулак-4 и Кенбулак-5, отобранных из интервалов 1132,9 - 1136,8 м (горизонт М-0-1-Б) и 1286,7 – 1289,0 м (горизонт М-0-3), соответственно. Пластовые воды отобраны из отложений верхнего неокома нижнего мела.

По результатам химического анализа одной пробы из скважины Кенбулак-5 содержания анионов и катионов (в мг/л) следующие: хлоридов – 36589, гидрокарбонатов – 176,9, сульфатов – 162, кальция – 4765, натрия+калия – 16976, магния – 749. Общая минерализация равна 59,418 г/л. Вода очень жесткая (жесткость до 300 мг-экв/л), кислая (рН – 6,4), с удельным весом 1,044 г/см³.

В минеральном составе пластовых вод содержатся: железо (общее) – 4,23 мг/л, барий – 722,9 мг/л, механические примеси – 0,106%.

Содержание бария является аномальным.

По классификации В.А.Сулина пластовые воды горизонта М-0-3 определяются, как соленые хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы.

По результатам химического анализа двух проб воды из скважины Кенбулак – 4 содержания анионов и катионов изменяются в пределах (в мг/л): хлоридов от 11436 до 28700; гидрокарбонатов от 137,7 до 208,4; сульфатов от 18 до 186; кальция – 894÷1560; натрия+калия – 5975,3÷17170. Общая минерализация изменяется в пределах 19÷47,824 г/л, в среднем составляя 33,412 г/л; жесткость воды изменяется от 68,7 до 116 мг-экв/л, в среднем – 92,4 мг-экв/л. Воды кислые, изменения рН от 6,64 до 7,38, в среднем 7,01. Изменения удельного веса незначительные – от 1,010 до 1,021 г/см³, в среднем 1,016 г/см³.

В минеральном составе пластовых вод горизонта М-0-1-Б содержатся: барий – в среднем 543,9 мг/л, железо общее – 4,87 мг/л, механические примеси – 0,145%. Содержание бария высокое, так же, как и в водах горизонта М-0-3.

Пластовые воды горизонта М-0-1-Б по классификации В.А.Сулина определяются, как хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы.

Воды альб-сеноманских и турон-сенонских водоносных горизонтов хорошо изучены на Кумкольском месторождении.

Альб-сеноманские пластовые воды хлор-магниевого и хлор-кальциевого типа с минерализацией от 1,18 до 5,2 г/л, содержат гидрокарбонаты 150-259 мг/л, сульфаты от 310 до 970 мг/л, хлориды от 144 до 4960 мг/л. Воды кислые, по жесткости гораздо мягче вышеописанных, почти близкие к питьевой воде, в отдельных пробах отмечается барий от 0,3 до 1,5 мг/л.

Таблица 2.3.4 – Химический состав и физические свойства пластовых вод

№ скважины	Интервал отбора проб, м	Удельный вес, г/см ³	Компонентный состав, мг/л						Минерализация, мг/л	Тип по Сулину	РН	Общая жесткость, мг-экв/л
			HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁻²	Cl ⁻	Ca ⁺²	Mg ⁺²	Na ⁺ +K ⁺				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Горизонт М-0-1-Б												
Кенбулак-4	1132,9-1136,8	1,010	137,7	18	11436	894	539	5975,3	19000	ХК	6,64	68,7
Кенбулак-4	1132,9-1136,8	1,021	208,4	186	28700	1560	176	17170	47824	ХК	7,38	116
Среднее значение		1,016	173,1	102	20068	1227	357,5	11573	33412	ХК	7,01	92,4
Горизонт М-0-3												
Кенбулак-5	1286,7-1289,0	1,044	176,9	162	36589	4765	740	16976	59418	ХК	6,4	300

Таблица 2.3.5 – Результаты анализов микрокомпонентов воды

№ скважины	Интервал опробования	Кпр	Ba ⁺² , мг/л	Fe, мг/л	Мех. примеси, %
1	3	4	5	6	7
Горизонт М-0-1-Б					
Кенбулак-4	1132,9-1136,8		504,3	4,15	0,123
Кенбулак-4	1132,9-1136,8		583,5	5,59	0,167
Среднее значение			543,9	4,87	0,145
Горизонт М-0-3					
Кенбулак-5	1286,7-1289,0		722,9	4,23	0,106

2.4. Физико-гидродинамические характеристики

Гидродинамические исследования скважины на (регистрация КВД и МУО) режиме фильтрации входит в обязательный комплекс промысловых исследований.

С целью оценки определения ФЕС пластов-коллекторов месторождения Кенбулак за анализируемый период было проведено 3 гидродинамических исследования. Из них 1 исследование методом КВД (1 скважина) и 2 исследования методом МУО (2 скважины). Результаты гидродинамических исследований представлены в таблицах 3.3.3 и 3.3.4.

Обработка результатов КВД проводилась в координатах $\Delta P(t)$ от $\lg(t/(T+t))$ – методом Хорнера. По результатам исследований КВД получены параметры, характеризующие фильтрационные свойства пластов-коллекторов: проницаемость, гидропроводность, а также скин-фактор. В скважине проведены режимные исследования, при которых по стабильному режиму определялся коэффициент продуктивности. Состояние призабойной зоны скважины оценивается значением скин-фактора, который выражает потерю полезной депрессии вследствие дополнительных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне. При загрязнении призабойной зоны величина скин-фактора положительна, а при очищении – отрицательна.

Подробнее анализ результатов ГДИС написан в разделе 3.3.

2.5. Запасы нефти и газа

На месторождении Кенбулак был утвержден оперативный подсчет запасов по состоянию на 15.10.2013 год (Протокол ГКЗ РК №1420 – 14 - П от 30 мая 2014г).

Вследствие бурения новых скважин и детального рассмотрения литологического разреза и результатов интерпретации материалов ГИС уже пробуренных скважин, изменилось представление о нефтеносности месторождения в целом.

Таким образом, на месторождении установлена нефтегазоносность следующих горизонтов: А-2, в отложения апта, нижнего среднего альба нижнего мела; М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-Б, М-0-3 в отложениях верхнего неокома нижнего мела.

В настоящем подсчете запасов УВС произошли изменения в сторону увеличения. По состоянию изученности на 01.10.2019 года подсчитанные запасы нефти и растворенного газа составляют:

Нефть:

C_1 – геологические 1691 тыс.т, в том числе извлекаемые 591 тыс.т.

C_2 – геологические 2973 тыс.т., в том числе извлекаемые 892 тыс.т.

Растворенный газ:

C_1 – геологические 278 млн. м³, в том числе извлекаемые 94 млн. м³

C_2 – геологические 372 млн. м³, в том числе извлекаемые 110 млн. м³

Увеличение геологических запасов нефти по категории C_1 составило 1951 тыс. т или 1514 %, по категории C_2 – 621 тыс.т. или 176%.

Увеличение запасов УВС произошли за счет:

- увеличились площади нефтеносности (открытие нового продуктивного горизонта А-2 – +100 %, горизонт М-0-1-А+Б – +531 %, М-0-2-А – +247 %, М-0-2-Б – +466 %, М-0-3 – +506 %);

- также увеличение нефтенасыщенных толщин (А-2 – +100 %, М-0-3 – +67 %);

- коэффициентов пористости и нефтенасыщенности (А-2 – +100 %, М-0-2-А – C_1 +100 %, М-0-2-Б – +4 и 2 %);

- плотности нефти, пересчетного коэффициента и КИН.

Таблица 2.5.1 – Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак

Район скважины	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасы- щенных пород, тыс. м ²	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти, г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс.т.	Коэффициент извлечения, д.ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т.	Газосодержание, м ³ /т	Геологические запасы растворенного газа, млн. м ³	Извлекаемые запасы растворенного газа, млн. м ³
						Открытой пористости, д.ед.	Нефтенасыщенности, д.ед.	Пересчетный, д.ед.							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Горизонт А-2 в пределах КТ															
2, 3, 5, 8	ЧНЗ	C ₁	918	3,0	2751	0,20	0,54	0,850	0,841	212	0,350	74	85,27	18	6
	ВНЗ	C ₁	268	1,6	442	0,20	0,54	0,850	0,841	34	0,350	12	85,27	3	1
	ЧНЗ	C ₂	559	1,1	611	0,20	0,54	0,850	0,841	47	0,300	14	85,27	4	1
	ВНЗ	C ₂	1176	1,1	1242	0,20	0,54	0,850	0,841	96	0,300	29	85,27	8	2
Горизонт А-2 за пределами КТ															
2, 3, 5, 8	ВНЗ	C ₁	30	3,0	90	0,20	0,54	0,850	0,841	7	0,350	2	85,27	1	0
Итого по горизонту		C ₁	1216		3283					253		88		22	7
		C ₂	1735		1853					143		43		12	3
Горизонт М-0-1-А в пределах КТ															
2, 3, 5, 8	ЧНЗ	C ₁	924	4,6	4285	0,20	0,51	0,850	0,825	306	0,350	107	85,27	26	9
	ВНЗ	C ₁	269	3,1	821	0,20	0,51	0,850	0,825	59	0,350	21	85,27	5	2
	ЧНЗ	C ₂	555	6,0	3330	0,20	0,51	0,850	0,825	238	0,300	71	85,27	20	6
	ВНЗ	C ₂	1123	2,1	2393	0,20	0,51	0,850	0,825	171	0,300	51	85,27	15	4
Горизонт М-0-1-А за пределами КТ															
2, 3, 5, 8	ВНЗ	C ₁	42	3,0	126	0,20	0,51	0,850	0,825	9	0,350	3	85,27	1	0
	ВНЗ	C ₂	12	1,0	12	0,20	0,51	0,850	0,825	1	0,300	0	85,27	0	0
Итого по горизонту		C ₁	1235		5232					374		131		32	11
		C ₂	1690		5735					410		122		35	10

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Горизонт М-0-1-Б в пределах КТ															
2, 3, 5, 8	ЧНЗ	C ₁	338	6,8	2306	0,21	0,55	0,850	0,806	182	0,350	64	85,27	16	5
	ВНЗ	C ₁	158	3,8	600	0,21	0,55	0,850	0,806	47	0,350	16	85,27	4	1
	ЧНЗ	C ₂	1083	6,3	6778	0,21	0,55	0,850	0,806	536	0,300	161	85,27	46	14
	ВНЗ	C ₂	1292	2,3	3002	0,21	0,55	0,850	0,806	238	0,300	71	85,27	20	6
Горизонт М-0-1-Б за пределами КТ															
2, 3, 5, 8	ВНЗ	C ₁	51	2,3	119	0,21	0,55	0,850	0,806	9	0,350	3	85,27	1	0
Итого по горизонту		C ₁	547		3025					238		83		21	6
		C ₂	2375		9780					774		232		66	20
Горизонт М-0-2-А в пределах КТ															
2, 3, 5, 8	ЧНЗ	C ₁	339	6,7	2284	0,22	0,56	0,850	0,759	182	0,350	64	85,27	16	5
	ВНЗ	C ₁	159	3,7	583	0,22	0,56	0,850	0,759	46	0,350	16	85,27	4	1
	ЧНЗ	C ₂	1128	6,9	7766	0,22	0,56	0,850	0,759	617	0,300	185	85,27	53	16
	ВНЗ	C ₂	1245	2,5	3137	0,22	0,56	0,850	0,759	249	0,300	75	85,27	21	6
Горизонт М-0-2-А за пределами КТ															
2, 3, 5, 8	ВНЗ	C ₁	53	1,7	91	0,22	0,56	0,850	0,759	7	0,350	2	85,27	1	0
Итого по горизонту		C ₁	551		2958					235		82		21	6
		C ₂	2373		10903					866		260		74	22
Горизонт М-0-2-Б в пределах КТ															
2, 5, 8	ЧНЗ	C ₁	537	2,1	1141	0,24	0,52	0,850	0,759	92	0,350	32	85,27	8	3
	ВНЗ	C ₁	42	1,6	68	0,24	0,52	0,850	0,759	5	0,350	2	85,27	0	0
	ЧНЗ	C ₂	763	3,3	2501	0,24	0,52	0,850	0,759	201	0,300	60	85,27	17	5
	ВНЗ	C ₂	1150	1,5	1678	0,24	0,52	0,850	0,759	135	0,300	41	85,27	12	3
Итого по горизонту		C ₁	579		1209					97		34		8	3
		C ₂	1913		4179					336		101		29	8
Горизонт М-0-3 в пределах КТ															
3, 5, 8	ЧНЗ	C ₁	638	7,7	4899	0,26	0,59	0,666	0,761	381	0,350	133	351,4	134	47
	ВНЗ	C ₁	396	3,7	1458	0,26	0,59	0,666	0,761	113	0,350	40	351,4	40	14
	ЧНЗ	C ₂	419	8,6	3603	0,26	0,59	0,666	0,761	280	0,300	84	351,4	98	30
	ВНЗ	C ₂	829	2,5	2089	0,26	0,59	0,666	0,761	162	0,300	49	351,4	57	17
Горизонт М-0-3 за пределами КТ															
3, 5, 8	ВНЗ	C ₂	21	1,0	21	0,26	0,59	0,666	0,761	2	0,300	1	351,4	1	0
Итого по горизонту		C ₁	1034	6,1	6357					494		173		174	61
		C ₂	1269	4,5	5713					444		134		156	47

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Всего по месторождению в пределах КТ	C ₁	4986			21638					1659		581		274	94
	C ₂	11322			38130					2970		891		371	110
Всего по месторождению за пределами КТ	C ₁	176			426					32		10		4	0
	C ₂	33			33					3		1		1	0
Всего по месторождению	C ₁	5162			22064					1691		591		278	94
	C ₂	11355			38163					2973		892		372	110

3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.1. Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации

Цель дополнения к пробной эксплуатации – продолжение уточнения имеющейся и получения дополнительной исходной информации о геолого-физической характеристике продуктивных горизонтов, термобарических условиях их залегания, фильтрационно-емкостных и продуктивных свойствах призабойной зоны скважин, физико-химических свойствах, насыщающих коллектора флюидов и т.д.

Задачи дополнения к пробной эксплуатации – в связи с продлением периода разведки, продолжение пробной эксплуатации существующих скважин Кенбулак-8 (на I-й объект пробной эксплуатации), Кенбулак-3 (на II-й объект пробной эксплуатации), Кенбулак-2 (на III-й объект пробной эксплуатации) и Кенбулак-5 (на IV-й объект пробной эксплуатации), а также дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения проектных опережающих добывающих скважин Кенбулак-10 (на IV-й объект пробной эксплуатации) и Кенбулак-11 (на I-й объект пробной эксплуатации) соответственно в 2022 и 2023 гг.; изучение эффективных способов эксплуатации скважин и оптимальных технологических режимов; изучение возможных осложнений при добыче, сборе и подготовке скважинной продукции; проведение лабораторных исследований керна, уточнение петрографии и свойств пластов-коллекторов; специальные лабораторные исследования керна по определению фильтрационных и продуктивных свойств коллекторов; отбор и лабораторное изучение глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды; уточнение геологического строения и перевод запасов нефти и газа категории C_2 в C_1 на основании результатов пробуренных, согласно рекомендациям действующего проектного документа (7), оценочных скважин Кенбулак-7 и Кенбулак-9; проведение полноценного и достоверного подсчета запасов УВС и определения дальнейших работ.

Срок пробной эксплуатации – для решения поставленных целей и задач, пробную эксплуатацию месторождения Кенбулак планируется продолжить с ноября 2021 по «15» июля 2023 гг., на основании решения Экспертной комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол № 30/3 МЭ РК от «21» октября 2021 г.) и письма МЭ Республики Казахстан за № 04-12/22399 от «26» октября 2021 г.

3.2. Обоснование пространственных границ залежей для проведения пробной эксплуатации

На основании бурения, интерпретации материалов геофизических исследований и опробования поисково-разведочных скважин Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-4,

Кенбулак-5, Кенбулак-6 и Кенбулак-8, а также материалам оперативного подсчета запасов нефти и газа, на месторождении Кенбулак установлены шесть продуктивных горизонтов в нижнемеловых отложениях.

По всем продуктивным горизонтам запасы нефти и газа оценены по промышленной категории C_1 и предварительно оцененной – C_2 . Для проведения пробной эксплуатации могут быть задействованы лишь запасы нефти и газа промышленной категории C_1 , а запасы категории C_2 требуют подтверждения бурением и получением промышленных притоков.

По материалам оперативного подсчета запасов (6), минимальная отметка водонефтяного контакта (ВНК) установлена по горизонту М-0-3 на глубине «минус» 1048,3 м, ввиду чего глубина для проведения пробной эксплуатации составит «минус» 1100 м.

На рисунке 3.2.1 представлена выкопировка из картограммы Геологического отвода, где указаны границы месторождения Кенбулак для проведения пробной эксплуатации, площадь которой составила 17,8 кв.км.

В таблице 3.2.1 представлены координаты угловых точек Геологического отвода, а в таблице 3.2.2 – координаты границ для проведения пробной эксплуатации.

Таблица 3.2.1 – Координаты угловых точек границ Геологического отвода

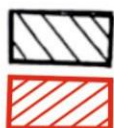
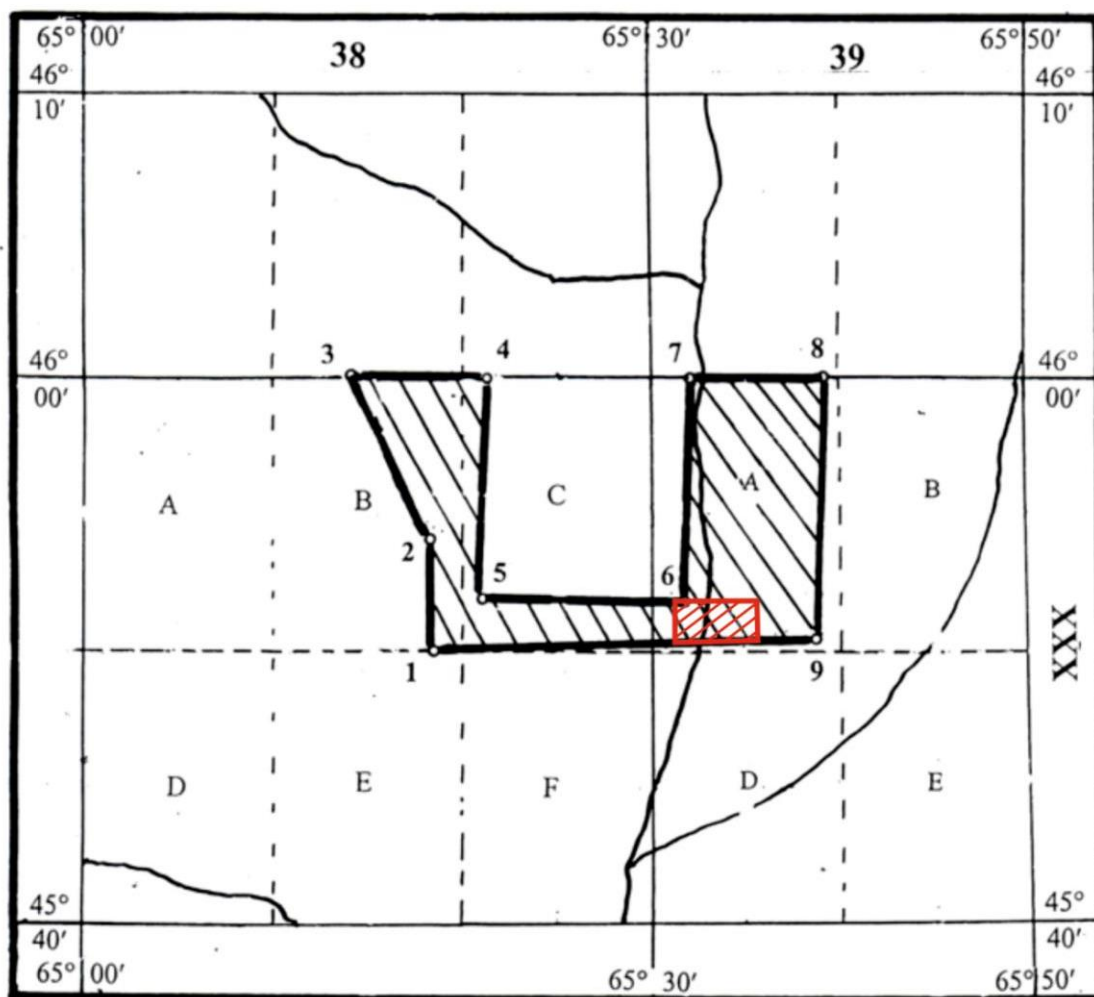
№№ п/п	Северная широта	Восточная долгота
1	45° 50' 00''	65° 18' 20''
2	45° 54' 10''	65° 18' 20''
3	46° 00' 00''	65° 14' 05''
4	46° 00' 00''	65° 21' 20''
5	45° 51' 58''	65° 21' 05''
6	45° 51' 44''	65° 31' 54''
7	46° 00' 00''	65° 32' 10''
8	46° 00' 00''	65° 39' 15''
9	45° 50' 01''	65° 38' 46''

Таблица 3.2.2 – Координаты угловых точек границ для проведения пробной эксплуатации на месторождении Кенбулак

№№ п/п	Северная широта	Восточная долгота
1	45° 51' 45"	65° 31' 08"
2	45° 50' 01"	65° 31' 02"
3	45° 50' 01"	65° 35' 26"
4	45° 51' 40"	65° 35' 30"

**Картограмма расположения геологического отвода
в пределах блоков XXX-38-В(частично),С(частично); XXX-39-А(частично)**

Масштаб 1: 500 000



контрактная территория блоков Кызылординской области
границы проведения пробной эксплуатации

Рисунок 3.2.1 – Границы Геологического отвода и участка для проведения пробной эксплуатации месторождения Кенбулак

3.3. Анализ результатов опробования и гидродинамических исследований

Вторичное вскрытие в скважинах проводилось после спуска и цементирования эксплуатационной колонны по общепринятой схеме: «снизу-вверх». Объектами опробования в скважинах явились практически все пласты, имеющие благоприятные геолого-геофизические характеристики. Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов проводилось в скважинах, заполненных глинистым раствором с теми же параметрами, что и при вскрытии при бурении, с обязательной привязкой по ГК и ЛМ.

Опробование объектов проводилось при помощи перфораторов типа ЗПК 114-АТ-М, зарядами DYNWELL 39 gr и Schlumberger 3406 PJ HMX, плотность перфорации на

погонный метр которых составляет 16-17 отверстий. Точность интервала перфорации контролировалась записью ГК и ЛМ. Перед опробованием скважины проводилась запись АКЦ для контроля за качеством цементаж эксплуатационных колонн. После окончания опробования объекты изолировались установкой цементных мостов или взрыв-пакеров, герметичность которых определялась опрессовкой на 12 МПа или снижением уровня с последующим прослеживанием через 2 часа в течение суток.

С целью определения работоспособности интервалов перфорации, профиля притока, забойной температуры и давления, выявления возможных заколонных перетоков и интервалов негерметичности эксплуатационной колонны в скважине проведены в динамическом режиме следующие геофизические исследования комплексным прибором АГАТ-КСА-К9-М, содержащим датчики ВТ (высокочувствительный термометр), МН (манометр), ВЛГ (влагомер), РЕЗ (резистивиметр), СТ (термоиндикатор притока), РГД (большой и малый расходомер), ЛМ (локатор муфтовых соединений), ГК (гамма-каротаж для привязки глубин).

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

Колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) наружного диаметра 73 мм спускалась на глубину от 1,7 м до 16,9 м выше верхних отверстий перфорации и на середину интервала перфорации в скважине Кенбулак-3 при опробовании горизонта М-0-1-Б. Вызов притока осуществлялся путем снижения забойного давления свабированием и компрессированием.

При получении фонтанного притока выполнены режимные гидродинамические исследования (ГДИ) методом установившихся отборов (МУО) в скважинах Кенбулак-3 и Кенбулак-5, а также не установившихся оборов – регистрацией кривой восстановления давления (КВД) в скважине Кенбулак-3.

Всего на месторождении Кенбулак пробурено восемь скважин (Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-4, Кенбулак-5, Кенбулак-6, Кенбулак-7, Кенбулак-8 и Кенбулак-9), из которых опробованы семь скважин (кроме Кенбулак-6). Скважины Кенбулак-4 и Кенбулак-6 оказались за пределами контуров нефтеносности.

Результаты опробования поисково-разведочных и оценочных скважин представлены ниже.

В скважине Кенбулак-2 проведено опробование двух интервалов.

В период с «22» по «28» августа 2013 г. в скважине Кенбулак-2 был опробован интервал 1380,0-1385,0 м. Вторичное вскрытие пластов было произведено зарядами

Schlumberger 3406 PJ HMX, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1424,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1363,1 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего было извлечено 21,53 м³ жидкости, а на устье зафиксирован приток газа.

Далее в период с «29» августа по «15» октября 2013 г. перфорирован интервал 1165,5-1169,0 м, приуроченный к горизонту М-0-2-Б. Вторичное вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ HMX, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1173,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1153,4 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего скважина кратковременно фонтанировала при работе на 6 мм диаметре штуцера, расчетным дебитом по нефти 38,0 м³/сут. За время опробования извлечено всего 35 м³ жидкости, из которых: нефти 15 м³ и воды – 20 м³.

В скважине Кенбулак-3 проведено опробование пяти интервалов.

В период с «04» по «23» февраля 2013 г. в скважине Кенбулак-3 были опробованы интервалы 1386,7-1390,3 м и 1400,0-1403,9 м. Вторичное вскрытие пластов было произведено зарядами DYNAWELL 39 gr, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1735,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1385,0 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего из интервала 1400,0-1403,9 м было извлечено 26,6 м³ жидкости, из которых: 1,6 м³ нефти и 25,0 м³ – жидкости глушения. После дострела интервала 1386,7-1390,3 м извлечено 23,3 м³ технической воды, на устье – слабый приток газа.

В период с «06» по «10» марта 2013 г. был опробован интервал 1150,0-1153,8 м, приуроченный к горизонту М-0-2-А. Вторичное вскрытие пластов было произведено зарядами DYNAWELL 39 gr, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1220,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1137,4 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего из интервала извлечено 36,3 м³ жидкости (нефти 3,1 м³).

Далее в период с «10» марта по «08» июня 2013 г. в опробовании находился интервал 1132,9-1139,5 м, приуроченный к горизонту М-0-1-Б. Вскрытие пластов было осуществлено зарядами DYNAWELL 39 gr, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1145,6 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1137,4 м.

В результате опробования интервала был получен фонтанирующий приток нефти с незначительной водой. На скважине проведено гидродинамическое исследование (ГДИ) методами установившихся (МУО) и неуставившихся отборов – регистрацией кривой восстановления давления (КВД).

Исследование МУО проведено в период с «12» по «15» марта 2013 г. последовательной сменой штуцеров различного диаметра: 5 мм, 7 мм, 9 мм и 11 мм. При работе скважины на 5 мм, 7 мм и 9 мм диаметрах штуцера забойные давления составляли соответственно 10,1 МПа, 9,7 МПа и 9,3 МПа и оставались на уровне и выше давления насыщения нефти газом ($P_{\text{нас}} = 9,3$ МПа), при этом дебиты изменялись от 23,1 м³/сут (5 мм) до 39,7 м³/сут (9 мм), наблюдался также незначительное, но увеличение коэффициента продуктивности с 16,5 м³/(сут*МПа) до 18,0 м³/(сут*МПа). При работе скважины на 11 мм диаметре штуцера забойное давление составило 8,9 МПа, а дебит нефти – 44,8 м³/сут. При рассматриваемом режиме наблюдалось незначительное снижение коэффициента продуктивности до 17,2 м³/(сут*МПа).

По результатам исследования скважины МУО построена индикаторная диаграмма (ИД), которая характеризуется прямолинейной зависимостью, что свидетельствует о ламинарном течении жидкости к забою скважины и подчиняется закону Дарси (рисунок 3.3.1).

Замеренные на глубине 1136 м пластовое давление и температура составили соответственно 11,5 МПа и 57,7 °С.

По результатам КВД («15» марта 2013 г.) определены следующие фильтрационно-емкостные и продуктивные параметры пласта: проницаемость – 0,19 мкм²; гидропроводность – 0,62 мкм²*м/мПа*с; пьезопроводность – 0,22 м²/с; коэффициент продуктивности – 17,6 м³/(сут*МПа); радиус исследования составил 336,2 м. Скин-фактор составил отрицательную величину «минус» 0,3, что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны (ПЗС).

В результате опробования рассматриваемого интервала было отобрано 5,026 тыс.м³ нефти и 341,940 тыс.м³ попутного газа.

Опробование интервалов 1114,0-1116,0 м и 1119,5-1123,0 м, приуроченных к горизонту М-0-1-А продолжилось в период с «30» июня по «29» июля 2013 г. Вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ НМХ, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1126,5 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1098,8 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, далее получен пульсирующий фонтанный приток. Всего было извлечено 51,2 м³ жидкости, из которых: нефти 32,86 м³ и воды – 18,34 м³).

Замеренные на глубине 1120,0 м пластовые давление и температура составили соответственно 8,3 МПа и 58,1 °С. Замеренное пластовое давление оказалось ниже гидростатического и, вероятно, невосстановленное и в дальнейшем не принимается в расчетах.

Последний интервал 986,0-992,0 м, приуроченный к вышележащему горизонту А-2 был опробован в период с «30» июля по «08» августа 2013 г. Вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ НМХ, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1126,5 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 970,8 м.

Всего из интервала в период опробования было извлечено 125,8 м³ нефти.

В скважине Кенбулак-4 проведено опробование двух интервалов.

В период с «06» июня по «17» июля 2013 г. в скважине были опробованы интервалы 1200,8-1202,9 м и 1202,9-1206,9 м, приуроченные к горизонту М-0-3. Вторичное вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ НМХ, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1375,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1192,8 м.

Вызов притока осуществлен компрессированием, в результате чего был получен приток воды с «пленкой» нефти.

В период с «20» по «29» июля 2013 г. в скважине опробован интервал 1132,9-1136,8 м, приуроченный к горизонту М-0-1-Б. Вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ НМХ, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1192,4 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1122,5 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате из перфорированного интервала было извлечено 85,98 м³ пластовой воды.

В скважине Кенбулак-5 проведено опробование трех интервалов.

В период с «02» по «06» июня 2013 г. в скважине был опробован интервал 1381,0-1384,0 м. Вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ НМХ, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1431,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1369,9 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего из перфорированного интервала было извлечено 22,05 м³ пластовой воды.

Опробование интервала 1354,0-1360,0 м продолжили в период с «07» по «12» июня 2013 г. Вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ НМХ, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1362,9 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1341,4 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего из перфорированного интервала было извлечено 44,5 м³ жидкости с «пленкой» нефти.

Последний интервал 1192,0-1195,0 м, приуроченный к горизонту М-0-3 в скважине опробован в период с «14» июня по «15» октября 2013 г. Вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ НМХ, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1246,3 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1185,0 м.

В результате опробования интервала, после сваби́рования и очитки призабойной зоны скважины был получен фонтанирующий приток безводной нефти. На скважине проведено гидродинамическое исследование (ГДИ) методом установившихся (МУО).

Исследование МУО проведено «26» июня 2013 г. последовательной сменой штуцеров различного диаметра: 3 мм, 5 мм, 7 мм и 9 мм. При работе скважины на 3 мм и 5 мм диаметрах штуцера забойные давления составляли соответственно 10,3 МПа и 9,0 МПа и оставались на уровне и выше давления насыщения нефти газом ($P_{\text{нас}} = 7,9$ МПа), при этом дебиты изменялись от 18,1 м³/сут (3 мм) до 28,8 м³/сут (5 мм), а при работе на 7 мм и 9 мм забойные давления были ниже давления насыщения и составили соответственно 7,6 МПа и 7,3 МПа, а дебиты изменялись от 48,0 м³/сут до 81,6 м³/сут. Отметим, что при работе скважины на 3 мм и 9 мм диаметре штуцера коэффициенты продуктивности были высокими и изменялись от 21,5 м³/(сут*МПа) до 22,6 м³/(сут*МПа), а при работе на 5 мм и 7 мм диаметрах штуцера коэффициент продуктивности оставался стабильным на уровне 13,7 м³/(сут*МПа).

По результатам исследования скважины МУО построена индикаторная диаграмма (ИД), которая характеризуется в начале прямолинейной зависимостью, а затем выгибается параллельно оси дебитов, что говорит о «влиянии» газа либо дополнительном подключении низкопроницаемых пропластков при увеличении депрессии на пласты (рисунок 3.3.2).

Замеренные на глубине 1192 м пластовое давление и температура составили соответственно 11,1 МПа и 61,5 °С.

В результате опробования рассматриваемого интервала было отобрано 1,348 тыс. м³ нефти и 361,530 тыс.м³ попутного газа.

В скважине Кенбулак-8 проведено опробование трех интервалов.

В период с «05» по «09» сентября 2019 г. в скважине был опробован интервал 1202,0-1204,0 м, приуроченный к горизонту М-0-3. Вскрытие пластов было произведено ЗПК 114-АТ-М, плотностью 16 отв./пог.м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего из перфорированного интервала было извлечено 29,17 м³ нефти.

Опробование интервала 1105,0-1109,0 м, приуроченного к горизонту М-0-1-А было проведено в период с «07» по «15» августа 2019 г. Вскрытие пластов было произведено ЗПК 114-АТ-М, плотностью 16 отв./пог.м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего из перфорированного интервала было извлечено 11,41 м³ жидкости, из которых: 8,78 м³ нефти и 2,63 м³ – воды.

Последний интервал 978,0-988,0 м, приуроченный к горизонту А-2 был опробован в период с «16» по «18» сентября 2019 г. Вскрытие пластов было произведено ЗПК 114-АТ-М, плотностью 16 отв./пог.м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего из перфорированного интервала было извлечено 28,4 м³ нефти.

В **скважине Кенбулак-7** в период с «10» по «16» октября 2021 г. были опробованы интервалы 1139,4-1140,6 м и 1144,5-1148,0 м, приуроченные к горизонту М-0-2-А. Вскрытие пластов было произведено ЗПК 114, плотностью 17 отв./пог.м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего скважина начала фонтанировать. Всего из перфорированных интервалов за 5 дней фонтанным способом при 8-5 мм штуцере было извлечено 47,18 м³ нефти и 6,97 м³ пластовой воды.

Гидродинамические исследования не проводились.

В **скважине Кенбулак-9** в период с «28» августа по «03» сентября 2021 г. был опробован интервал 993,4-998,4 м, приуроченный к горизонту А-2. Вскрытие пластов было произведено зарядами 4505 Power Jet Omegz, плотностью 17 отв./пог.м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего скважина начала фонтанировать. Всего из перфорированного интервала за 6 дней фонтанным способом при 7-4 мм штуцере было извлечено 183,79 м³ нефти и 3,65 м³ пластовой воды.

Гидродинамические исследования не проводились.

Таким образом, в период опробования скважин были получены притоки различной интенсивности и характера. Гидродинамические исследования (ГДИ) проведены лишь на скважинах Кенбулак-3 (МУО и КВД) и Кенбулак-5 (МУО), которые показали:

- призабойная зона скважины Кенбулак-3 характеризуется отрицательным значением скин-фактора – «минус» 0,3, а также имеет большой радиус дренирования – 336,2 м, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны;

- в исследованных скважинах Кенбулак-3 (горизонт М-0-1-Б) и Кенбулак-5 (горизонт М-0-3) коэффициенты продуктивности близки между собой и составляют соответственно $17,60 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ и $17,65 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$;

- пластовые давления замерялись лишь в скважинах Кенбулак-3 и Кенбулак-5 в процессе ГДИ и оказались на уровне гидростатических, за исключением пластового давления, замеренного в скважине Кенбулак-3 при опробовании интервала горизонта М-0-1-А;

- индикаторная кривая по скважине Кенбулак-3 характеризуется прямолинейным поведением и говорит о ламинарном течении жидкости к забою скважины, а по скважине Кенбулак-5 – в начальный период характеризуется ламинарным течением и при увеличении депрессии кривая изгибается параллельно оси дебитов и, вероятно, говорит о дополнительном подключении низкопроницаемых пропластков в работу либо о «влиянии» газа на забое.

В остальных скважинах ГДИ не были проведены ввиду отсутствия фонтанного притока.

За время опробования было добыто 7,1 тыс.т нефти.

На основании результатов опробования скважин были расчетным путем определены начальные пластовые давления и температуры, которые представлены в таблице 3.3.1. Безусловно, в процессе реализации настоящего проектного документа необходимо уточнить начальные и текущие термобарические характеристики продуктивных горизонтов.

Так, пластовая температура описывается уравнением:

$$T_{пл} = 0,0463 * H + 13,682$$

$T_{пл}$ – пластовая температура, °С;

H – глубина в абс.отм., м.

Пластовое давление описывается уравнением:

$$P_{пл} = 0,0118 * H$$

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

H – глубина в абс.отм., м.

Градиенты начальной температуры и давления в продуктивных горизонтах составляют соответственно $4,63 \text{ °С}$ и $1,18 \text{ МПа}$ на 100 м.

В таблице 3.3.2 представлены результаты опробования скважин, в таблицах 3.3.3 и 3.3.4 – соответственно результаты ГДИС МУО и КВД.

Таблица 3.3.1 – Начальные термобарические параметры приведенные к УВНК по горизонтам

Горизонт	Условный водонефтяной контакт, м	Начальные параметры	
		давление, МПа	температура, °С
А-2	-840,0	9,9	52,6
М-0-1-А	-970,0	11,4	58,6
М-0-1-Б	-990,0	11,7	59,5
М-0-2-А	-1010,0	11,9	60,4
М-0-2-Б	-1030,0	12,1	61,4
М-0-3	-1048,3	12,4	62,2

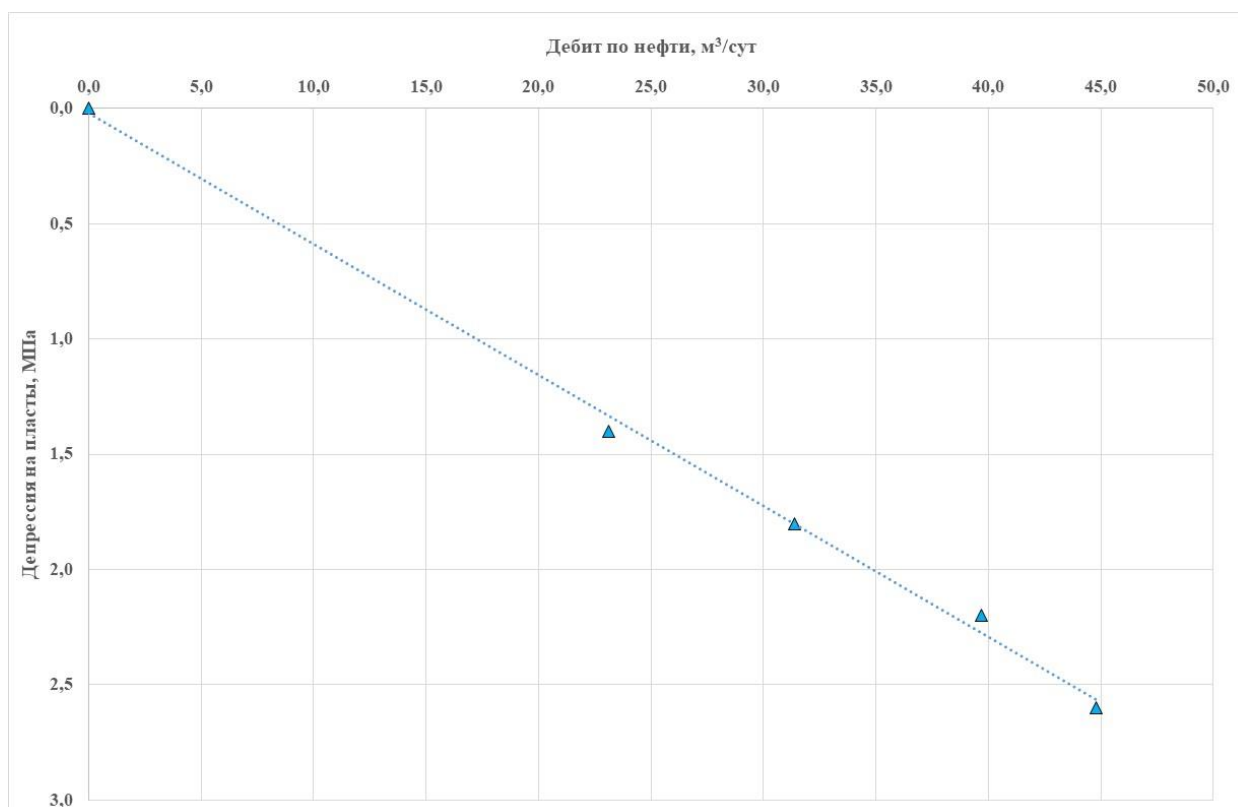


Рисунок 3.3.1 – Индикаторная диаграмма по скважине Кенбулак-3. Горизонт М-0-1-Б

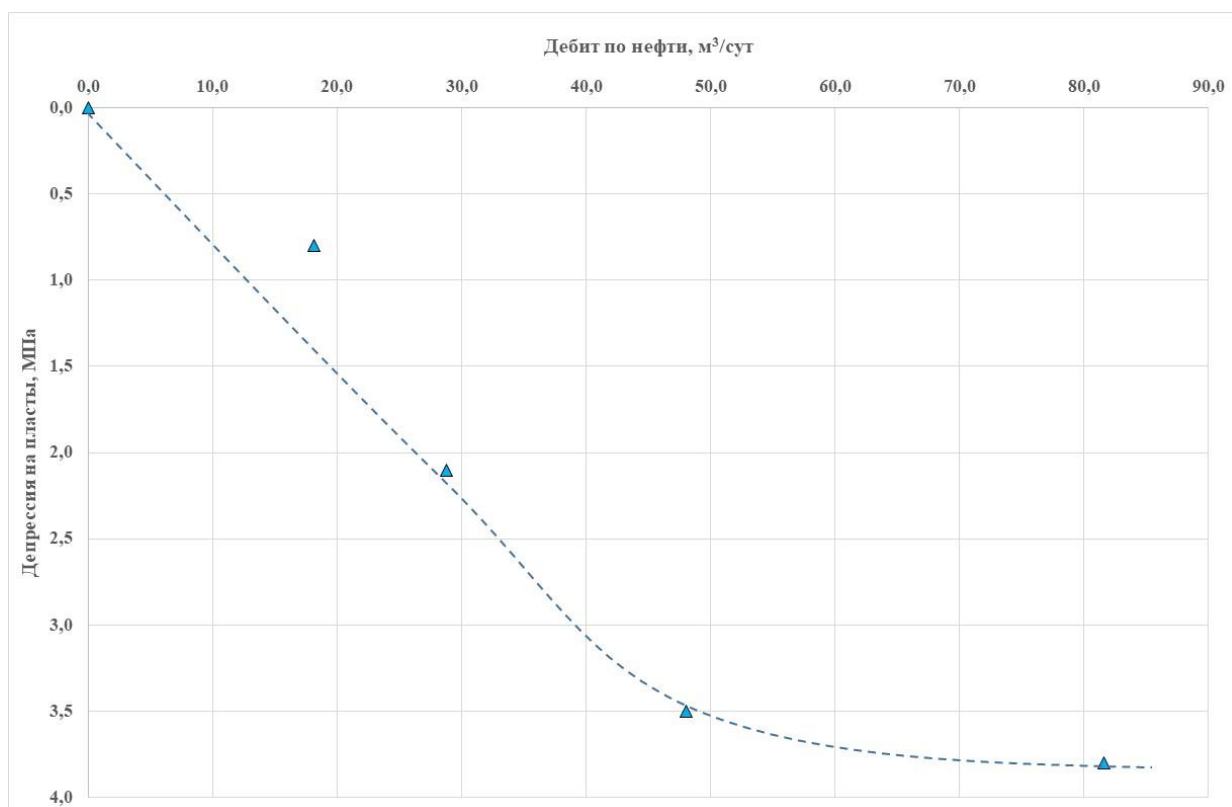


Рисунок 3.3.2 – Индикаторная диаграмма по скважине Кенбулак-5. Горизонт М-0-3

Таблица 3.3.2 – Результаты опробования поисково-разведочных скважин в эксплуатационной колонне

Скважина	Период исследования	Интервал перфорации, м	Горизонт	Тип перфоратора	Способ опробования	Диаметр и глубина спуска НКТ, мм / м	Искусственный забой, м	Пластовое давление, МПа	Дебиты скважин			Температура, °С	Результаты опробования
									нефти, м³/сут	жидкости, м³/сут	газа, тыс. м³/сут		
Кенбулак-2	22.08.2013-28.08.2013	1380,0-1385,0	-	Schlumberger 3406 PJ HMX, 17 отв. / м	Свабирование	73,0 / 1363,1	1424,0	-	-	-	-	-	Извлечено 21,53 м³ жидкости, на устье - приток газа.
Кенбулак-2	29.08.2013-15.10.2013	1165,5-1169,0	М-0-2-Б	Schlumberger 3406 PJ HMX, 17 отв. / м	Свабирование, фонтан	73,0 / 1153,4	1173,0	-	38,0	-	-	-	Извлечено 35,0 м³ жидкости (нефть 15 м³ и техническая вода - 20 м³). Расчетный дебит при фонтанировании на 6 мм диаметре штуцера, после перестрела интервала.
Кенбулак-3	04.02.2013-23.02.2013	1386,7-1390,3 1400,0-1403,9	-	DynaWell, 17 отв. / м	Свабирование	73,0 / 1385,0	1735,0	-	-	-	-	-	Из интервала 1400,0-1403,9 м извлечено 26,6 м³ жидкости (нефть 1,6 м³ и жидкость глушения - 25 м³). После дострела интервала 1386,7-1390,3 м извлечено 23,3 м³ технической воды, на устье - слабый приток газа
Кенбулак-3	06.03.2013-10.03.2013	1150,0-1153,8	М-0-2-А	DynaWell, 17 отв. / м	Свабирование	73,0 / 1137,4	1220,0	-	-	-	-	-	Всего в период опробования из интервала извлечено 36,3 м³ жидкости (нефти 3,1 м³)
Кенбулак-3	10.03.2013-08.06.213	1132,9-1139,5	М-0-1-Б	DynaWell, 17 отв. / м	Фонтан	73,0 / 1137,4	1145,6	11,5	23,1-44,8	0,5-1,0	-	57,7	Исследование МУО проведено манометром «Микон-107». При опробовании извлечено 5,026 тыс.м³ нефти и 341,94 тыс.м³ растворенного в нефти газа
Кенбулак-3	16.06.2013-29.07.2013	1114,0-1116,0 1119,5-1123,0	М-0-1-А	Schlumberger 3406 PJ HMX, 17 отв. / м	Свабирование, пульсирующий фонтан	73,0 / 1098,8	1126,5	8,3	-	-	-	58,1	Из интервала извлечено 51,2 м³ жидкости (нефть 32,86 м³ и воды - 18,34 м³). Давление на глубине 1120 м.
Кенбулак-3	30.07.2013-08.08.2013	986,0-992,0	А-2	Schlumberger 3406 PJ HMX, 17 отв. / м	Свабирование	73,0 / 970,8	1126,5	-	-	-	-	-	Из интервала извлечено 125,8 м³ нефти.
Кенбулак-4	06.06.2013-17.07.2013	1200,8-1202,9 1202,9-1206,9	М-0-3	Schlumberger 3406 PJ HMX, 17 отв. / м	Компрес-сирование	73,0 / 1192,8	1375,0	-	-	-	-	-	Приток воды с «пленкой» нефти.
Кенбулак-4	20.07.2013-29.07.2013	1132,9-1136,8	М-0-1-Б	Schlumberger 3406 PJ HMX, 17 отв. / м	Свабирование	73,0 / 1122,5	1192,4	-	-	-	-	-	Всего в период опробования из интервала извлечено 85,98 м³ пластовой воды.
Кенбулак-5	02.06.2013-06.06.2013	1381,0-1384,0	-	Schlumberger 3406 PJ HMX, 17 отв. / м	Свабирование	73,0 / 1369,9	1431,0	-	-	-	-	-	Всего в период опробования из интервала извлечено 22,05 м³ пластовой воды.
Кенбулак-5	07.06.2013-12.06.2013	1354,0-1360,0	-	Schlumberger 3406 PJ HMX, 17 отв. / м	Свабирование	73,0 / 1341,4	1362,9	-	-	-	-	-	Всего в период опробования из интервала извлечено 44,5 м³ жидкости с «пленкой» нефти
Кенбулак-5	14.06.2013-15.10.2013	1192,0-1195,0	М-0-3	Schlumberger 3406 PJ HMX, 17 отв. / м	Свабирование, фонтан	73,0 / 1185,0	1246,3	11,1				61,5	После очистки ПЗ, скважина зафонтанировала. При опробовании извлечено 1,348 тыс.м³ нефти и 361,530 тыс.м³ растворенного в нефти газа
Кенбулак-7	10.10.2021-16.10.2021	1139,4-1140,6 1144,5-1148,0	М-0-2-А	ЗКП 114, 17 отв. / м	Свабирование, фонтан	-	-	-	8,2-10,6	9,0-12,2	-	-	Всего в период опробования из интервалов извлечено 47,2 м³ нефти.
Кенбулак-8	05.09.2019-09.09.2019	1202,0-1204,0	М-0-3	ЗПК 114-АТ-М, 16 отв. / м	Свабирование	-	-	-	-	-	-	-	Всего в период опробования из интервала извлечено 29,17 м³ нефти.
Кенбулак-8	07.08.2019-15.08.2019	1105,0-1109,0	М-0-1-А	ЗПК 114-АТ-М, 16 отв. / м	Свабирование	-	-	-	-	-	-	-	Из интервала извлечено 11,41 м³ жидкости (нефть 8,78 м³ и воды – 2,63 м³).
Кенбулак-8	16.09.2019-18.09.2019	978,0-988,0	А-2	ЗПК 114-АТ-М, 16 отв. / м	Свабирование	-	-	-	-	-	-	-	Всего в период опробования из интервала извлечено 28,4 м³ нефти.
Кенбулак-9	28.08.2021-03.09.2021	993,4-998,4	А-2	4505 Power Jet Omega, 17 отв. / м	Свабирование, фонтан	-	-	-	28,6-52,7	29,1-53,8	-	-	Всего в период опробования из интервала извлечено 183,8 м³ нефти.

Таблица 3.3.3 – Результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) методом установившихся отборов (МУО)

Скважина	Период исследования	Интервал перфорации, м	Горизонт	Диаметр и глубина спуска НКТ, мм / м	Искусственный забой, м	Диаметр штуцера, мм	Давление, МПа		Депрессия на пласт, МПа	Дебиты скважин			Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа)	Температура, °С
							пластовое	забойное		нефти, м ³ /сут	воды, м ³ /сут	газа, тыс. м ³ /сут		
Кенбулак-3	12.03.2013-15.03.2013	1132,9-1139,5	М-0-1-Б	73,0/1118,2	1145,6	5	11,5	10,1	1,4	23,1	0,5	-	17,60	57,7
						7		9,7	1,8	31,4	0,6	-		
						9		9,3	2,2	39,7	0,8	-		
						11		8,9	2,5	44,8	1,0	-		
Кенбулак-5	23.06.2013	1192,0-1195,0	М-0-3	73,0/1185,0	1246,3	3	11,1	10,3	0,8	18,1	-	-	17,65	61,5
						5		9,0	2,1	28,8	-	-		
						7		7,6	3,5	48,0	-	-		
						9		7,3	3,9	81,6	-	-		

Таблица 3.3.4 – Результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) методом регистрации кривой восстановления давления (КВД)

Скважина	Дата проведения	Интервал перфорации, м	Горизонт	Пластовое давление, МПа	Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа)	Коэффициент проницаемости, мкм ²	Коэффициент гидропроводности, мкм ² *м/МПа*с	Пьезопроводность, м ² /с	Скин-фактор	Радиус дренирования	Примечание
Кенбулак-3	15.03.2013	1132,9-1139,5	М-0-1-Б	11,5	17,60	0,19	0,62	0,22	-0,3	336,2	Манометр на 1136 м

3.4. Текущее состояние пробной эксплуатации

3.4.1. Характеристика структуры пробуренного фонда скважин и показателей их эксплуатации

На месторождении Кенбулак пробурено всего 8 скважин (Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-4, Кенбулак-5, Кенбулак-6, Кенбулак-7, Кенбулак-8 и Кенбулак-9), из которых: 4 скважины (Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-4 и Кенбулак-5) – поисковые, 2 скважины (Кенбулак-6 и Кенбулак-8) – разведочные и 2 скважины (Кенбулак-7 и Кенбулак-9) – оценочные.

По состоянию на 01.11.2021 г. скважина Кенбулак-8 эксплуатируется на I объекте пробной эксплуатации (продуктивный горизонт А-2), скважина Кенбулак-3 – на II объекте (горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б), скважина Кенбулак-2 – на III объекте (горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б), скважина Кенбулак-5 – на IV объекте (горизонт М-0-3). Скважина Кенбулак-4 числится во временной консервации, скважина Кенбулак-6 ликвидирована по геологическим причинам и скважины Кенбулак-7 и Кенбулак-9 – в опробовании объектов.

В таблице 3.4.1 представлена характеристика пробуренных скважин, в таблице 3.4.2 – техническое состояние.

Скважина Кенбулак-2. Введена в пробную эксплуатацию на III объект (горизонты М-0-2-А+М-0-2-Б) в октябре 2020 г. При вводе в пробную эксплуатацию обводненность продукции составляла 1,8 % и за период эксплуатации наблюдается увеличение обводненности, которая на момент составления настоящего отчета составляет 7,8 %. Средний дебит за время пробной эксплуатации составлял в среднем 7,6 т/сут с газовым фактором 85,3 м³/т.

Всего из рассматриваемого горизонта за счет пробной эксплуатации было отобрано 2,989 тыс.т нефти, 3,151 тыс.т жидкости и 0,255 млн.м³ газа.

Скважина Кенбулак-3. Введена в пробную эксплуатацию на II объект (горизонты М-0-1-А+М-0-1-Б) в сентябре 2020 г. При вводе в пробную эксплуатацию обводненность продукции составляла 0,5 % и за период эксплуатации наблюдается увеличение обводненности, которая на момент составления настоящего отчета составляет 4,7 %. Средний дебит за время пробной эксплуатации составлял в среднем 23,6 т/сут с газовым фактором 85,3 м³/т.

Всего из рассматриваемого горизонта за счет пробной эксплуатации было отобрано 8,705 тыс.т нефти, 8,997 тыс.т жидкости и 0,742 млн.м³ газа.

Скважина Кенбулак-5. Введена в пробную эксплуатацию на IV объект (горизонт М-0-3) в ноябре 2020 г. При вводе в пробную эксплуатацию скважина характеризовалась безводным дебитом и за период эксплуатации наблюдается увеличение обводненности,

которая на момент составления настоящего отчета составляет 1,5 %. Средний дебит за время пробной эксплуатации составлял в среднем 4,4 т/сут с газовым фактором 351,4 м³/т.

Всего из рассматриваемого горизонта за счет пробной эксплуатации было отобрано 1,394 тыс.т нефти, 1,411 тыс.т жидкости и 0,490 млн.м³ газа.

Скважина Кенбулак-8. Введена в пробную эксплуатацию на I объект (горизонт А-2) в сентябре 2020 г. При вводе в пробную эксплуатацию скважина характеризовалась безводным дебитом и за период эксплуатации наблюдается увеличение обводненности, которая на момент составления настоящего отчета составляет 2,0 %. Средний дебит за время пробной эксплуатации составлял в среднем 8,9 т/сут с газовым фактором 85,3 м³/т.

Всего из рассматриваемого горизонта за счет пробной эксплуатации было отобрано 3,800 тыс.т нефти, 3,850 тыс.т жидкости и 0,324 млн.м³ газа.

Таблица 3.4.1 – Характеристика пробуренных скважин

№№ п/п	Наименование	Объект / Горизонт				В целом по месторождению
		I (А-2)	II (М-0-1-А+ М-0-1-Б)	III (М-0-1-А+ М-0-1-Б)	IV (М-0-3)	
1	Пробурено	-	-	-	-	8
2	В эксплуатационном фонде	1	1	1	1	5
3	в том числе:	-	-	-	-	-
4	действующие	1	1	1	1	5
5	бездействующие	-	-	-	-	-
6	в простое	-	-	-	-	-
7	в испытании	-	-	-	-	-
8	В консервации	-	-	-	-	1
9	В опробовании	-	-	-	-	2
10	В ликвидации	-	-	-	-	1

Таблица 3.4.2 – Техническое состояние пробуренных скважин

Скважина	Категория	Сроки бурения		Глубина, м		Горизонт	
		начало	конец	проект	факт	проект	факт
Кенбулак-2	поисковая	26.05.2013	19.07.2013	1500	1444	Pz	Pz
Кенбулак-3	поисковая	18.08.2012	30.09.2012	1500	1757	Pz	Pz
Кенбулак-4	поисковая	23.08.2012	26.09.2012	1500	1569	Pz	Pz
Кенбулак-5	поисковая	19.03.2013	03.05.2013	1500	1451	Pz	Pz
Кенбулак-6	разведочная	05.05.2019	20.05.2019	1500	1700	Pz	Pz
Кенбулак-8	разведочная	04.06.2019	23.06.2019	1500	1438,28	Pz	Pz
Кенбулак-7	оценочная	20.08.2021	14.09.2021	1500	1260	K1nc2	K1nc2
Кенбулак-9	оценочная	23.07.2021	16.08.2021	1500	1374	K1nc2	K1nc2

Продолжение таблицы 3.4.2

Конструкция скважин								
кондуктор			техническая колонна			эксплуатационная колонна		
диаметр, мм	глубина спуска, м	ВПЦ, м	диаметр, мм	глубина спуска, м	ВПЦ, м	диаметр, мм	глубина спуска, м	ВПЦ, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
324,0	55,0	0,0	244,5	652,0	0,0	168,3	1442,7	20,0
324,0	61,0	0,0	244,5	653,0	0,0	168,3	1753,4	120,0
324,0	59,8	0,0	244,5	650,3	0,0	168,3	1560,0	158,6

Продолжение таблицы 3.4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
324,0	67,8	0,0	244,5	652,0	0,0	168,3	1444,0	139,0
324,0	70,8	0,0	244,5	658,6	0,0	168,3	-	-
324,0	68,2	0,0	244,5	647,0	0,0	168,3	1433,6	0,0
324,0	76,5	0,0	244,5	656,6	0,0	168,3	1256,6	12,0
324,0	82,9	0,0	244,5	657,7	0,0	168,3	1370,9	17,2

3.4.2. Характеристика отборов нефти, жидкости и газа

Как уже выше отмечалось, в пробную эксплуатацию месторождение Кенбулак вступило в сентябре 2020 г., вводом из временной консервации скважин Кенбулак-3 на II объект эксплуатации и Кенбулак-8 на I объект эксплуатации.

Далее в октябре 2020 г. введена в пробную эксплуатацию скважина Кенбулак-2 на III объект эксплуатации и в ноябре 2020 г. скважина Кенбулак-5 на IV объект эксплуатации.

Всего из месторождения Кенбулак в 2020 г. за счет пробной эксплуатации было добыто 4,177 тыс.т нефти, 4,231 тыс.т жидкости и 0,419 млн.м³ газа. Обводненность на уровне 1,3 %. Средний газовый фактор составил 100,4 м³/т. Фонд скважин на конец года – 4 ед. Средний дебит скважин по нефти и жидкости составил соответственно 11,2 т/сут и 11,3 т/сут. Суммарное отработанное время скважин – 373 сут.

За десять месяцев 2021 г. из месторождения Кенбулак за счет пробной эксплуатации было отобрано 12,710 тыс.т нефти, 13,178 тыс.т жидкости и 1,392 млн.м³ газа. Обводненность текущая на уровне 3,6 %. Средний газовый фактор составил 109,5 м³/т. Фонд скважин на конец октября 2021 г. – 4 ед. Средний дебит скважин по нефти и жидкости составил соответственно 11,2 т/сут и 11,6 т/сут. Суммарное отработанное время скважин – 1138 сут.

По состоянию изученности на 01.11.2021 г. из месторождения Кенбулак было отобрано всего 24,010 тыс.т нефти, 24,536 тыс.т жидкости и 2,653 млн.м³ газа, в том числе: за счет пробной эксплуатации – 16,887 тыс.т нефти, 17,409 тыс.т жидкости и 1,811 млн.м³ газа.

Ниже приведена краткая характеристика основных технологических показателей пробной эксплуатации по продуктивным горизонтам месторождения Кенбулак с начала пробной эксплуатации.

Объект пробной эксплуатации I (горизонт А-2)

В 2020 г. за счет пробной эксплуатации было добыто 1,008 тыс.т нефти, 1,014 тыс.т жидкости и 0,086 млн.м³ газа. Обводненность добываемой продукции составила 0,6 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м³/т. Фонд скважин на конец года – 1 ед. Средний дебит скважин по нефти составил 8,3 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 122 сут.

За десять месяцев 2021 г. за счет пробной эксплуатации было отобрано 2,792 тыс.т нефти, 2,836 тыс.т жидкости и 0,238 млн.м³ газа. Обводненность добываемой продукции составила 1,6 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м³/т. Фонд скважин на конец октября 2021 г. – 1 ед. Средний дебит скважин по нефти составил 9,2 т/сут. Суммарное отработанное время скважин – 304 сут.

По состоянию изученности на 01.11.2021 г. из I объекта пробной эксплуатации было отобрано всего 5,722 тыс.т нефти, 5,777 тыс.т жидкости и 0,462 млн.м³ газа, в том числе: за счет пробной эксплуатации – 3,800 тыс.т нефти, 3,850 тыс.т жидкости и 0,324 млн.м³ газа.

Объект пробной эксплуатации II (горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б)

В 2020 г. за счет пробной эксплуатации было добыто 2,314 тыс.т нефти, 2,347 тыс.т жидкости и 0,197 млн.м³ газа. Обводненность добываемой продукции составила 1,4 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м³/т. Фонд скважин на конец года – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 21,8 т/сут, жидкости – 22,1 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 106 сут.

За десять месяцев 2021 г. за счет пробной эксплуатации было отобрано 6,391 тыс.т нефти, 6,650 тыс.т жидкости и 0,545 млн.м³ газа. Обводненность добываемой продукции составила 3,9 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м³/т. Фонд скважин на конец октября 2021 г. – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 24,1 т/сут, жидкости – 25,1 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 265 сут.

По состоянию изученности на 01.11.2021 г. из II объекта пробной эксплуатации было отобрано всего 12,805 тыс.т нефти, 13,097 тыс.т жидкости и 1,084 млн.м³ газа, в том числе: за счет пробной эксплуатации – 8,705 тыс.т нефти, 8,997 тыс.т жидкости и 0,742 млн.м³ газа.

Объект пробной эксплуатации III (горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б)

В 2020 г. за счет пробной эксплуатации было добыто 0,619 тыс.т нефти, 0,633 тыс.т жидкости и 0,053 млн.м³ газа. Обводненность добываемой продукции составила 2,2 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м³/т. Фонд скважин на конец года – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 6,7 т/сут, жидкости – 6,9 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 92 сут.

За десять месяцев 2021 г. за счет пробной эксплуатации было отобрано 2,370 тыс.т нефти, 2,518 тыс.т жидкости и 0,202 млн.м³ газа. Обводненность добываемой продукции составила 5,9 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м³/т. Фонд скважин на конец октября 2021 г. – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 7,8 т/сут, жидкости – 8,3 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 304 сут.

По состоянию изученности на 01.11.2021 г. из III объекта пробной эксплуатации было отобрано всего 2,989 тыс.т нефти, 3,151 тыс.т жидкости и 0,255 млн.м³ газа.

Объект пробной эксплуатации IV (горизонт М-0-3)

В 2020 г. за счет пробной эксплуатации было добыто 0,237 тыс.т нефти, 0,238 тыс.т жидкости и 0,083 млн.м³ газа. Обводненность добываемой продукции составила 0,2 %. Средний газовый фактор составил 351,4 м³/т. Фонд скважин на конец года – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 4,5 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 53 сут.

За десять месяцев 2021 г. за счет пробной эксплуатации было отобрано 1,157 тыс.т нефти, 1,174 тыс.т жидкости и 0,407 млн.м³ газа. Обводненность добываемой продукции составила 1,4 %. Средний газовый фактор составил 351,4 м³/т. Фонд скважин на конец октября 2021 г. – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 4,4 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 265 сут.

По состоянию изученности на 01.11.2021 г. из IV объекта пробной эксплуатации было отобрано всего 2,494 тыс.т нефти, 2,511 тыс.т жидкости и 0,851 млн.м³ газа, в том числе: за счет пробной эксплуатации – 1,394 тыс.т нефти, 1,411 тыс.т жидкости и 0,490 млн.м³ газа.

В таблицах 3.4.3-3.4.7 представлены фактические показатели пробной эксплуатации как в целом по месторождению Кенбулак, так и по объектам пробной эксплуатации.

Таблица 3.4.3 – Показатели пробной эксплуатации в целом по месторождению Кенбулак

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2020*	2021**
1	Добыча нефти, тыс.т	4,2	12,7
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	11,3	24
3	Добыча жидкости, тыс.т	4,2	13,2
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	11,3	24,5
5	Добыча растворенного газа, млн.м ³	0,419	1,392
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м ³	1,123	2,515
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,7	1,4
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	0,7	2,1
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	0,7	2,2
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	1,9	4,1
11	Обводненность, %	1,27	3,55
12	Газовый фактор, м ³ /т	100,4	109,5
13	Ввод добывающих скважин, скв.	4	-
13.1	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	-	-
13.2	<i>из разведочного (оценочного) бурения</i>	-	-
13.3	<i>из других объектов</i>	-	-
13.4	<i>из временной консервации</i>	4	-
14	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	4	4
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	4	4
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	11,2	11,2
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	11,3	11,6

Примечание: * - показатели с сентября 2020 по декабрь 2020 гг.

** - показатели с января 2021 по октябрь 2021 гг.

Таблица 3.4.4 – Показатели пробной эксплуатации по объекту I (горизонт А-2)

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2020*	2021**
1	Добыча нефти, тыс.т	1,0	2,8
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	2,9	5,7
3	Добыча жидкости, тыс.т	1,0	2,8
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	2,9	5,7
5	Добыча растворенного газа, млн.м ³	0,086	0,238
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м ³	0,086	0,324
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	1,1	2,3
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	1,1	3,2
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	1,1	3,3
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	3,3	6,5
11	Обводненность, %	0,6	1,6
12	Газовый фактор, м ³ /т	85,3	85,3
13	Ввод добывающих скважин, скв.	1	-
13.1	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	-	-
13.2	<i>из разведочного (оценочного) бурения</i>	-	-
13.3	<i>из других объектов</i>	-	-
13.4	<i>из временной консервации</i>	1	-
14	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	-
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	8,3	9,2
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	8,3	9,3

Примечание: * - показатели с сентября 2020 по декабрь 2020 гг.

** - показатели с января 2021 по октябрь 2021 гг.

Таблица 3.4.5 – Показатели пробной эксплуатации по объекту II (горизонты М-0-1-А+М-0-1-Б)

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2020*	2021**
1	Добыча нефти, тыс.т	2,3	6,4
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	6,4	12,8
3	Добыча жидкости, тыс.т	2,3	6,7
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	6,4	13,1
5	Добыча растворенного газа, млн.м ³	0,197	0,545
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м ³	0,539	1,084
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	1,0	2,1
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	1,1	3,0
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	1,1	3,1
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	3,0	6,0
11	Обводненность, %	1,4	3,9
12	Газовый фактор, м ³ /т	85,3	85,3
13	Ввод добывающих скважин, скв.	1	-
13.1	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	-	-
13.2	<i>из разведочного (оценочного) бурения</i>	-	-
13.3	<i>из других объектов</i>	-	-
13.4	<i>из временной консервации</i>	1	-
14	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	21,8	24,1
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	22,1	25,1

Примечание: * - показатели с сентября 2020 по декабрь 2020 гг.

** - показатели с января 2021 по октябрь 2021 гг.

Таблица 3.4.6 – Показатели пробной эксплуатации по объекту III (горизонты М-0-2-А +М-0-2-Б)

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2020*	2021**
1	Добыча нефти, тыс.т	0,6	2,4
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	0,6	3
3	Добыча жидкости, тыс.т	0,6	2,5
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	0,6	3,1
5	Добыча растворенного газа, млн.м ³	0,053	0,202
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м ³	0,053	0,255
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,2	0,9
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	0,5	2,1
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	0,5	2,1
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	0,5	2,6
11	Обводнённость, %	2,2	5,9
12	Газовый фактор, м ³ /т	85,3	85,3
13	Ввод добывающих скважин, скв.	1	-
13.1	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	-	-
13.2	<i>из разведочного (оценочного) бурения</i>	-	-
13.3	<i>из других объектов</i>	-	-
13.4	<i>из временной консервации</i>	1	-
14	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	6,7	7,8
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	6,9	8,3

Примечание: * - показатели с октября 2020 по декабрь 2020 гг.

** - показатели с января 2021 по октябрь 2021 гг.

Таблица 3.4.7 – Показатели пробной эксплуатации по объекту IV (горизонты М-0-3)

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2020*	2021**
1	Добыча нефти, тыс.т	0,2	1,2
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	1,3	2,5
3	Добыча жидкости, тыс.т	0,2	1,2
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1,3	2,5
5	Добыча растворенного газа, млн.м ³	0,083	0,406
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м ³	0,445	0,851
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,3	0,5
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	0,1	0,7
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	0,1	0,7
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	0,8	1,4
11	Обводнённость, %	0,2	1,4
12	Газовый фактор, м ³ /т	351,4	351,4
13	Ввод добывающих скважин, скв.	1	-
13.1	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	-	-
13.2	<i>из разведочного (оценочного) бурения</i>	-	-
13.3	<i>из других объектов</i>	-	-
13.4	<i>из временной консервации</i>	1	-
14	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	4,5	4,4
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	4,5	4,4

Примечание: * - показатели с ноября 2020 по декабрь 2020 гг.

** - показатели с января 2021 по октябрь 2021 гг.

3.4.3. Выработка запасов нефти из пластов

Объект пробной эксплуатации I (горизонт А-2)

Пробная эксплуатация рассматриваемого объекта начата в сентябре 2020 г скважиной Кенбулак-8, которая является единственной и в настоящее время числится в действующем фонде.

Степень выработанности утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти по состоянию на 01.11.2021 г. составила 6,5 %. Текущая нефтеотдача составила 2,3 %.

Объект пробной эксплуатации II (горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б)

Пробная эксплуатация рассматриваемого объекта начата в сентябре 2020 г скважиной Кенбулак-3, которая является единственной и в настоящее время числится в действующем фонде.

Степень выработанности утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти по состоянию на 01.11.2021 г. составила 6,0 %. Текущая нефтеотдача составила 2,1 %.

Объект пробной эксплуатации III (горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б)

Пробная эксплуатация рассматриваемого объекта начата в октябре 2020 г скважиной Кенбулак-2, которая является единственной и в настоящее время числится в действующем фонде.

Степень выработанности утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти по состоянию на 01.11.2021 г. составила 2,6 %. Текущая нефтеотдача составила 0,9 %.

Объект пробной эксплуатации IV (горизонт М-0-3)

Пробная эксплуатация рассматриваемого объекта начата в ноябре 2020 г скважиной Кенбулак-5, которая является единственной и в настоящее время числится в действующем фонде.

Степень выработанности утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти по состоянию на 01.11.2021 г. составила 1,4 %. Текущая нефтеотдача составила 0,5 %.

В целом по **месторождению Кенбулак** по состоянию изученности на 01.11.2021 г. было отобрано 24,010 тыс.т нефти, 24,536 тыс.т жидкости и 2,653 млн.м³ растворенного в нефти газа. От утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти отобрано 4,1 %. Достигнутая нефтеотдача составила 1,4 %.

Около 53,3 % всей добычи нефти, произведенной из месторождения, обеспечил объект пробной эксплуатации II (горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б).

3.4.4. Характеристика энергетического состояния

За время пробной эксплуатации месторождения Кенбулак с сентября 2020 г. и по настоящее время гидродинамические исследования не проводились.

3.4.5. Сопоставление фактических и проектных показателей пробной эксплуатации

Как известно из предыдущих разделов, действующим проектным документом является «Проект пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.01.2020 г.)».

Сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации представлены в таблицах 3.4.8-3.4.12.

Как видно, из предоставленных таблиц, проектные показатели пробной эксплуатации как по объектам, так и по месторождению Кенбулак в целом в 2020 г. и 2021 г. не были достигнуты. Основными причинами невыполнения запланированных уровней добычи нефти являются прежде всего несоответствие дебитов скважин по нефти и времени эксплуатации скважин.

Таблица 3.4.8 – Сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации в целом по месторождению Кенбулак

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2020		2021	
		проект	факт*	проект	факт**
1	Добыча нефти, тыс.т	12,3	4,2	34,6	12,7
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	17,6	11,3	52,2	24,0
3	Добыча жидкости, тыс.т	12,6	4,2	35,7	13,2
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	17,8	11,3	53,5	24,5
5	Добыча растворенного газа, млн.м ³	1,753	0,419	4,958	1,392
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м ³	2,457	1,123	7,414	2,515
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	1,1	0,7	3,1	1,4
8	Гемп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	2,1	0,7	6,0	2,1
9	Гемп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	2,3	0,7	6,7	2,2
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	3,0	1,9	9,0	4,1
11	Обводненность, %	1,9	1,27	3	3,55
12	Газовый фактор, м ³ /т	142,5	100,4	143,3	109,5
13	Ввод добывающих скважин, скв.	4	4	-	-
13.1	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	-	-	-	-
13.2	из разведочного (оценочного) бурения	-	-	-	-
13.3	из других объектов	-	-	-	-
13.4	из временной консервации	4	4	-	-
14	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	4	4	4	4
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	4	4	4	4
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	25,2	11,2	24,1	11,2
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	25,7	11,3	24,8	11,6
18	Коэффициент эксплуатации, д.ед.	1	0,94	0,983	0,936

Примечание: * - показатели с сентября 2020 по декабрь 2020 гг.

** - показатели с января 2021 по октябрь 2021 гг.

Таблица 3.4.9 – Сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по объекту I (горизонт А-2)

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2020		2021	
		проект	факт*	проект	факт**
1	Добыча нефти, тыс.т	2,4	1	6,7	2,8
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	2,5	2,9	9,2	5,7
3	Добыча жидкости, тыс.т	2,4	1	6,8	2,8
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	2,5	2,9	9,3	5,7
5	Добыча растворенного газа, млн.м ³	0,204	0,086	0,568	0,238
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м ³	0,204	0,086	0,772	0,324
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	1,0	1,1	3,7	2,3
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	2,8	1,1	7,7	3,2
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	2,8	1,1	8,0	3,3
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	2,9	3,3	10,7	6,5
11	Обводнённость, %	0,3	0,6	1,4	1,6
12	Газовый фактор, м ³ /т	85	85,3	84,8	85,3
13	Ввод добывающих скважин, скв.	1	1	-	-
13.1	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	-	-	-	-
13.2	из разведочного (оценочного) бурения	-	-	-	-
13.3	из других объектов	-	-	-	-
13.4	из временной консервации	1	1	-	-
14	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1	1	1
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1	1	1
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	19,6	8,3	18,6	9,2
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	19,7	8,3	18,8	9,3
18	Коэффициент эксплуатации, д.ед.	1	1	0,983	1

Примечание: * - показатели с сентября 2020 по декабрь 2020 гг.

** - показатели с января 2021 по октябрь 2021 гг.

Таблица 3.4.10 – Сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по объекту II (горизонты М-0-1-А+М-0-1-Б)

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2020		2021	
		проект	факт*	проект	факт**
1	Добыча нефти, тыс.т	3,8	2,3	10,8	6,4
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	7,9	6,4	18,7	12,8
3	Добыча жидкости, тыс.т	3,9	2,3	11,1	6,7
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	8	6,4	19,1	13,1
5	Добыча растворенного газа, млн.м ³	0,324	0,197	0,919	0,545
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м ³	0,666	0,539	1,585	1,084
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	1,3	1,0	3,1	2,1
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	1,8	1,1	5,2	3,0
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	1,9	1,1	5,4	3,1
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	3,8	3,0	9,0	6,0
11	Обводнённость, %	2,5	1,4	3,2	3,9
12	Газовый фактор, м ³ /т	85,3	85,3	85,1	85,3
13	Ввод добывающих скважин, скв.	1	1	-	-
13.1	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	-	-	-	-
13.2	из разведочного (оценочного) бурения	-	-	-	-
13.3	из других объектов	-	-	-	-
13.4	из временной консервации	1	1	-	-
14	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1	1	1
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1	1	1
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	31,1	21,8	30	24,1
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	31,9	22,1	31	25,1
18	Коэффициент эксплуатации, д.ед.	1	0,869	0,983	0,872

Примечание: * - показатели с сентября 2020 по декабрь 2020 гг.

** - показатели с января 2021 по октябрь 2021 гг.

Таблица 3.4.11 – Сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по объекту III (горизонты М-0-2-А+М-0-2-Б)

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2020		2021	
		проект	факт*	проект	факт**
1	Добыча нефти, тыс.т	3,5	0,6	9,6	2,4
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	3,5	0,6	13,1	3
3	Добыча жидкости, тыс.т	3,6	0,6	10,1	2,5
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	3,6	0,6	13,8	3,1
5	Добыча растворенного газа, млн.м ³	0,297	0,053	0,821	0,202
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м ³	0,297	0,053	1,118	0,255
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	1,1	0,2	4,0	0,9
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	3,1	0,5	8,4	2,1
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	3,1	0,5	8,7	2,1
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	3,1	0,5	11,5	2,6
11	Обводнённость, %	3,5	2,2	5,1	5,9
12	Газовый фактор, м ³ /т	84,9	85,3	85,5	85,3
13	Ввод добывающих скважин, скв.	1	1	-	-
13.1	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	-	-	-	-
13.2	из разведочного (оценочного) бурения	-	-	-	-
13.3	из других объектов	-	-	-	-
13.4	из временной консервации	1	1	-	-
14	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1	1	1
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1	1	1
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	28,5	6,7	26,8	7,8
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	29,5	6,9	28,3	8,3
18	Коэффициент эксплуатации, д.ед.	1	1	0,983	1

Примечание: * - показатели с октября 2020 по декабрь 2020 гг.

** - показатели с января 2021 по октябрь 2021 гг.

Таблица 3.4.12 – Сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по объекту IV (горизонты М-0-3)

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2020		2021	
		проект	факт*	проект	факт**
1	Добыча нефти, тыс.т	2,6	0,2	7,5	1,2
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	3,7	1,3	11,2	2,5
3	Добыча жидкости, тыс.т	2,7	0,2	7,6	1,2
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	3,7	1,3	11,3	2,5
5	Добыча растворенного газа, млн.м ³	0,929	0,083	2,649	0,406
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м ³	1,29	0,445	3,94	0,851
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,7	0,3	2,3	0,5
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	1,5	0,1	4,4	0,7
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	1,5	0,1	4,5	0,7
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	2,1	0,8	6,5	1,4
11	Обводнённость, %	0,5	0,2	1,2	1,4
12	Газовый фактор, м ³ /т	357,3	351,4	353,2	351,4
13	Ввод добывающих скважин, скв.	1	1	-	-
13.1	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	-	-	-	-
13.2	из разведочного (оценочного) бурения	-	-	-	-
13.3	из других объектов	-	-	-	-
13.4	из временной консервации	1	1	-	-
14	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1	1	1
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1	1	1
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	21,7	4,5	21	4,4
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	21,8	4,5	21,3	4,4
18	Коэффициент эксплуатации, д.ед.	1	0,869	0,983	0,872

Примечание: * - показатели с сентября 2020 по декабрь 2020 гг.

** - показатели с января 2021 по октябрь 2021 гг.

3.5. Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов

По материалам оперативного подсчета запасов нефти и газа (6), на месторождении Кенбулак установлено шесть продуктивных горизонтов – А-2, М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-Б и М-0-3, приуроченные к нижнемеловым отложениям. По всем продуктивным горизонтам запасы нефти и газа оценены как по промышленной категории С₁ (в районе опробованных в эксплуатационной колонне скважин, где получены промышленные притоки нефти), так и предварительно оцененной категории С₂.

Как известно, для проведения пробной эксплуатации могут быть задействованы лишь запасы нефти и газа промышленной категории С₁.

Почти третья часть утвержденных ГКЗ Республики Казахстан как геологических, так и извлекаемых запасов нефти промышленной категории С₁ в пределах Контрактной территории сосредоточены в горизонте М-0-3, чуть более пятой части – продуктивном горизонте М-0-1-А, на продуктивные горизонты А-2, М-0-1-Б и М-0-2-А приходятся по 14-15 % запасов и на горизонт М-0-2-Б – всего 6 %.

Как известно из предыдущих разделов, все выделенные горизонты были опробованы в скважинах и получены притоки различной интенсивности. Гидродинамические исследования (ГДИС) методом установившихся отборов (МУО) проведены в фонтанировавших скважинах Кенбулак-3 (горизонт М-0-1-Б) и Кенбулак-5 (горизонт М-0-3), а также в процессе опробования и испытания в пробуренных, согласно действующего проектного документа (7), оценочных скважинах Кенбулак-7 и Кенбулак-9, по результатам которых определены фильтрационно-емкостные, продуктивные и термобарические характеристики. По остальным скважинам, ввиду отсутствия фонтанирующего притока, приведены лишь произведенные во время опробования отборы нефти и расчетные дебиты по нефти.

На текущем этапе разведанности для продолжения пробной эксплуатации месторождения Кенбулак, ввиду близости глубин и термобарических условий залегания продуктивных пластов, учитывая, что водонефтяные контакты установлены условно и разделение продуктивных горизонтов носит чисто формальный характер, а также учитывая, что одной из задач пробной эксплуатации является получение новых и уточнение имеющихся данных, то продуктивные горизонты М-0-1-А и М-0-1-Б, а также продуктивные горизонты М-0-2-А и М-0-2-Б можно рассматривать в качестве двух отдельных самостоятельных объектов, как и было предусмотрено в рамках действующего проектного документа (7).

Таким образом, на текущей стадии разведанности месторождения для продолжения пробной эксплуатации рекомендуется выделить четыре объекта:

- **I-й объект** – продуктивный горизонт А-2;
- **II-й объект** – продуктивные горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б;
- **III-й объект** – продуктивные горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б;
- **IV-й объект** – продуктивный горизонт М-0-3.

Рекомендуемый вариант выделения объектов пробной эксплуатации позволит равномерно распределить и вовлечь запасы нефти в эксплуатацию.

Вместе с тем, эксплуатацию рассматриваемых объектов пробной эксплуатации планируется продолжить существующими пробуренными поисково-разведочными скважинами соответственно Кенбулак-8, Кенбулак-3, Кенбулак-2 и Кенбулак-5, с дополнительным вводом в эксплуатацию из бурения проектных опережающих добывающих скважин Кенбулак-10 и Кенбулак-11 соответственно в 2022 и 2023 гг.

Так, **II-й объект** планируется эксплуатировать скважиной Кенбулак-3, но, при этом, предпочтение необходимо уделить самостоятельной эксплуатации горизонта М-0-1-Б, ввиду резкого отличия продуктивных характеристик горизонтов рассматриваемого объекта. Одновременную эксплуатацию продуктивных горизонтов в скважине Кенбулак-3, несомненно, рекомендуется провести при условии выравнивания профиля притока, путем предварительного выполнения методов интенсификации притоков в продуктивном горизонте М-0-1-А, который характеризуется низкими продуктивными свойствами. Обязательным для выполнения будет комплекс ГИС-к по определению профиля притока до и после выполнения интенсификации притоков.

III-й объект планируется эксплуатировать скважиной Кенбулак-2, в которой опробован лишь горизонт М-0-2-Б и получен дебит по нефти 38,0 м³/сут при работе на 6 мм диаметре штуцера. Вышезалегающий горизонт М-0-2-А опробован лишь в скважине Кенбулак-3, в результате которого извлечено всего 3,114 м³ нефти, а в скважине Кенбулак-2 рассматриваемый горизонт не опробован, но располагается на площади запасов промышленной категории С₁. Учитывая вышеизложенное, перед одновременной эксплуатацией рассматриваемых продуктивных горизонтов, в скважине рекомендуется провести самостоятельное опробование вышезалегающего горизонта М-0-2-А, по результатам которых принять решение о необходимости дополнительного проведения методов интенсификации на горизонтах либо ввод в одновременную эксплуатацию без проведения интенсификации притоков.

Пробную эксплуатацию **I-го** и **IV-го объектов** планируется ввести вводом существующих скважин Кенбулак-8 и Кенбулак-5 соответственно, а также проектными опережающими добывающими скважинами Кенбулак-11 и Кенбулак-10 соответственно.

С целью уточнения имеющихся и получения дополнительной информации по фильтрационно-емкостным и продуктивным характеристикам пластов-коллекторов, рекомендуется провести дополнительное опробование и ГДИ (МУО, КВД, КВУ и т.д.) в существующих скважинах интервалов продуктивных пластов, которые ранее не были вовлечены в испытание. Проведение рекомендуемых дополнительных опробований и исследований позволит повысить уровень разведанности запасов нефти и уточнить параметры установленных горизонтов.

В таблице 3.5.1 представлены геолого-физические характеристики объектов пробной эксплуатации.

Таблица 3.5.1-Исходные геолого-физические характеристики объектов пробной эксплуатации

Параметры	Объекты пробной эксплуатации			
	I	II	III	IV
	Горизонт А-2	Горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б	Горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б	Горизонт М-0-3
Средняя глубина залегания, м	981,3	1118,6	1154,6	1195,1
Тип залежи	Пластовые, сводовые			
Тип коллектора	Поровый, терригенный			
Площадь нефтегазоносности (категория C ₁ / C ₂), тыс.м ²	1186 / 1735	1689 / 4053	1077 / 4286	1034 / 1248
Средняя общая толщина, м	6,1	17,0	16,2	15,1
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3,7	10,9	8,4	2,8
Средняя пористость, д.ед.	0,20	0,21	0,23	0,26
Средняя насыщенность нефтью, д.ед.	0,54	0,53	0,54	0,59
Проницаемость (по керну), мД	274	66,1	143,5	253
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,607	0,641	0,519	0,185
Приведенная пластовая температура, °С	52,6	59,5	61,4	62,2
Приведенное пластовое давление, МПа	9,9	11,7	12,1	12,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,02*	1,02	1,02*	0,32
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,724*	0,724	0,724*	0,606
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,841	0,816	0,759	0,761
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,176*	1,176	1,176*	1,502
Содержание серы в нефти, %	0,26	0,26	0,18	0,10
Содержание парафина в нефти, %	9,60	6,75	1,80	1,00
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,3*	9,3	9,3*	7,9
Газосодержание, м ³ /т	85,27*	85,27	85,27*	351,4
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,5	0,5	0,5	0,5
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,016*	1,016	1,016*	1,044
Средняя продуктивность, м ³ /(сут*МПа)	-	17,6	-	17,65
Средняя приемистость, м ³ /(сут*МПа)	-	-	-	-
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	389	1777	1527	936
в том числе: по категории C ₁	246	594	325	494
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	129	562	475	306
в том числе: по категории C ₁	86	208	114	173
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,33	0,32	0,31	0,33
в том числе: по запасам категории C ₁	0,35	0,35	0,35	0,35

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

Как было отмечено в предыдущих разделах, пробную эксплуатацию рекомендуется продолжить выделением четырех объектов:

- **I-й объект** – продуктивный горизонт А-2;
- **II-й объект** – продуктивные горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б;
- **III-й объект** – продуктивные горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б;
- **IV-й объект** – продуктивный горизонт М-0-3.

Рассматриваемые объекты пробной эксплуатации планируется вести существующими пробуренными поисково-разведочными скважинами соответственно Кенбулак-8, Кенбулак-3, Кенбулак-2 и Кенбулак-5, а также дополнительным вводом в эксплуатацию из бурения проектных опережающих добывающих скважин Кенбулак-10 и Кебулак-11 соответственно в 2022 и 2023 гг.

В таблице 3.6.1 представлены запасы нефти, которые будут вовлечены в пробную эксплуатацию по объектам месторождения Кенбулак.

Таблица 3.6.1-Запасы нефти, вовлекаемые в пробную эксплуатацию

Скважина	Объект пробной эксплуатации	Горизонт	Начальные запасы нефти, утвержденные ГКЗ Республики Казахстан, тыс.т	
			геологические	извлекаемые
Кенбулак-8	I	А-2	123,0	43,0
Кенбулак-11			123,0	43,0
В целом по объекту I:			246,0	86,0
Кенбулак-3	II	М-0-1-А	365,0	128,0
		М-0-1-Б	229,0	80,0
В целом по объекту II:			594,0	208,0
Кенбулак-2	III	М-0-2-А	228,0	80,0
		М-0-2-Б	97,0	34,0
В целом по объекту III:			325,0	114,0
Кенбулак-5	IV	М-0-3	247,0	86,5
Кенбулак-10			247,0	86,5
В целом по объекту IV:			494,0	173,0

3.7. Методы воздействия по увеличению продуктивности скважин

В рамках настоящего дополнения, как и было предусмотрено в действующем проектом документе (7), рекомендуется проведение воздействий на призабойную зону скважин (ПЗС) для увеличения продуктивности и выравнивания профиля притоков в скважины: глино-кислотная обработка (ГКО), гидравлический разрыв пластов (ГРП), перестрел интервала перфорации глубокопроникающими зарядами и т.д. Прежде всего, методы воздействия с целью интенсификации притоков рекомендуется проводить на скважинах, эксплуатирующие одновременно два горизонта (Кенбулак-2 и Кенбулак-3),

характеризующиеся резкими различиями фильтрационно-емкостных и продуктивных свойств, с целью выравнивания профиля притока и достижения равномерной выработки запасов нефти.

Также и на остальных скважинах для поддержания продуктивности скважин, в случае уменьшения его в процессе пробной эксплуатации, рекомендуется проводить вышеперечисленные либо иные методы интенсификации притоков.

Для расчета эффективности принято, что дебит скважин по нефти после проведения ГРП увеличиться в 4-5 раза, на основании результатов проведения этого воздействия на ПЗС аналогичных месторождений (таблица 3.7.1). Получением технологического эффекта в виде увеличения дебита скважин от СКО, перестрела интервалов перфорации и т.д., пренебрегаем.

Таблица 3.7.1-Расчет эффективности от проведения ГРП

Наименование мероприятия	Объект внедрения	Сроки реализации работ	Скважина	Расчетный дебит скважины	
				до проведения мероприятия	после проведения мероприятия
Гидравлический разрыв пластов (ГРП)	М-0-1-А, М-0-2-А, возможно и остальные объекты	В процессе пробной эксплуатации месторождения	Прежде всего на скважинах Кенбулак-2 и Кенбулак-3, возможно и в других существующих и проектных оценочных скважинах	5 м³/сут на М-0-1-А горизонте и 2 м³/сут на – М-0-2-А	20-25 м³/сут на М-0-1-А горизонте и 8-10 м³/сут на – М-0-2-А

3.8. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации

На период продолжения пробной эксплуатации месторождения Кенбулак, согласно рекомендациям «Методические рекомендации...» (10), предусматривается один расчетный вариант.

Для прогнозирования ориентировочных уровней добычи нефти и других технологических показателей пробной эксплуатации использовалось общеизвестное уравнение добычи (11):

$$q_0 = q^{(t)} * [1 - \left(\frac{Q_{(t)}}{Q_0}\right)]$$

где $q^{(t)}$ – годовой отбор нефти, тыс.т;

q_0 – амплитудный дебит объекта пробной эксплуатации, тыс.т;

$Q_{(t)}$ – суммарные отборы нефти на середину года, тыс.т;

Q_0 – фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т.

4. ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Для прогнозирования ориентировочных уровней добычи нефти и других технологических показателей пробной эксплуатации были приняты следующие исходные данные, которые были приведены в предыдущих главах.

Продолжительность пробной эксплуатации: 21 (двадцать один) месяц, начиная с «01» ноября 2021 и завершая «15» июля 2023 гг.

Пробная эксплуатация будет продолжена четырех объектов:

- **I-й объект** – продуктивный горизонт А-2;
- **II-й объект** – продуктивные горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б;
- **III-й объект** – продуктивные горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б;
- **IV-й объект** – продуктивный горизонт М-0-3.

Эксплуатацию рассматриваемых объектов планируется продолжить существующими пробуренными поисково-разведочными скважинами соответственно Кенбулак-8, Кенбулак-3, Кенбулак-2 и Кенбулак-5, а также дополнительным вводом в эксплуатацию из бурения проектных опережающих добывающих скважин Кенбулак-10 и Кенбулак-11 соответственно в 2022 и 2023 гг.

Во всех добывающих скважинах при эксплуатации рекомендуется поддерживать забойные давления выше или на уровне давления насыщения нефти газом, которые будут уточняться по результатам отбора и исследования проб нефти в процессе реализации настоящего проектного документа.

Для проектирования технологических показателей пробной эксплуатации проектные дебиты по нефти приняты по результатам фактической эксплуатации скважин: Кенбулак-8 – 8,9 т/сут; Кенбулак-3 – 23,5 т/сут; Кенбулак-2 – 7,5 т/сут; Кенбулак-5 – 4,4 т/сут. По проектной опережающей добывающей скважине Кенбулак-10 начальный проектный дебит по нефти принят по результатам ГДИ существующей скважины Кенбулак-5 (горизонт М-0-3) на уровне 21,9 т/сут, а по проектной опережающей добывающей скважине Кенбулак-11 – по результатам ГДИ существующей скважины Кенбулак-8 (горизонт А-2) на уровне 19,8 т/сут.

Проектные опережающие добывающие скважины Кенбулак-10 и Кенбулак-11 вводятся в пробную эксплуатацию на объекты, в которых достигается низкая выработка начальных извлекаемых запасов нефти, чтобы предотвратить высокие отборы нефти, высокую выработку запасов нефти и преждевременное обводнение пластов, преследуя чисто исследовательские цели добычи.

Пробная эксплуатация будет вестись на режиме истощения пластовой энергии, без поддержания пластового давления.

Существующие скважины будут эксплуатироваться механизированным способом на всем протяжении пробной эксплуатации, проектные опережающие добывающие скважины планируется также эксплуатировать механизированным способом добычи, но, в случае фонтанирования – продолжить этим способом.

В рамках настоящего проектного документа рекомендуется проведение воздействий на призабойную зону скважин (ПЗС) для увеличения продуктивности и выравнивания профиля притоков в скважины. Прежде всего, методы воздействия с целью интенсификации притоков рекомендуется проводить на скважинах, эксплуатирующие одновременно два горизонта (Кенбулак-2 и Кенбулак-3), характеризующиеся резкими различиями фильтрационно-емкостных и продуктивных свойств. Также и на остальных скважинах для поддержания продуктивности скважин, в случае уменьшения его в процессе пробной эксплуатации, рекомендуется проводить вышеперечисленные либо иные методы интенсификации притоков.

Скважины рекомендуется эксплуатировать по следующему установленному графику: в течение шести месяцев после ввода поддерживать эксплуатацию скважины на одном режиме (число оборотов, число качаний, длина хода и т.д.) с постоянным замером забойного давления (в случае невозможности – замеры динамических уровней), а на седьмой месяц – останавливается от трех суток для регистрации восстановления давления (КВД) или уровня (КВУ). В последующие месяцы цикл повторяется до конца пробной эксплуатации, но, только изменяется режим работы скважины.

В период остановок скважин не запрещается проводить также другие виды исследований: отбор глубинных и поверхностных проб флюидов; геофизические исследования скважин в колонне по контролю за разработкой пластов и эксплуатацией скважин и др.

Расчет объемов добычи сырого газа на период продолжения пробной эксплуатации производился по фактическим газовым факторам, которые соответствуют принятым по исследованиям глубинных проб газосодержаниям пластовой нефти. В процессе получения новых и уточнения имеющихся данных о физико-химических свойствах флюидов по результатам отборов и исследований глубинных и поверхностных проб, а также замеров промыслового газового фактора, объемы добычи сырого газа могут быть уточнены и скорректированы.

Коэффициент эксплуатации скважин при пробной эксплуатации принят исходя из необходимого времени для проведения исследовательских работ и составляет в среднем 0,98 д.ед.

В период пробной эксплуатации из месторождения Кенбулак планируется отобрать 38,3 тыс.т нефти, 41,7 тыс.т жидкости и 6,675 млн.м³ сырого газа. При этом отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти составит 10,4 %, а обводненность добываемой продукции достигнет 11,0 %. Коэффициент извлечения нефти достигнет всего 0,036 д.ед. при утвержденной величине 0,35 д.ед.

С учетом выше принятых условий и допущений, спрогнозированы проектные технологические показатели пробной эксплуатации как по объектам пробной эксплуатации, так и в целом по месторождению Кенбулак, которые в соответствии с рекомендациями «Методические рекомендации...» (10) представлены в таблицах 4.1.1-4.1.12.

На графическом приложении 16 представлена схема размещения пробуренных и проектных скважин на период пробной эксплуатации.

Таблица 4.1.1 – Показатели добычи нефти по скважинам

Годы и периоды	Сква-жина	Способ эксплуатации	Объект пробной эксплуатации	Горизонт	Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Ожидаемая добыча нефти, тыс.т	Ожидаемая добыча нефти по кварталам, тыс.т			
							I	II	III	IV
2021	Кенбулак-8	мех.	I	А-2	1,3	0,492	-	-	-	0,492
2022		мех.				2,980	0,757	0,734	0,735	0,753
2023		мех.				1,522	0,704	0,714	0,104	-
2021	Кенбулак-11	мех.			6,0	-	-	-	-	-
2022		мех.				-	-	-	-	-
2023		мех.				3,119	1,327	1,536	0,257	-
2021	Кенбулак-3	мех.	II	М-0-1-А + М-0-1-Б	11,3	1,275	-	-	-	1,275
2022		мех.				7,717	1,965	1,900	1,969	1,883
2023		мех.				4,021	1,822	1,889	0,309	-
2021	Кенбулак-2	мех.	III	М-0-2-А + М-0-2-Б	9,1	0,445	-	-	-	0,445
2022		мех.				2,561	0,631	0,635	0,660	0,635
2023		мех.				1,364	0,638	0,620	0,105	-
2021	Кенбулак-5	мех.	IV	М-0-3	3,8	0,265	-	-	-	0,265
2022		мех.				1,514	0,377	0,390	0,376	0,371
2023		мех.				0,787	0,370	0,357	0,060	-
2021	Кенбулак-10	мех.			4,1	-	-	-	-	-
2022		мех.				6,387	0,667	1,941	1,870	1,909
2023		мех.				3,856	1,778	1,777	0,300	-

Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей пробной эксплуатаии по скважинам

Годы и периоды	Скважина	Дата ввода в пробную эксплуатацию	Категория скважины	Среднегодовой дебит скважины			Приемистость, м³/сут	Добыча нефти, тыс.т		Отбор удельных запасов нефти, тыс.т	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³		Закачка воды, тыс.м³	
				нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м³/сут		годовая	накоп-ленная		годовая	накоп-ленная		годовая	накоп-ленная	годовая	накоп-ленная
2021	Кенбулак-8	ноя.21	разведочная	8,5	8,6	0,723	0,0	0,492	4,4	10,3	0,498	4,5	1,3	0,041942	0,366	0,0	0,0
2022				8,3	8,8	0,708	0,0	2,980	7,4	17,2	3,167	7,6	5,9	0,254084	0,620	0,0	0,0
2023				7,9	9,1	0,677	0,0	1,522	8,9	20,8	1,739	9,4	12,5	0,129776	0,750	0,0	0,0
2021	Кенбулак-11	янв.23	проектная опережающая добывающая	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2022				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2023				17,6	20,1	1,503	0,0	3,119	3,1	7,3	3,565	3,6	12,5	0,265996	0,266	0,0	0,0
2021	Кенбулак-3	ноя.21	поисковая	22,0	22,7	1,878	0,0	1,275	14,1	6,8	1,317	14,4	3,2	0,108711	1,193	0,0	0,0
2022				21,5	23,5	1,834	0,0	7,717	21,8	10,5	8,443	22,8	8,6	0,658050	1,851	0,0	0,0
2023				20,8	24,1	1,777	0,0	4,021	25,8	12,4	4,654	27,5	13,6	0,342867	2,194	0,0	0,0
2021	Кенбулак-2	ноя.21	поисковая	7,3	7,7	0,622	0,0	0,445	3,4	3,0	0,469	3,6	5,1	0,037946	0,293	0,0	0,0
2022				7,2	7,7	0,614	0,0	2,561	6,0	5,3	2,724	6,4	6,0	0,218371	0,511	0,0	0,0
2023				7,1	7,7	0,603	0,0	1,364	7,4	6,5	1,479	7,8	7,8	0,116293	0,627	0,0	0,0
2021	Кенбулак-5	ноя.21	поисковая	4,3	4,4	1,524	0,0	0,265	2,7	3,1	0,268	2,7	1,2	0,092948	0,944	0,0	0,0
2022				4,3	4,5	1,494	0,0	1,514	4,2	4,9	1,598	4,3	5,3	0,531891	1,476	0,0	0,0
2023				4,1	4,4	1,434	0,0	0,787	5,0	5,8	0,855	5,2	8,0	0,276569	1,753	0,0	0,0
2021	Кенбулак-10	мар.22	проектная опережающая добывающая	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2022				21,1	22,3	7,410	0,0	6,387	6,4	7,4	6,744	6,7	5,3	2,244391	2,244	0,0	0,0
2023				20,3	22,1	7,135	0,0	3,856	10,2	11,8	4,191	10,9	8,0	1,354971	3,599	0,0	0,0

Таблица 4.1.3 – Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости в целом по месторождению Кенбулак

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека-емых запасов нефти, %	Кoeffи-циент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-нен-ность, %	Закачка воды, тыс.м³		Компен-сация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
							всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накоп-ленная		годовая	накоп-ленная
		началь-ных	теку-щих													
2021	2,5	0,4	0,4	24,6	4,2	0,015	2,6	2,6	25,2	20,1	3,0	0,0	0,0	0	0,281547	2,796
2022	21,2	3,6	3,8	45,8	7,9	0,028	22,7	22,7	47,9	42,8	6,7	0,0	0,0	0	3,906788	6,703
2023	14,7	2,5	2,7	60,5	10,4	0,036	16,5	16,5	64,4	59,3	11,0	0,0	0,0	0	2,486471	9,189

Таблица 4.1.4 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению Кенбулак

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.				Фонд скважин с начала разведки, ед.	Проходка бурением с начала разведки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднего-довая приемис-тость, м³/сут	
	всего	опережающих добывающих	нагнета-тельных	газовых			всего	нагнета-тельных	всего	механизи-рованных	газовых	всего	действи-ующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м³/сут		
2021	0	0	0	0	6	9,358	0	0	4	4	0	0	0	0	10,4	10,7	1,183468	0,0
2022	1	1	0	0	7	10,758	0	0	5	5	0	0	0	0	12,2	13,1	2,254870	0,0
2023	1	1	0	0	8	12,158	0	0	6	6	0	0	0	0	12,9	14,5	2,186101	0,0

Таблица 4.1.5 – Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту I (горизонт А-2)

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека-емых запасов нефти, %	Кoeffи-циент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-нен-ность, %	Закачка воды, тыс.м³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
							всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накоп-ленная		годовая	накоп-ленная
		началь-ных	теку-щих													
2021	0,5	0,6	0,6	4,4	5,1	0,018	0,5	0,5	4,5	4,5	1,3	0,00	0,00	0	0,041942	0,366
2022	3,0	3,5	3,7	7,4	8,6	0,030	3,2	3,2	7,6	7,6	5,9	0,00	0,00	0	0,254084	0,620
2023	4,6	5,4	5,9	12,0	14,0	0,049	5,3	5,3	12,9	12,9	12,5	0,00	0,00	0	0,395772	1,016

Таблица 4.1.6 – Характеристика основного фонда скважин по объекту I (горизонт А-2)

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.				Фонд скважин с начала разведки, ед.	Проходка бурением с начала разведки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднего-довая приемистость, м³/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнета-тельных	газовых			всего	нагнета-тельных	всего	механизи-рованных	газовых	всего	действи-ующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м³/сут	
2021	0	0	0	0	1	1,437	0	0	1	1	0	0	0	8,5	8,6	0,723144	0,0
2022	0	0	0	0	1	1,437	0	0	1	1	0	0	0	8,3	8,8	0,707756	0,0
2023	1	1	0	0	2	2,837	0	0	2	2	0	0	0	12,6	14,4	1,073424	0,0

Таблица 4.1.7 – Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту II (горизонт М-0-1-А + М-0-1-Б)

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека-емых запасов нефти, %	Кoeffи-циент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-нен-ность, %	Закачка воды, тыс.м³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		началь-ных	теку-щих				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накоп-ленная		годовая	накоп-ленная
2021	1,3	0,6	0,7	14,1	6,8	0,024	1,3	1,3	14,4	10,3	3,2	0,00	0,00	0	0,108711	1,193
2022	7,7	3,7	4,0	21,8	10,5	0,037	8,4	8,4	22,8	18,8	8,6	0,00	0,00	0	0,658050	1,851
2023	4,0	1,9	2,2	25,8	12,4	0,043	4,7	4,7	27,5	23,4	13,6	0,00	0,00	0	0,342867	2,194

Таблица 4.1.8 – Характеристика основного фонда скважин по объекту II (горизонт М-0-1-А + М-0-1-Б)

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.				Фонд скважин с начала разведки, ед.	Проходка бурением с начала разведки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднего-довая приемис-тость, м³/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнета-тельных	всего			всего	нагнета-тельных	всего	механизи-рованных	газовых	всего	действи-ующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м³/сут	
2021	0	0	0	0	1	1,757	0	0	1	1	0	0	0	22,0	22,7	1,877562	0,0
2022	0	0	0	0	1	1,757	0	0	1	1	0	0	0	21,5	23,5	1,834030	0,0
2023	0	0	0	0	1	1,757	0	0	1	1	0	0	0	20,8	24,1	1,777434	0,0

Таблица 4.1.9 – Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту III (горизонт М-0-2-А + М-0-2-Б)

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека-емых запасов нефти, %	Кoeffи-циент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-нен-ность, %	Закачка воды, тыс.м³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		началь-ных	теку-щих				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накоп-ленная		годовая	накоп-ленная
2021	0,4	0,4	0,4	3,4	3,0	0,011	0,5	0,5	3,6	3,6	5,1	0,00	0,00	0	0,037946	0,293
2022	2,6	2,2	2,3	6,0	5,3	0,018	2,7	2,7	6,4	6,3	6,0	0,00	0,00	0	0,218371	0,511
2023	1,4	1,2	1,3	7,4	6,5	0,023	1,5	1,5	7,8	7,8	7,8	0,00	0,00	0	0,116293	0,627

Таблица 4.1.10 – Характеристика основного фонда скважин по объекту III (горизонт М-0-2-А + М-0-2-Б)

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.				Фонд скважин с начала разведки, ед.	Проходка бурением с начала разведки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднего-довая приемис-тость, м³/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнета-тельных	газовых			всего	нагнета-тельных	всего	механизи-рованных	газовых	всего	действи-ующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м³/сут	
2021	0	0	0	0	1	1,444	0	0	1	1	0	0	0	7,3	7,7	0,622058	0,0
2022	0	0	0	0	1	1,444	0	0	1	1	0	0	0	7,2	7,7	0,613575	0,0
2023	0	0	0	0	1	1,444	0	0	1	1	0	0	0	7,1	7,7	0,602553	0,0

Таблица 4.1.11 – Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту IV (горизонт М-0-3)

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека-емых запасов нефти, %	Кoeffи-циент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-нен-ность, %	Закачка воды, тыс.м³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		началь-ных	теку-щих				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накоп-ленная		годовая	накоп-ленная
2021	0,3	0,2	0,2	2,7	1,6	0,005	0,3	0,3	2,7	1,7	1,2	0,00	0,00	0	0,092948	0,944
2022	7,9	4,6	4,6	10,6	6,1	0,021	8,3	8,3	11,1	10,0	5,3	0,00	0,00	0	2,776282	3,721
2023	4,6	2,7	2,9	15,3	8,8	0,031	5,0	5,0	16,1	15,1	8,0	0,00	0,00	0	1,631540	5,352

Таблица 4.1.12 – Характеристика основного фонда скважин по объекту IV (горизонт М-0-3)

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.				Фонд скважин с начала разведки, ед.	Проходка бурением с начала разведки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднего-довая приемис-тость, м³/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнета-тельных	газовых			всего	нагнета-тельных	всего	механизи-рованных	газовых	всего	действи-ующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м³/сут	
2021	0	0	0	0	1	1,451	0	0	1	1	0	0	0	4,3	4,4	1,523745	0,0
2022	1	1	0	0	2	2,951	0	0	2	2	0	0	0	12,0	12,7	4,213510	0,0
2023	0	0	0	0	2	2,951	0	0	2	2	0	0	0	12,1	13,2	4,262121	0,0

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

5.1. Цели и направление исследовательских работ

На месторождении Кенбулак по данным поисково-разведочного бурения, детальной по пластовой корреляции разрезов скважин, по материалам ГИС и опробования в верхненеокомских отложениях установлены 6 нефтяных залежей, приуроченных к горизонтам А-2, М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-Б, М-0-3.

Исходя из степени изученности рассматриваемого месторождения по состоянию на 01.10.2019 г. в результате выполненного «Оперативного подсчета запасов...» установлено, что утвержденные геологические запасы нефти и растворенного в нефти газа по категориям C_1+C_2 , составляют: геологические 4664 тыс. т; извлекаемые 1483 тыс.т; растворенного газа, геологические – 650 млн.м³; извлекаемые- 204 млн.м³.

Все установленные залежи требуют дальнейшего изучения, что связано с необходимостью решения следующих основных задач: уточнения характера насыщения залежи, положения ВНК, перевода запасов нефти из категории C_2 в промышленную категорию C_1 . Последняя задача касается всех выявленных залежей.

В рамках действующего проектного документа «Проекта пробной эксплуатации месторождения Кенбулак» были пробурены 2 оценочные скважины (Кенбулак-7 и Кенбулак-9), которые подтвердили выявленные залежи нефти.

На дату составления данного «Дополнения к проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.11.2021 г.)» в новых оценочных скважинах были опробованы 2 объекта (по одному в каждой скважине), отобраны поверхностные пробы нефти и газа, отобран керн (на момент написания данного проекта, керн находится в лаборатории на проведение специальных и стандартных исследований).

В рамках данного проектного документа предусматривается дополнительно пробурить 2 опережающие добывающие скважины Кенбулак-10 и Кенбулак-11 с проведением в них опробования всех вскрываемых продуктивных горизонтов, отбора флюидов и керна, а также проведение МУО и КВД (КВУ).

При бурении новых скважин большое внимание необходимо уделить отбору керна из продуктивных горизонтов с целью детального изучения литологического состава коллекторов каждой залежи, определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и их изменения по разрезу и площади, определения общей и эффективной толщин пласта и других характеристик.

Основной задачей является повышение освещенности керном и создание коллекции образцов, отражающей свойства пород–коллекторов.

Исследования керна должны быть направлены на изучение литолого-петрографической характеристики пород-коллекторов, пустотного пространства, на стандартные исследования керна (макроописание, пористость, проницаемость, гранулометрический состав, плотность, карбонатность).

Специальная программа анализа керна должна включать следующие виды исследований: капиллярных кривых и фазовой проницаемости, коэффициента вытеснения нефти водой, определение остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности; исследование минералогического состава и смачиваемости пород-коллекторов; определение параметра пористости и параметра насыщения по представительным образцам керна из продуктивных горизонтов, а также необходимо провести исследования по обоснованию нижних пределов коллекторских свойств, обратив особое внимание на содержание глини в коллекторах.

Дополнительные исследования позволят уточнить граничные значения пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности продуктивных коллекторов.

Во всех проектных скважинах предусмотреть изучение параметров резервуаров, физико-химических свойств нефтей, добычных возможностей продуктивных залежей и режима работы пластов. В продуктивных горизонтах предусмотреть отбор глубинных и поверхностных проб нефти по каждому испытанному интервалу во вновь пробуренных скважинах, провести гидродинамические исследования и ГИС-контроль при каждом изменении режима работы скважины и после каждой проведенной работы. Кроме того, в ходе пробной эксплуатации необходимо отобрать и исследовать пробы газа для изучения физико-химических свойств и компонентного состава.

Основные виды исследовательских работ отражены в таблицах 5.1.1. и 5.1.2.

Таблица 5.1.1 – Программа геолого-промысловых и лабораторно-исследовательских работ по доразведке месторождения

Задачи	Виды работ	Объем работ	Сроки выполнения
1	2	3	4
Обоснования геологической модели резервуара			
1. Уточнение/изучение геологической модели месторождения	Сопоставление данных бурения скважин и сейсморазведки	10 скв	2022-2023гг
	Выделение внутри горизонтов, разобленных между собой глинистыми пережимами продуктивных пластов	10 скв	2022-2023гг
	Изучение природы границ продуктивных пластов	10 скв	2022-2023гг
	Обоснование модели залежи	10 скв	2022-2023гг
2. Стратиграфия	Проведение на керновом материале исследования на петрофизические свойства	72 м	2022-2023гг
3. Обоснование ВНК	Проведение в скважинах испытаний на характер насыщения для уточнения границ контактов	2 скв	2022-2023гг
Проведения промысловых исследований в скважинах			
4. Определение добывных возможностей пластов-коллекторов в результате опробования объектов в скважинах	Индивидуальный план испытания в скважинах и проект пробной эксплуатации	10 скв	2022-2023гг
5. Проведение гидродинамических исследований для определения коэффициентов продуктивности, проницаемости, пьезопроводности, гидропроводности	Метод установившихся отборов (МУО)	10 скв	2022-2023гг
	Снятие кривых восстановления давления (КВД) или уровня (КВУ)	10 скв	2022-2023гг
Лабораторные и экспериментальные исследования			
6. Определение типа коллектора	Определение граничного значения «коллектор-неколлектор»	50 образцов	2022-2023гг
	Проведение на керновом материале исследований для уточнения петрофизических зависимостей типа $R_p = \frac{1}{K_p} \Delta T = \frac{1}{K_p}$	50 образцов	
7. Нефтенасыщенность	Провести работы на керновом материале для уточнения зависимостей $R_n = \frac{1}{K_v} K_v$	50 образцов	2022-2023гг
8. Проницаемость	Проведение дополнительных лабораторных измерений на керне.	50 образцов	2022-2023гг
9. Изучение пластового флюида	Проведение исследований пластовых свойств нефти, газа и воды.	В каждом объекте	2022-2023гг
	Проведение исследования на изучение товарных свойств нефти.		

Таблица 5.1.2 – Сводная таблица объемов работ в период пробной эксплуатации

Наименование исследовательских работ		ед. изм.	Объем работ		
1		2	3	4	5
Годы/периоды			2021	2022	2023
Бурение скважин		шт.	-	1	1
	в т.ч. опережающих добывающих	шт. (номер)	-	1	1
	оценочных	шт. (номер)	-	-	-
Обор керна		пог.м	-	36	36
	в т.ч. гориз. А-2		-	6	6
	гориз. М-0-1-А		-	6	6
	гориз. М-0-1-Б		-	6	6
	гориз. М-0-2-А		-	6	6
	гориз. М-0-2-Б		-	6	6
	гориз. М-0-3		-	6	6
Испытание скважин		шт.	-	1	1
	в т.ч. гориз. А-2	шт. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-1-А	шт. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-1-Б	шт. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-2-А	шт. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-2-Б	шт. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-3	шт. (номер)	-	1	1
Лабораторные исследования					
Анализ глубинных проб		скв/иссл.	-	1	1
	в т.ч. гориз. А-2	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-1-А	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-1-Б	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-2-А	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-2-Б	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-3	скв/иссл. (номер)	-	1	1
Анализ поверхностных проб		скв/иссл.	-	1	1
	в т.ч. гориз. А-2	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-1-А	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-1-Б	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-2-А	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-2-Б	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-3	скв/иссл. (номер)	-	1	1
Анализ пластовых вод		скв/иссл.	-	1	1
	в т.ч. гориз. А-2	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-1-А	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-1-Б	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-2-А	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-2-Б	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-3	скв/иссл. (номер)	-	1	1
Стандартный анализ керна		кол. образцов	-	45	45
	в т.ч. гориз. А-2	образец (номер)	-	10	10
	гориз. М-0-1-А	образец (номер)	-	5	5
	гориз. М-0-1-Б	образец (номер)	-	5	5
	гориз. М-0-2-А	образец (номер)	-	10	10
	гориз. М-0-2-Б	образец (номер)	-	15	15
	гориз. М-0-3	образец (номер)	-	10	10
Специальный анализ керна		кол. образцов	-	30	30
	в т.ч. гориз. А-2	образец (номер)	-	5	5
	гориз. М-0-1-А	образец (номер)	-	5	5
	гориз. М-0-1-Б	образец (номер)	-	5	5
	гориз. М-0-2-А	образец (номер)	-	5	5
	гориз. М-0-2-Б	образец (номер)	-	5	5
	гориз. М-0-3	образец (номер)	-	5	5

Продолжение таблицы 5.1.2

1	2	3	4	5
Комплекс исследовательских работ				
Замер дебита нефти, жидкости, газа, буферного и затрубного давлений	скв/замеров	6/ежедневно		
Исследование МУО с построением индикаторных диаграмм и определением коэффициента продуктивности	скв/иссл.	-	5/8	5/8
в т.ч. гориз. А-2	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2
гориз. М-0-1-А+ М-0-1-Б	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2
гориз. М-0-2-А+ М-0-2-Б	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2
гориз. М-0-3	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2
.. Исследование методом КВД и/или КВУ с определением коэффициента продуктивности, приведенного радиуса скважины, скин-фактора, гидропроводности и проницаемости	скв/иссл.	-	5/8	5/8
в т.ч. гориз. А-2	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2
гориз. М-0-1-А+ М-0-1-Б	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2
гориз. М-0-2-А+ М-0-2-Б	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2
гориз. М-0-3	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2
Исследование профиля притока	скв/иссл. (номер)	-	1/1	1/1
Определение пластового давления и пластовой температуры	скв/иссл.	-	5/5	5/5
в т.ч. гориз. А-2	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2
гориз. М-0-1-А+ М-0-1-Б	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2
гориз. М-0-2-А+ М-0-2-Б	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2
гориз. М-0-3	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2

Отбор керна, опробование скважин и отбор проб нефти, газа и воды будет уточняться геологической службой недропользователя в процессе бурения оценочных скважин.

5.2. Программа испытаний и контроля за пробной эксплуатацией

В настоящем разделе приведен комплекс рекомендуемых исследовательских работ, направленный на получение новой и уточнение имеющейся информации по объектам пробной эксплуатации месторождения Кенбулак.

В таблице 5.2.1 представлен рекомендуемый комплекс исследовательских работ при пробной эксплуатации месторождения.

5.2.1. Отбор и исследование глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды

Как известно, свойства нефти в пластовых условиях изучены по 6 пробам, отобранных из скважин Кенбулак-3 и Кенбулак-5 при опробовании в колонне интервалов, приуроченных к продуктивным горизонтам М-0-1-Б и М-0-3.

Свойства нефти в пластовых условиях по остальным продуктивным горизонтам остаются не изученными до сих пор.

Учитывая вышеизложенное, в процессе реализации пробной эксплуатации в обязательный комплекс исследований рекомендуется внести разовые отборы глубинных проб нефти и лабораторные исследования, прежде всего из не исследованных горизонтов в скважинах Кенбулак-8 (продуктивный горизонт А-2) и Кенбулак-2 (продуктивные

горизонты М-0-2-А и М-0-2-Б). Также рекомендуется уточнить свойства нефти в пластовых условиях дополнительными отборами и исследованиями по скважинам Кенбулак-3 (продуктивные горизонты М-0-1-А и М-0-1-Б) и Кенбулак-5 (горизонт М-0-3).

В проектных опережающих добывающих скважинах Кенбулак-10 и Кенбулак-11 отбор и изучение глубинных проб при вводе в эксплуатацию является обязательным условием, согласно «Единые правила...» (9).

Отборы глубинных проб рекомендуется произвести при условии обводненности добываемой скважинами продукции не более 15-20 %.

Исследования глубинных проб нефти рекомендуется выполнить согласно требованиям СТ РК 2325-2013 «Методика исследования пластовой нефти с помощью жидкометаллического сплава». Для этого рекомендуется отобрать не менее трех глубинных проб, по которым выполнить следующие исследования: определение РV-соотношения; однократное и дифференциальное разгазирование; определение вязкости нефти; пластовая дегазация и определение пластового композиционного состава нефти.

По выделившемуся при дегазации пробы пластовой нефти газу, рекомендуется выполнить исследования по определению основных свойств и компонентного состава, согласно требований ГОСТ 31371 (ISO 6974), ГОСТ 14920.

Периодичность отбора и изучения глубинных проб нефти и растворенного в нефти газа, согласно рекомендациям «Единые правила...» (9) – разовые из новых скважин, вводимых на рассматриваемый горизонт, по переходящим – один раз в два года.

Рекомендуется дополнительно отобрать и продолжить изучение свойств и состава нефти в поверхностных условиях. В настоящее время остаются не изученными свойства нефти в поверхностных условиях по горизонту М-0-2-А. Периодичность отбора и изучения устьевых проб нефти – один раз в год из всех скважин.

При опробовании и гидродинамических исследованиях интервалов продуктивных горизонтов были получены притоки нефти и воды. В процессе реализации пробной эксплуатации прогнозируется максимальная обводненность добываемой продукции к концу периода от 7,8 % до 13,5 % по объектам. При появлении в составе добываемой продукции пластовой воды рекомендуется отобрать не менее трех проб, а также провести лабораторные исследования по определению основных свойств (плотность, жесткость, минерализация, тип воды, кислотность и т.д.) и компонентного состава.

Периодичность отбора и исследования проб воды – один раз в полугодие по каждой скважине, при резком увеличении обводненности для уточнения источника обводнения периодичность необходимо увеличить до одного раза в месяц.

5.2.2. Гидродинамические исследования

В процессе пробной эксплуатации рекомендуется проводить замеры пластовых и забойных давлений в каждой скважине, с периодичностью раз в полугодие. Наблюдение за статическими и динамическими уровнями в добывающих скважинах, а также пересчет по уровням на соответственно пластовые и забойные давления рекомендуется проводить с периодичностью не менее одного раза в месяц.

В процессе продолжения пробной эксплуатации месторождения скважины будут эксплуатироваться механизированным способом и рекомендуется эксплуатировать по следующему установленному графику: в течение шести месяцев после ввода поддерживать эксплуатацию скважины на одном режиме (число оборотов, число качаний, длина хода и т.д.) с постоянным замером забойного давления (в случае невозможности – замеры динамических уровней), а на седьмой месяц – останавливается для регистрации восстановления давления (КВД) или уровня (КВУ). В последующие месяцы цикл повторяется до конца пробной эксплуатации, но, только изменяется режим работы скважины. В этот период будут проводиться другие исследовательские работы (отбор и исследование глубинных и поверхностных проб флюидов, геофизические исследования скважин в колонне и т.д.).

В процессе пробной эксплуатации ГДИС МУО и КВД (КВУ) рекомендуется проводить обязательно перед и после проведения воздействия на призабойную зону скважин (ПЗС) и оптимизации режимов работы скважин (ОРРС).

В проектных опережающих добывающих скважинах Кенбулак-10 и Кенбулак-11 проведение ГДИС при вводе в эксплуатацию является обязательным условием.

По результатам гидродинамических исследований необходимо определить пластовые и забойные давления, фильтрационно-емкостные и продуктивные характеристики скважин и пластов.

Замеры дебита скважины по нефти, устьевого, трубного и затрубного давлений рекомендуется производить ежедневно. Замеры обводненности добываемой продукции следует проводить с периодичностью не реже одного раза в неделю и при увеличении – раз в сутки.

Замеры промыслового газового фактора рекомендуется производить согласно требованиям п. 335 «Единые правила...» (9), не реже одного раза в год, при условиях, когда пластовое и забойное давление больше давления насыщения нефти газом, что соответствует рекомендуемому режиму работы скважин в период пробной эксплуатации месторождения Кенбулак.

При снижении забойного давления ниже давления насыщения нефти газом, периодичность замера необходимо участить до одного раза в квартал, а при снижении пластового давления – ежемесячно.

В обязательный комплекс исследований рекомендуется внести специальные гидродинамические режимные исследования по определению изменения коэффициента продуктивности скважин при эксплуатации с забойными давлениями ниже достоверно установленного по результатам отбора и исследований глубинных проб нефти давления насыщения нефти газом. Исследования рекомендуется провести не менее чем на трех режимах, при этом: на первом режиме забойное давление должно быть выше давления насыщения нефти газом; при оставшихся двух режимах – забойные давления снижаются ниже давления насыщения нефти газом. При каждом режиме необходимо замерить дебит нефти, воды и газа, коэффициент продуктивности, забойное давление. Продолжительность исследования на каждом режиме, когда забойное давление ниже давления насыщения нефти газом и при относительно стабильных (без резкого значительного увеличения) значениях газового фактора должна составлять не менее 30 суток, а при резком увеличении газового фактора и уменьшении дебита, продолжительность исследования рекомендуется ограничить 5-7 сутками.

Также на скважине Кенбулак-4 рекомендуется проведение разовых режимных (не менее трех режимов) гидродинамических исследований по определению приемистости коллекторов для решения в будущем вопроса закачки воды в продуктивные пласты, с целью ППД, при котором обязательно замеряются: расход (приемистость) закачиваемого агента; устьевое давление нагнетания; параметры закачиваемого агента (плотность, вязкость, химический состав и т.д.). При исследованиях скважин на приемистость рекомендуется придерживаться к качеству закачиваемой воды согласно номенклатуре показателей по СТ РК 1662-2007.

5.2.3. Геофизические исследования в колонне

Геофизические исследования скважин и пластов в процессе реализации пробной эксплуатации будут проводиться по мере необходимости. При проведении ГТМ или изменении (оптимизации) режима работы скважины, исследования рекомендуется проводить до и после.

Основными видами исследований в период пробной эксплуатации будут являться: определение герметичности колонны; определение работающих пластов и характера поступающей жидкости; оценка текущей нефтенасыщенности пластов и контроль за положением водонефтяного контакта.

В обязательный разовый комплекс необходимо включить исследования по определению профиля притока в скважинах Кенбулак-2 и Кенбулак-3, которые предполагается эксплуатировать одновременно на два горизонта. По результатам исследований необходимо принять решение о целесообразности одновременной эксплуатации продуктивных горизонтов и выделения их в качестве единых эксплуатационных объектов в процессе промышленной добычи.

Далее в скважинах Кенбулак-2 и Кенбулак-3 такие исследования рекомендуется проводить перед и после проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) по воздействию на призабойную зону скважин (ПЗС), оптимизации режимов работ и т.д. В остальных скважинах разовые исследования и далее – по мере необходимости.

Контроль за техническим состоянием скважин также необходимо проводить по мере необходимости, обязательно перед и после, в первую очередь, в скважинах с удовлетворительным качеством цемента, проведения ГТМ по воздействию на ПЗС, оптимизации режимов работ и т.д.

Таблица 5.2.1 – Рекомендуемый комплекс исследовательских работ на период пробной эксплуатации

№№ п/п	Виды исследований	Периодичность
1	2	3
1	Замер дебитов нефти, жидкости, буферного, трубного и затрубного давления	Ежесуточно
2	Определение обводненности продукции	Еженедельно, при увеличении – ежесуточно
3	Определение газового фактора	В процессе пробной эксплуатации индивидуальные разовые тестовые замеры в каждой скважине. Один раз в год при $P_{пл}$ и $P_z > P_{нас}$, не реже одного раза в квартал – при $P_z < P_{нас}$ и не реже одного раза в месяц – при $P_{пл} < P_{нас}$
4	Определение пластового давления	Не реже одного раза в полугодие в каждой скважине
5	Определение забойного давления	Не реже одного раза в квартал в каждой скважине. При установленном забойном манометре – ежесуточно
6	Определение статического и динамического уровней	В каждой скважине ежемесячно
7	Гидродинамические исследование МУО	Не реже одного раза в полугодие. Скважины будут эксплуатироваться каждые шесть месяцев на различных режимах
8	Гидродинамические исследование методом регистрации КВД и/или КВУ	Не реже одного раза в полугодие. Скважины будут эксплуатироваться каждые шесть месяцев на различных режимах и после каждого режима будет регистрироваться кривая восстановления давления или уровня

Продолжение таблицы 5.2.1

1	2	3
9	Геофизические исследования по определению профиля притока, технического состояния скважины, источников и интервалов обводнения пластов	Обязательные разовые исследования в процессе пробной эксплуатации скважин Кенбулак-2 и Кенбулак-3. Далее в скважинах Кенбулак-2 и Кенбулак-3 такие исследования рекомендуется проводить перед и после проведения ГТМ по воздействию на ПЗС, оптимизации режимов работ и т.д. В остальных скважинах разовые исследования и далее – по мере необходимости. Контроль за техническим состоянием скважин - по мере необходимости, обязательно перед и после, в первую очередь, в скважинах с удовлетворительным качеством цемента, проведения ГТМ по воздействию на ПЗС, оптимизации режимов работ и т.д.
10	Отбор глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ свойств нефти и газа	Глубинные пробы рекомендуется отобрать и исследовать из всех скважин разово, далее – с периодичностью раз в два года. Обязательный отбор и исследование из существующих скважин Кенбулак-8 и Кенбулак-2, а также проектных опережающих добывающих – Кенбулак-10 и Кенбулак-1 Поверхностные пробы – раз в год из каждой скважины
11	Отбор проб и химический анализ пластовой воды	При наличии воды в продукции скважины – один раз в полугодие по каждой скважине, при резком увеличении – периодичность рекомендуется увеличить
12	Контроль положения флюидных контактов и оценка изменения насыщенности	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию. В процессе пробной эксплуатации – по мере необходимости
13	Гидродинамические режимные исследования по определению приемистости коллекторов	Разовые исследования по определению приемистости коллекторов в скважине Кенбулак-4
14	Определение зависимости изменения коэффициента продуктивности скважины от снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом	Разовые исследования в процессе пробной эксплуатации, после уточнения свойств пластовой нефти. Такие исследования рекомендуется провести желательно в каждой скважине

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Целью данного раздела, является оценка технических возможностей реализации проектных показателей пробной эксплуатации и определение отсутствия или наличия осложнений, требующих специальных проектно-технических решений.

Следует добавить, что рекомендации по применению материалов и технологии, а также оборудования, не являются обязательными, и носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

Концепция системы добычи продукции соответствует общим принципам обустройства:

- обеспечение проектных дебитов скважин;
- максимальная возможность работы;
- минимизация трудозатрат и создание максимально возможных комфортных условий работы обслуживающего персонала непосредственно на скважинах;
- минимизация затрат на строительство и функционирование системы.

6.1. Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

Продолжительность пробной эксплуатации: 21 (двадцать один) месяц, начиная с «01» ноября 2021 и завершая «15» июля 2023 гг.

Пробная эксплуатация будет продолжена четырех объектов:

- I-й объект – продуктивный горизонт А-2;
- II-й объект – продуктивные горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б;
- III-й объект – продуктивные горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б;
- IV-й объект – продуктивный горизонт М-0-3.

Эксплуатацию рассматриваемых объектов планируется продолжить существующими пробуренными поисково-разведочными скважинами Кенбулак-8, Кенбулак-3, Кенбулак-2 и Кенбулак-5, а также дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения проектных опережающих добывающих скважин Кенбулак-10 (на IV-й объект пробной эксплуатации) и Кенбулак-11 (на I-й объект пробной эксплуатации) соответственно в 2022 и 2023 гг.;

Пробная эксплуатация будет вестись на режиме истощения пластовой энергии, без поддержания пластового давления.

Существующие скважины будут эксплуатироваться механизированным способом, на всем протяжении пробной эксплуатации.

Выбор способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования проведен исходя из геолого-физической характеристики продуктивных горизонтов, физико-химических свойств пластового флюида и энергетического состояния эксплуатационных объектов.

Целью данного раздела, является оценка технических возможностей реализации проектных показателей пробной эксплуатации и определение отсутствия или наличия осложнений, требующих специальных проектно-технических решений.

Обоснование выбора рационального способа добычи, необходимого оборудования и режима его работы, с обеспечением проектной добычи и необходимого контроля за разработкой и эксплуатацией месторождения Кенбулак, основывается на результатах технико-технологического анализа промысловых данных работы скважины, применяемых технологий и мероприятий, проведенных в процессе испытания скважин.

Проектные технологические показатели пробной эксплуатации, которые в соответствии с рекомендациями «Методические указания по составлению проектов пробной эксплуатации» представлены в таблицах 6.1.1.

Таблица 6.1.1 – Показатели добычи нефти по скважинам

Скважина	Показатели	Годы		
1	2	3		
Кенбулак-8 (А-2)	Ввод скважин	2021	2022	2023
	Способ эксплуатации	Механизированный	Механизированный	Механизированный
	Дебит по жидкости т/сут.	8,6	8,8	8,9
	Средняя обводненность, %	1,3	5,9	9,5
Кенбулак-3 (М-0-1-А + М-0-1-Б)	Ввод скважин	2021	2022	2023
	Способ эксплуатации	Механизированный	Механизированный	Механизированный
	Дебит по жидкости т/сут.	22,7	23,5	24,1
	Средняя обводненность, %	3,2	8,6	13,6
Кенбулак-2 (М-0-2-А + М-0-2-Б)	Ввод скважин	2021	2022	2023
	Способ эксплуатации	Механизированный	Механизированный	Механизированный
	Дебит по жидкости т/сут.	7,7	7,7	7,7
	Средняя обводненность, %	5,1	6	7,8
Кенбулак-5 (М-0-3)	Ввод скважин	2021	2022	2023
	Способ эксплуатации	Механизированный	Механизированный	Механизированный
	Дебит по жидкости т/сут.	4,4	4,4	4,4
	Средняя обводненность, %	1,2	2,1	3,5

Продолжение таблицы 5.2.1

1	2	3		
Кенбулак-10 (М-0-3)	Ввод скважин	2021	01.03.2022	2023
	Способ эксплуатации	-	Механизированный	Механизированный
	Дебит по жидкости т/сут.	-	12,7	13,2
	Средняя обводненность, %	-	5,3	8,0
Кенбулак-11 (А-2)	Ввод скважин	-	-	01.01.2023
	Способ эксплуатации	-	-	Механизированный
	Дебит по жидкости т/сут.	-	-	14,4
	Средняя обводненность, %	-	-	12,5

Ниже, в данном разделе приведена оценка технических возможностей реализации проектных показателей пробной эксплуатации и определение отсутствия или наличия осложнений, требующих специальных проектно-технических решений.

Устьевое оборудование

С учетом пластового давления и эксплуатации скважины рекомендуется оборудовать колонной головкой ОКК1-21-140×245API, ОКК2-35-168х245 и фонтанной арматурой АФК6-65/35 К1ХЛ, АФК2Э-350х065-К1ХЛ, АФК1-350х065-РЭ по ГОСТ 13846 – 89. Боковые отводы арматуры оборудуются запорными устройствами и штуцеродержателями (или регулируемые дросселями) для частой и быстрой смены штуцера из-за возможного разрушения эрозией. компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

- систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений на выход фонтанной арматуры, в зимнее время, чтобы избежать затвердевания парафиновых осадков в выкидных линиях.

Внутрискважинное оборудование

Для осуществления проекта, предлагается применяемая на месторождении одноступенчатая компоновка лифтовой колонны диаметром 73 мм с толщиной стенки 5,5 мм.

В таблице 6.1.2 приведена предлагаемая компоновка лифта для фонтанных скважин указанием толщины стенок НКТ и глубины спуска.

Таблица 6.1.2 – Компоновка колонны насосно – компрессорных труб.

Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Наружный диаметр лифтовой колонны, мм	Толщина стенки НКТ, мм	Глубина спуска НКТ, мм
177,8; 168,3	73.0	5.5	До интервала перфорации

Выбор одноступенчатой компоновки лифтовой колонны, размер и глубина спуска основаны на том, что она обеспечивает:

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине пакера (при необходимости), обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины;
- проведение необходимых геофизических исследований;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающих в ходе различных операций, которые могут проводиться в течении всего срока службы скважины.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб (до интервала перфорации) обусловлена тем, что при этом обеспечивается более полный вынос воды с забоя скважин при минимальных скоростях потока (при низких дебитах). Кроме того, при спуске НКТ до перфорации, улучшаются условия фонтанирования, так как газ из пласта поступает непосредственно в подъемник, и скважина работает равномерно без пульсаций.

Механизированный способ эксплуатации

Существуют различные варианты механизированной добычи для нефтедобывающих скважин в промышленности.

Винтовые скважинные насосные установки (УЭВН)

Винтовые насосы – это насосы объемного типа, конструкция которых позволяет создавать постоянный напор, что обеспечивает возможность осуществлять откачку скважинной жидкости с большим содержанием песка. По сравнению с другими способами механизированной добычи, капитальные и эксплуатационные расходы на винтовые насосы обычно ниже за счет более простого монтажа и малого энергопотребления. Винтовые насосы успешно применяются для откачки как высоковязких жидкостей, так и жидкостей с высоким содержанием механических примесей.

Оборудование устья УЭВН состоит из колонной головки, крестовины, штангового превентора, приводная головка, обвязки на выкидную линию. Подземное оборудование УЭВН состоит из хвостовика, якоря, ротора со статором, колонны НКТ, колонны штанг, центраторов на штангах, подгоночных штанг, полированного штока.

Приводом УЭВН является приводная головка с электрическим приводом. Устье скважин УЭВН оборудовано арматурой на рабочее давление 21 МПа. Устьевые приводы

УЭВН обеспечивают возможность изменения режима откачки увеличением или уменьшением числа оборотов вращения ротора.

Статор винтовых насосов спускается в скважину на колонне НКТ диаметром 73 мм, а многозаходный ротор (винт) - на 22 мм колоннах штанг.

Условия выбора УЭВН, режим работы, подземная компоновка

Краткое описание выбора элементов конструкции винтовых насосов приводится ниже. Более подробная информация может быть предоставлена заводами изготовителями.

На рисунке 6.1.1 приведена наглядная конструкция ротор со статором.

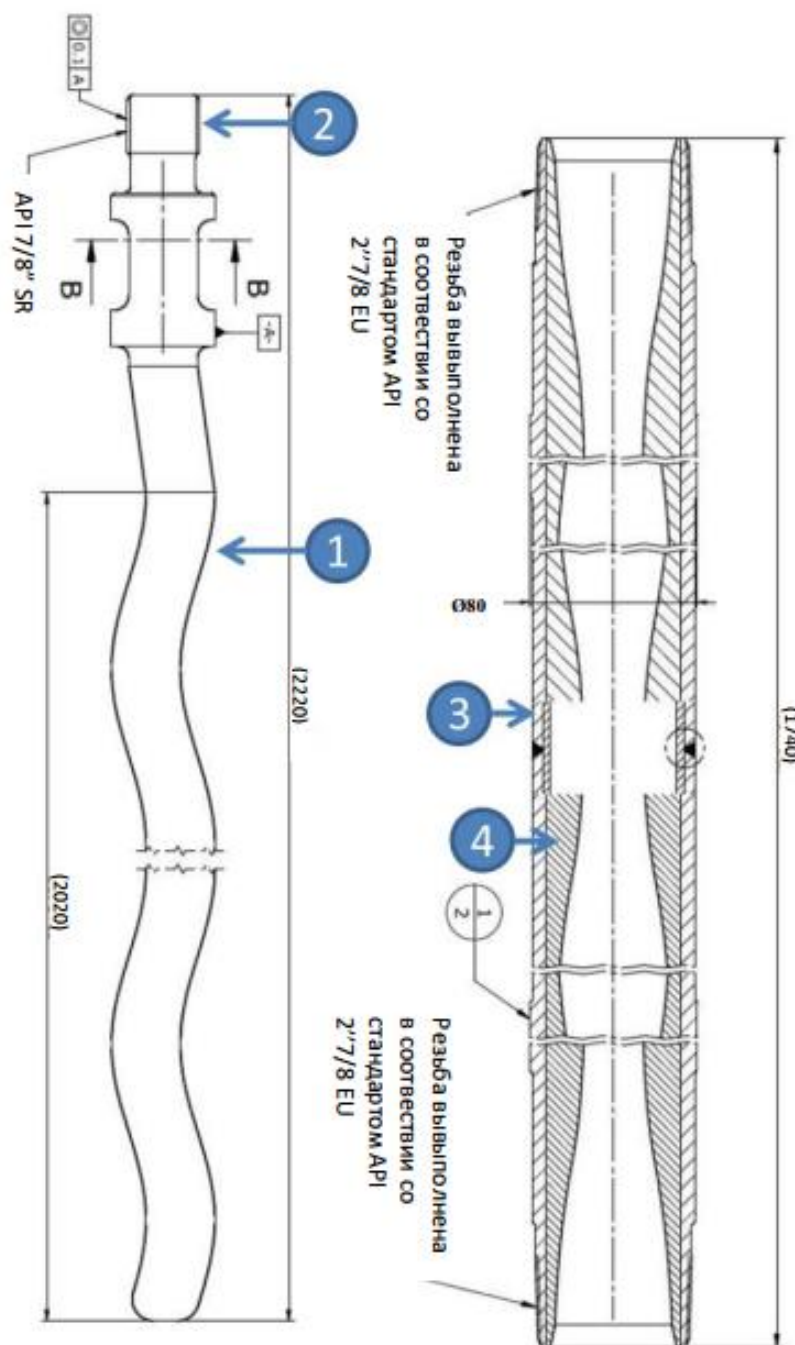


Рисунок 6.1.1 – Ротор со статором

Выбор винтового насоса зависит от следующих факторов:

- Тип нефти. Высокое содержание циклических (ароматических) углеводородов имеет пагубное действие на более дешевые эластомеры (разбухание эластомера приводит к его повреждению и высокому крутящему моменту). Более высокого качества эластомеры типа «буна» используются в агрессивных флюидах.
- Коэффициент полезного действия насоса — это функция скорости утечки жидкости между полостями, а также - функция вязкости флюида. Для воды лучше всего использовать насосы с посадкой с натягом, в которых диаметр ротора немного больше, чем диаметр статора на 10-20 мм.
- Дифференциальный нагрев. Если дифференциальный нагрев является проблемой, которая ведет к преждевременному износу эластомера, рекомендуется применять статор с внутренней спиральной конфигурацией. В этой конструкции заложена постоянная толщина эластомера и дифференциальный нагрев не является проблемой.
- Содержание песка. Роторы с твердым покрытием или хромированные роторы рекомендуются к применению во всех случаях, когда содержание песка превышает $>0,1\%$ для сопротивления и замедления истирающего действия. Поступление мелкозернистых частиц (глин) не влияет на износ конструкции винтовых насосов, поскольку глины не имеют абразивного действия. Иначе говоря, винтовые насосы могут справиться с широким спектром песчаной фракции.
- Спускать насос рекомендуется непосредственно в интервал перфорации для более эффективного выноса песка поступающего из пласта.

Выбор скважин для оборудования УЭВН должен основываться на возможности установления оптимальных режимов с учетом характеристики скважин и насосной установки. Рекомендуется установку оборудовать наземным щитом управления, позволяющим регулировать частоту оборотов в минуту (скорость вращения ротора) без остановки скважины.

Электроцентробежные насосные установки

Установка электроприводного центробежного насоса (УЭЦН) относится к погружным бесштанговым насосным установкам. Оборудование УЭЦН состоит из погружной части, спускаемой в скважину вертикально на колонне НКТ, и наземной части соединённые между собой погружным силовым кабелем.

Электроцентробежный насос предназначен для добычи скважиной жидкости. Принцип работы насоса состоит в нагнетании жидкости из колес в аппараты за счет центробежной силы, возникающей при вращении ротора с закрепленными на нем колесами.

Установка УЭЦН состоит из погружного насосного агрегата (электродвигателя с гидрозащитой и насоса), кабельной линии (круглого плоского кабеля с муфтой кабельного ввода), колонны НКТ, оборудования устья скважины и наземного электрооборудования: трансформатора и станции управления (комплектного устройства). Трансформаторная подстанция преобразует напряжение промышленной сети до оптимальной величины на зажимах электродвигателя с учетом потерь напряжения в кабеле. Станция управления обеспечивает управление работой насосных агрегатов и его защиту при оптимальных режимах.

Внутрискважинное оборудование

При спуске УЭЦН используется компоновка подземного оборудования в соответствии с характеристиками приобретаемых насосов.

Установленное подземное оборудование включает в себя:

- погружной, секционный, многоступенчатый электроцентробежный насос (ЭЦН);
- газостабилизирующее устройство газосепаратор, диспергатор (или объединенный вариант);
- гидрозащиту, предназначенную для предохранения электродвигателя от проникновения в него пластовой жидкости и выравнивания давления внутри этого электродвигателя с затрубным;
- погружной электродвигатель (ПЭД) с погружным датчиком телеметрии;
- обратный и сливной клапаны (на НКТ);
- погружной электрокабель (трехфазный в оплетке из оцинкованной или коррозионностойкой стали).

Выбранное и установленное механизированное оборудование позволяет обеспечивать:

- надежную и безаварийную работу скважин;
- устанавливать необходимый режим и вести заданный отбор продукции;
- высокий коэффициент полезного действия и межремонтный период работы оборудования;
- возможность осуществления контроля и регулирования процесса разработки и режима работы скважин.

Выпускаемые серийно УЭЦН имеют длину от 15,5 до 39,2 м и массу от 626 до 2541 кг, в зависимости от числа модулей (секций) и их параметров.

В современных установках может быть включено от 2 до 4 модулей-секций. В корпус секции вставляется пакет ступеней, представляющий собой собранные на валу

рабочие колеса и направляющие аппараты. Число ступеней колеблется в пределах 152-393. Входной модуль представляет основание насоса с приемными отверстиями и фильтром-сеткой, через которые жидкость из скважины поступает в насос. В верхней части насоса ловильная головка с обратным клапаном, к которой крепятся НКТ.

Штанговые глубинные насосные установки (ШГНУ)

ШГНУ предназначены для откачивания из скважин жидкостей с температурой не более 130 градусов, обводненностью не более 99% по объему, вязкостью до 0,3 Па*с, содержанием механических примесей до 350 мг/л, свободного газа на приеме не более 25%.

Штанговый насос состоит из цельного неподвижного цилиндра, подвижного плунжера, всасывающего и нагнетательных клапанов, замка (для вставных насосов), присоединительных и установочных деталей.

Штанговые глубинные насосы обладают рядом достоинств, в который входят: простота конструкции, возможность откачки жидкости из нефтяных скважин, в случае если иные способы эксплуатации неприемлемы. Подобные насосы способны работать на большой глубине, и обладают простотой процесса регулировки. Также к достоинствам стоит отнести простоту в обслуживании установки.

ШГНУ бывают с нижним или верхним манжетным креплением и могут быть с механическим креплением в верхней или нижней части.

Установки штанговых глубинных насосов могут производиться в усложненных условиях добычи нефти – в скважинах с наличием мелкодисперсного песка, при наличии парафина в добываемом продукте, при высоком газовом факторе, при откачке различных коррозионных жидкостей.

Типы штанговых насосов

1. Невставные. Цилиндр насоса опускается в нефтяную скважину по насосным трубам без плунжера. Последний опускается на насосных штангах, и вводится в цилиндр совместно с всасывающим клапаном. При замене подобного насоса необходимо сперва поднять из скважины плунжер на штангах, а потом и НКТ с цилиндром.

2. Вставные. Цилиндр с плунжером опускается в нефтяную скважину на штангах. У подобных насосов диаметр плунжера должен быть гораздо меньше, чем трубный диаметр. Соответственно, при необходимости замены такого насоса не требуется лишний раз производить спуск-подъем труб.

В таблице 6.1.3 приведена требуемая мощность для работы ШГНУ.

Таблица 6.1.3 – Требуемая мощность для работы ШГНУ.

Паспортная мощность Эл.двиг-я, кВт	Cos φ	Среднепотребляемая мощность Эл.двиг. кВт	Максимальный ток потребления при подъеме штанги А.	Ток потребления при спуске штанги А.
30	0,84	22	44	33

Плунжерный лифт

Нефть из пласта поднимается на поверхность с помощью энергией газа. Устье скважин установок с плунжерным лифтом оборудовано станцией управления и трансформатором. Станция управления позволяет устанавливать два типа контроля работы: по давлению и по времени.

В состав установки плунжерного лифта кроме обычного оборудования периодического газлифта входят плунжер, лубрикатор (камера на устье скважины, куда заходит плунжер, снабжённая устройством для его удержания и датчиком прихода плунжера), а также амортизаторы — верхний и нижний.

Плунжер, выполненный в виде длинного цилиндрического тела, имеет жёсткое раздвижное или эластичное уплотнение и осевой канал, перекрываемый клапаном.

При спуске плунжера в лифтовой колонне клапан его открыт, а уплотнение сложено для уменьшения сопротивления. После удара его о нижний амортизатор клапан закрывается, уплотняющие элементы раздвигаются и плунжер вместе с находящимся над ним столбом жидкости под давлением поступающего газа поднимается к устью скважины. При входе в лубрикатор плунжер ударяется о размещённый в нём верхний амортизатор, клапан открывается, а плунжер удерживается до окончания фазы выброса продукции скважины. Применяют также плунжеры без отверстия, т.е. поршни (иногда в виде шаров). Наличие в лифтовой колонне свободно передвигающегося плунжера, отделяющего газовую пробку от поднимаемого ею столба жидкости, препятствует прорыву газа в жидкость и стеканию её по стенкам труб. Это увеличивает эффективность процесса добычи — уменьшает расход рабочего агента (газа, воздуха), а в некоторых случаях для подъёма жидкости оказывается достаточно пластовой энергии (скважина работает в режиме периодического фонтанирования). Плунжерный лифт используется также для удаления жидкости с забоя газовых скважин.

Установка плунжерного лифта применяется на добывающих скважинах с НКТ условным диаметром от 60 до 168 мм. В промысловой практике применяют два типа плунжерного лифта:

- с управлением циклов;
- без управления.

Конструкция плунжерного газлифта без управления оказывается неэкономичной в малодебитных скважинах по некоторым причинам:

- Плунжер начинает перемещаться вверх сразу же после удара его о пружину забойного амортизатора и поднимать жидкость, накопившуюся в течение одного полного цикла подъема и спуска плунжера. Таким образом, если высота столба жидкости не значительна, то только небольшая часть энергии расширяющегося газа будет делать полезную работу;

- Значительный зазор между плунжером и подъемными трубами;

- Газ может вытекать из подъемной колонны без осуществления полезной работы за время падения плунжера.

Чтобы получить экономический эффект при добыче малодебитных скважин, применяют установку плунжерного газлифта с управлением циклов. В независимости от типа контроля работы получается одинаковый результат, при этом снижается частота циклов путем обеспечения подъема плунжера только тогда, когда достаточное количество жидкости накопится в подъемных трубах выше плунжера. Установки плунжерного лифтов с управлением циклов предназначены для добычи жидкости с дебитом от 1 до 80 м³/сут, при газовом факторе более 200 м³/м³. Оригинальным является технология плунжерного шарового лифта, предназначенная для применения на месторождениях с низким пластовым давлением газа или низкими газовыми фактором.

Эффективность работы плунжерного лифта зависит от типа используемого плунжера, так как он является основным рабочим механизмом плунжерного газлифта. В зависимости от дебита скважины по притоку жидкости к забою и по газу существуют следующие типы плунжера:

- самоуплотняющийся плунжер состоит из корпуса, на который надеваются уплотнительные элементы, прижимаемые к трубе пружинами, и шара, перекрывающего центральное отверстие;

- плунжер типа «летающий клапан»;

- постоянного наружного диаметра;

- комбинированный, предназначенный для скважин с разно размерной колонной насосно-компрессорных труб.

Особенностью применения плунжерного лифта в скважинах с лифтовыми колоннами 60-73-89 мм с плунжером типа «летающий клапан», является в том, что цилиндрический корпус и шар механически не скреплены между собой. Недостатками существующих летающих клапанов являются потеря уплотнительной способности плашек при подъеме летающего клапана в трубах, внутренняя поверхность которых отличается от

цилиндрической из-за неточности их изготовления, и как следствие, имеет место повышенный расход рабочего агента; для обеспечения подвижности плашек в месте соединения их с кольцом и замковых устройствах имеются зазоры, приводящие к расхождению продольных поверхностей замковых устройств и утечки рабочего агента при неравномерной нагрузке на плашки со стороны стенок труб вследствие их нецелиндричности; низкая стойкость плашек и кольца к ударным нагрузкам из-за наличия больших рабочих зазоров в месте их соединения и кромочных контактов кольца с плашками и плашек одна с другой, что приводит к смятию кромок с последующей потерей подвижности плашек; ненадежность пружины в условиях ударных нагрузок, имеющих место в скважине, которые вызывают поломку лепестков пружины и заклинивание летающего клапана из-за перекоса сломанного лепестка; из-за малости угла конуса пружины сход плашек с пружины затруднен, в результате чего происходит заклинивание плашек между пружиной и стенками труб.

Выбор насоса производится в основном по дебиту скважины. Подбирается по производительности, развиваемому напору и диаметру эксплуатационной колонны.

При прекращении фонтанирования Недропользователю необходимо перейти на механизированный способ добычи. Учитывая ряд положительных характеристик штанговых глубинных насосов, а именно: способность работать с обводненностью добываемой жидкости до 99%; со содержанием механических примесей до 1,3 г/литр; содержанием свободного газа на приеме насоса до 20% от объема, рекомендуется осуществить переход на ШГНУ.

6.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

В процессе эксплуатации внутрискважинного и наземного оборудования месторождения Кенбулак, могут выявляются такие виды осложнений, как: коррозия скважинного и наземного оборудования, пескопроявления а также учитывая физико-химический состав добываемой продукции парафиноотложение.

Все это приводит к снижению дебита скважин, преждевременному выходу из строя дорогостоящего оборудования и дополнительным эксплуатационным затратам на ремонт скважин.

Нефть горизонтов А-2 и М-0-1-А классифицируется как малосернистая, смолистая, парафинистая, а горизонтов М-0-1-Б; М-0-2-Б и М-0-3 классифицируется как легкая, малосернистая, малосмолистая, парафинистая.

Парафиноотложение

Содержание в нефти парафиновых отложений приводит к снижению производительности скважин и осложнениям при эксплуатации за счёт отложений их на забое и прифилтровой зоне, а также на стенках НКТ и трубопроводов системы сбора и транспорта нефти.

Добыча нефти сопровождается неизбежным изменением термодинамических условий и переходом нефти из пластовых условий к поверхностным. При этом понижаются давление и температура, уменьшается растворимость по отношению к парафину и, следовательно, к выпадению парафина на скважинном и устьевом оборудовании скважин. Парафины выпадают из нефти в виде мельчайших твердых кристаллов. При некоторых условиях эти кристаллы могут осаждаться на стенках каналов в призабойной зоне, в эксплуатационной колонне, в подъемных трубах, выкидных трубопроводах, емкостях и хранилищах для нефти.

Парафин образовывается при понижении температуры вследствие расширения газа при снижении давления во время движения по стволу скважины.

Для предотвращения и удаления отложений АСПО из ствола скважин и восстановления их продуктивности применяются следующие методы: тепловые, химические и механические.

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, в настоящее время преобладают: промывка скважин и выкидных линии горячей нефтью и горячей водой.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений на НКТ. Для очистки НКТ от АСПО в скважинах рекомендуется применение скребков, которые по конструкции и принципу действия подразделяются на следующие виды:

- спиральные, возвратно-поступательного действия;
- «летающие», оснащенные ножами-крыльями (для искривленных скважин);
- полимерные скребки-центраторы.

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых механизированной добычей, в основном применяется обработка горячей водой (ОГВ), выкидных линии и ствола НКТ через затрубное пространство скважин с применением диспергатора парафина из расчета на 1 м³ теплоносителя – 1-2 литра диспергатора парафина.

При проведении горячих обработок скважин нефтью или водой (ОГН и ОГВ) применяется диспергатор парафина. Использование данного реагента направлено на предотвращение повторных АСПО при снижении температуры несущей жидкости после проведения ОГН.

Для прочистки выкидных линий скважин используются скребки. На выкидной линии на устье скважины монтируется камера запуска скребка, по виду – раструб, врезанный в выкидную линию. Запущенный скребок по выкидной линии движется вместе с потоком жидкости, собирая всевозможные сгустки парафиновых отложений со стенок трубы. На пункте сбора нефти приемные линии оборудованы емкостью, в которую сбрасываются собранные скребком сгустки парафиновых отложений и сам скребок. Таким образом, прочищается внутренняя полость труб. Скребки бывают различных видов: шарики, змеевики и др.

Для предупреждения образования АСПО выкидных линии рекомендуется применять устьевые нагреватели ПТТ-02, УН-02 и УП-0,2.

Для предупреждения образования АСПО необходимо предусмотреть ингибирование продукции скважин химическими реагентами, небольшие добавки которых (0,05-0,1%) позволяют существенно замедлить или полностью прекратить процесс отложения парафинов. Тип реагента, его расход, способ и периодичность применения подбирается для конкретных условий при дополнительных лабораторных и промысловых исследованиях.

Кроме того, в последнее время применение технологии греющего кабеля позволило получить ощутимый эффект по предотвращению и борьбе с АСПО. Применение греющего кабеля определяется способом добычи нефти. Для скважин, оснащенных штанговым глубинным насосом и винтовым насосом (ШГНУ, УЭВН), нагреть скважинную жидкость можно с помощью нагревательного кабеля, проложенного только снаружи НКТ, так как внутри НКТ находится штанга. Для скважин, оснащенных электроцентробежным насосом (УЭЦН) и газлифтных нагреть скважинную жидкость можно с помощью нагревательного кабеля, опускаемого в НКТ через лубрикатор.

Для разработки рекомендаций по удалению образовавшихся отложений необходимо отобрать пробы АСПО и провести специальные лабораторные исследования по определению компонентного состава.

Обводненность

Из опыта разработки аналогичных месторождений, обводненность продукции, где нет системы поддержания пластового давления, имеет место из-за подтягивания подошвенных вод или из-за некачественного цементирования, и как следствие, притоков как с вышележащих водоносных горизонтов, так и с нижележащих.

В процессе пробной эксплуатации месторождения, необходимо вести постоянный контроль за обводненностью продукции и проводить исследования на определение места и

причин обводненности. На основании исследований, необходимо будет принять решение о мероприятиях по предупреждению и борьбе с преждевременным обводнением.

Коррозия

Согласно технологическим показателям в период пробной эксплуатации обводненность продукции скважин достигнет 11% в 2023 году.

По классификации В.А.Сулина пластовые воды горизонта М-0-3 определяются, как соленые хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы.

Общая минерализация изменяется в пределах 19÷47,824 г/л, в среднем составляя 33,412 г/л; жесткость воды изменяется от 68,7 до 116 мг-экв/л, в среднем – 92,4 мг-экв/л. Воды кислые, изменения РН от 6,64 до 7,38, в среднем 7,01.

В минеральном составе пластовых вод горизонта М-0-1-Б содержатся: барий – в среднем 543,9 мг/л, железо общее – 4,87 мг/л, механические примеси – 0,145%. Содержание бария высокое, так же, как и в водах горизонта М-0-3.

К факторам, отрицательно влияющих на стабильную работу скважин, относится содержание песка в скважинной продукции. Эрозионные (механические) процессы, вызываемые выносом механических примесей (песка), при наличии агрессивной среды рассматриваются как фактор, стимулирующий коррозионный износ (эрозионная коррозия) оборудования скважин и трубопроводных коммуникаций системы сбора продукции.

Коррозионный мониторинг должен включать применение технологических и специальных мер по защите от коррозии подземного оборудования скважин и системы сбора и подготовки продукции скважин. Технологические методы защиты представляют собой комплекс мероприятий, включающих применение герметизированных систем производства; эксплуатацию трубопроводов систем сбора, транспортирующих обводненную нефть, со скоростями выше критических, при которых не происходит выделения водной фазы в виде водных скоплений или подвижного слоя и др. При явлениях выноса песка необходимо предусмотреть мероприятия по его предупреждению, или сведению выноса песка до уровня, когда с помощью технологических методов можно обеспечить антикоррозионный режим движения флюида.

Если осуществление такого рода мероприятий будет успешным, то факторы коррозионного риска практически будут отсутствовать.

Как показывает производственная практика эксплуатации аналогичных месторождений, значительное количество аварий на месторождениях происходят из-за двухсторонней коррозии обсадных колонн, а также НКТ.

Для защиты от коррозии НКТ и внутренней поверхности обсадных колонн предлагается периодическая или непрерывная подача ингибиторов коррозии в кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной.

Для приготовления и дозировки ингибиторов коррозии рекомендуются блочные установки типа БР-2,5; БР-10, (ОСТ 26-02-376-72) или дозировочные насосы типа НД.

Для предотвращения коррозии наружной части обсадных колонн необходимо осуществить подъем цементного раствора в заколонном пространстве скважин до устья, а также применение электрохимической защиты.

Специальный метод защиты от коррозии – химическое ингибирование, рекомендуется на стадии обводнения продукции скважин. Применение химического ингибирования коррозии особенно эффективно. Ингибиторы могут быть поданы в агрессивную среду в любом желаемом месте функционирующей системы без существенного изменения технологического процесса добычи.

При химическом ингибировании обязателен тщательный подбор ингибиторов с учетом их совместимости с технологическими процессами подготовки и переработки продукции, при осуществлении которых применяются химические реагенты различного класса. Необходимо проведение предварительных испытаний ингибиторов в промысловых условиях с целью определения эффективности защиты и соответствия эксплуатационным и технологическим требованиям.

В настоящее время ассортимент предлагаемых ингибиторов обеспечивает большой выбор реагентов для различных условий эксплуатации.

Как и при парафиноотложении, предотвращение отложений солей является гарантией безаварийной эксплуатации скважин и промышленного оборудования. В целях проведения ОГВ и обработки добываемых пластовых вод используется ингибитор солеотложения (предназначен для предотвращения отложения и осадкообразования различных солей на оборудовании скважин при обработках ОГВ, в частности для предотвращения образования сульфата бария, карбоната кальция и сульфата стронция) с дозировкой (1 литр на 10 м³ теплоносителя для обработки скважин, 90 грамм/м³).

С целью предупреждения порывов и разливов нефти на нефтепромысле рекомендуется проведение периодического ультразвукового контроля толщины, нижней образующей нефтепроводов.

Своевременное применение мероприятий по защите от коррозии обеспечит надежность эксплуатации оборудования. Необходимо предусмотреть организацию коррозионного мониторинга – наблюдение за скоростью коррозии всех видов, контроль эффективности применяемых методов защиты.

Проблемы выноса песка в скважину объясняется действием сил трения и образующимся при этом градиентом давления при фильтрации жидкости в скважину. При высоких градиентах давления и недостаточной прочности цементного материала зерна песчаника отделяются от основной массы и выносятся в скважину.

Добиться продуктивности скважин особенно трудно там, где пластовые пески склонны к разрушению. При выносе песка наиболее существенным осложнением является образование песчаных пробок в эксплуатационных и лифтовых колоннах скважин, которые ограничивают ее производительность. Для восстановления продуктивности скважин обычно используют следующие методы:

- удаление пробки промывкой или желонированием;
- установка на забое скважин специальных средств задержания песка;
- снижение дебитов в целях уменьшения интенсивности выноса песка из пласта в скважину;
- увеличение скорости движения жидкости в трубах, либо применение лифтовых труб меньшего диаметра.

Наиболее простым методом является установка средств механического задержания песка. Для этой цели используются проволочные, щелевые и намывные гравийные фильтры. При применении этого метода борьбы с пескопроявлениями важным конструктивным аспектом является правильный выбор ширины щелей или размера пор гравия по отношению к диаметру частиц выносимого из пласта песка. Применение щелевых фильтров с гравийной насыпкой не требует специальной конструкции забоя скважин.

В целом методы борьбы с выносом песка условно подразделяются на:

- химические способы (обработка песка в пласте);
- механические способы (перекрытие песка на забое).

К химическим методам относят искусственное закрепление рыхлых песков путём ввода в пласт цементирующих веществ или образования их непосредственно в пласте путём окисления нефти.

Механический способ заключается в экранировании скважины от песка путём спуска на забой различного рода фильтров или образования их на месте путём намывки.

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

Система сбора и промысловой подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, скважинного замера и промысловой подготовки добываемой

продукции для доведения промыслового потока нефти до требуемой кондиции и сдачи потребителю.

При выборе технологии промыслового сбора и промысловой подготовки добываемой продукции необходимо учитывать следующие факторы:

- устьевые давления;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции;
- схему расположения проектных добывающих скважин;
- технологию разработки месторождения;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- наличие соседних месторождений с развитой инфраструктурой;
- наличие источников энергоснабжения;
- наличие топливного газа в регионе.

В соответствии с Едиными правилами разработки нефтяных и газовых месторождений РК система сбора и промысловой подготовки добываемой продукции должна обеспечить следующие требования:

- герметичность сбора добываемой продукции;
- достоверный замер дебита продукции каждой скважины;
- учет промысловой продукции месторождения в целом;
- надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- автоматизацию всех технологических процессов.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта должна удовлетворять следующим требованиям и обеспечить: герметичность сбора добываемой продукции; минимальные потери нефти и газа; обеспечить минимальные выбросы в атмосферу; обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины; обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой.

В настоящее время на месторождении Кенбулак отсутствуют мощности по подготовке нефти, объекты утилизации и переработки сырого газа.

Эксплуатацию рассматриваемых объектов планируется продолжить существующими пробуренными поисково-разведочными скважинами Кенбулак-8, Кенбулак-3, Кенбулак-2 и Кенбулак-5, а также дополнительным вводом в эксплуатацию из

бурения проектных опережающих добывающих скважин Кенбулак-10 и Кенбулак-11, соответственно в 2022 и 2023 гг.

Каждая добывающая скважина будет оборудоваться замерным сепаратором для учета добычи жидкости и исследования скважин, накопительной емкостью для сбора нефтяной эмульсии и факельной установкой (с встроенной дежурной горелкой).

Схема подключения, следующая: поток газожидкостной смеси с добывающей скважины по выкидному трубопроводу, через Устьевой нагреватель «УН-02», будет поступать в замерной сепаратор, где происходит разделение жидкости и газа.

Процесс замера жидкости, следующий: узел замера жидкости состоит из расходомера жидкости, регулируемого клапана, двух клапанов и байпасной задвижки. В исходном положении байпасные и регулируемые задвижки закрыты, два шаровых клапана открыты, в этом режиме расходомер не работает. Как только уровень жидкости достигает заданной высоты и давления, регулируемая задвижка под действием давления газа начинает давить на диафрагму, которая в свою очередь с помощью штока открывает доступ к нефти к линии расходомера.

Расходомер приводится в действие, что позволяет производить замер расхода жидкости. Уровень жидкости опускается ниже уровня датчика, при этом давление снижается, приводя шток в действие, что прекращает доступ жидкости. После прекращения подачи жидкости расходомер автоматически отключается. Каждый раз данный процесс повторяется для замера жидкости.

Нефтяная эмульсия затем поступает в накопительную емкость, откуда происходит окончательная дегазация нефти и слив жидкости в автоцистерны через наливной стояк. Для обеспечения налива жидкости с накопительной емкости в автоцистерны, предусмотрен насос откачки нефти.

Газ, выделяющийся в процессе сепарации, после учета, частично направляется для потребности Устьевого нагревателя «УН-02», далее, остаток газа сжигается на факельной установке (дежурной горелке).

Процесс замера газа: Узел замера газа состоит из расходомера с самопишущим устройством регулирующего клапана диафрагменного типа Barton модели 202E, байпасной задвижкой клинного типа. В исходном положении задвижка закрыта, отсутствует давление на мембране, следовательно, регулятор закрыт. С запуском сепаратора увеличивается давление в расходомере. Задвижка будет закрыта до набора нужного давления, до начала действия мембраны. Как только давление газа в сепараторе достигнет предельного уровня, регулируемая задвижка откроется, газ через расходомер начнёт поступать на потребление Устьевого нагревателя «УН-02» и на факельную установку (дежурной горелке).

Самопишущий прибор фиксирует объем газа в зависимости от времени и тем самым осуществляет замер газа. В случае заполнения сепаратора жидкостью до предельного уровня, поплавков закрывает доступ жидкости газовой линии до тех пор, пока не увеличится объем газа в сепараторе и не опустится уровень жидкости.

После понижения уровня жидкости, поплавков опускается, открывается доступ газа к факельной линии. Это процедура может повторяться многократно автоматически, без участия оператора.

Таким образом, сепаратор работает автономно, без внешних источников энергии, в автоматическом режиме.

Добытая продукция скважин с емкости, с помощью насоса откачки жидкости, подается на нефтеналивной стояк и вывозится автомашинами на пункты подготовки нефти для окончательного доведения нефти до товарного качества и сдачи её потребителю.

На этапе пробной эксплуатации транспорт нефти будет осуществляться автоцистерной, согласно договорам, заключенных между Недропользователем и потребителями.

На рисунке 6.3.1. представлена принципиальная индивидуальная (по одиночным скважинам) технологическая схема сбора жидкости на период пробной эксплуатации месторождения.

Система сбора продукции скважины с 01 ноября 2021 года по 15 июля 2023 года включает основные компоненты, такие как:

1. Устьевой нагреватель «УН-02» – 6 ед;
2. Замерной сепаратор ($V-1,6\text{м}^3$) – 6 ед. Производительность по газу – $220000\text{м}^3/\text{сутки}$; Рабочее давление 50 кгс/см^2 ; Допустимая температура жидкости 50°C ;
3. Узел учета жидкости – 6 ед. Производительность расходомера по жидкости, в диапазоне от $0-5\text{м}^3/\text{час}$. $P-0,5\text{Мпа}$; $T-18^\circ\text{C}$;
4. Узел учета газа – 6 ед. Диапазон измерений по газу от 0 до $250\text{ м}^3/\text{час}$;
5. Накопительная емкость – 6 ед. $V-50\text{м}^3$.
6. Насос для откачки нефти – 6 ед.
7. Автоналивная система налива – 6 ед.
8. Факельная установка с встроенной дежурной горелкой – 6 ед.
9. Дренажная емкость $V-8\text{м}^3$ – 6 ед.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки рассматриваемого периода.

Ремонтное и аварийное опорожнение нефтетрубопроводов и оборудования

осуществляются в автоцистерну агрегатом или вакуумной автоцистерной.

Сброс ливневых (атмосферных) вод на рельеф не предусматривается. Ливневые воды с ж/б площадок стекают в обрудованные приямки с последующей откачкой и вывозом специализированной компанией на утилизацию на договорной основе.

Решение вопроса целесообразности организации и строительства системы подготовки нефти с доведением до товарной кондиции непосредственно на месторождении будет рассматриваться по результатам проведения пробной эксплуатации месторождения.

Более детальная система внутривыпускного сбора продукции на промышленную эксплуатацию будет разработана и описана в проектах по обустройству месторождения.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать следующим проектным технологическим показателям разработки по нижеследующим параметрам:

По жидкости 22,7 тыс.т/год.

По нефти 21,2 тыс.т/год.

По газу 3,90678 млн. м³/год.

Необходимо понимать, что данные мероприятия, представленные в отчете, рассматриваются на период разведки месторождения, фактические данные за данный проектный период могут изменяться.

6.4. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

В рамках настоящего проектного документа, закачка воды или других агентов в продуктивные пласты не предусматривается.

6.5. Программа утилизации газа

Утилизация попутного газа на период пробной эксплуатации месторождения должна производиться в соответствии с документом «Программа развития переработки попутного газа», которая должна быть разработана на основании настоящего проектного документа на проведение пробной эксплуатации, после утверждения в контролирующих органах Республики Казахстан.

Продолжительность пробной эксплуатации: 21 (двадцать один) месяц, начиная с «01» ноября 2021 и завершая «15» июля 2023 гг.

Основной задачей нормирования газа на собственные нужды является установление и применение технически и экономически обоснованных норм расхода для осуществления режима экономии, рационального распределения и наиболее эффективного его использования. Методическими указаниями предусматривается определение объема

расхода на планируемый период на основной технологический процесс расчетно-аналитическим способом, с учетом возможности использования инфраструктуры и производственных мощностей.

Таким образом, на месторождении Кенбулак, для рационального использования добываемого газа часть объема сырого газа будет расходоваться на собственные технологические нужды, в качестве топлива на подогрев продукции при сборе нефти. В качестве подогревателя планируется использовать устьевой нагреватель «УН-02», предназначенной для подогрева нефтяной продукции.

По мере сбора информации и по результатам пробной эксплуатации будут уточняться вопросы дальнейшего развития переработки добываемого газа.

В системе внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции на этапе пробной эксплуатации основным объектом потребления газа на месторождении является:

- Устьевой нагреватель «УН-02» – 6 единицы. Расход газа по скважинам месторождения Кенбулак, с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 25 м³/час.

Технические параметры устьевого нагревателя «УН-02» приведены в таблице 6.5.1.

Таблица 6.5.1 – Технические параметры Устьевого нагревателя «УН-02»

Параметр	Значение
Производительность по жидкости, т/сутки	100
Номинальная теплопроизводительность топочного устройства при использовании газа теплотворностью 1200 ккал/м ³ , Гкал/час	0,2
Рабочее давление, МПа	1,6
Давление газа перед горелкой, МПа	
-номинальное	0,07
-максимальное	0,15
Температура жидкости, °С:	
-на входе в сосуд, не менее	20
-на выходе из сосуда	60-65
Расход газа в нормальных условиях, м ³ / час	не более 25
Габариты установочные, мм	
-длина	6500
-ширина	1180
-высота	6820

Объем технологически неизбежного сжигания газа, при пробной эксплуатации месторождения Кенбулак, необходимо рассчитать в соответствии с действующей «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утвержденной приказом Министра энергетики РК от 5 мая 2018 года за №164.

Согласно главе 4 данной вышеуказанной методики, а именно «Расчета нормативов и объемов сжигания сырого газа при пробной эксплуатации месторождения»:

Нормативы и объемы сжигания сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения (V_{IV}) рассчитываются исходя из суммы нормативов и суммы объемов сжигания сырого газа по каждой действующей скважине по следующим формулам:

$$V_{IV} = Q_{\text{проб.экс.}},$$

где:

V_{IV} - норматив и объем сжигания сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения, м^3 ;

$Q_{\text{проб.экс.}}$ - суммарный норматив и суммарный объем сжигания сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения, м^3 .

$$Q_{\text{проб.экс.}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + \dots + Q_n, \quad (6)$$

где:

$Q_{1, 2, 3, \dots, n}$ - норматив и объем сжигания сырого газа одной действующей скважины в период пробной эксплуатации месторождения, м^3 ;

$1, 2, 3, \dots, n$ - действующие скважины.

Норматив и объем сжигания сырого газа по каждой действующей нефтяной, газонефтяной, нефтегазовой, нефтегазоконденсатной и газоконденсатнонефтяной скважине при пробной эксплуатации месторождения рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{1, 2, 3, \dots, n} = D \times G_f \times T,$$

где:

$Q_{1, 2, 3, \dots, n}$ - норматив и объем сжигания сырого газа одной действующей скважины при пробной эксплуатации месторождения, м^3 ;

$1, 2, 3, \dots, n$ - действующие скважины;

D - дебит скважин (объем добытой нефти за одни сутки), т/сут. ;

G_f - газовый фактор (отношение полученного количества сырого газа к количеству добытой нефти), $\text{м}^3/\text{т}$;

T - период пробной эксплуатации (количество дней).

Фактический объем сжигания сырого газа при пробной эксплуатации месторождения не должен превышать нормативный объем сжигания сырого газа при пробной эксплуатации месторождения (V_{IV}).

В соответствии с требованиями Кодекса РК «О недрах и недропользовании» на нефтяных и газовых месторождениях необходимо обеспечить максимальную переработку

либо утилизацию сырого газа. Во исполнение законодательных требований на месторождение планируется использование Устьевых нагревателей «УН-02».

Таблица 6.5.2 – Количество и источники потребления сырого газа на период пробной эксплуатации

Наименование оборудования	Количество печей, ед.			Расход газа на 1 ед., м ³ /час
	01.11.2021 г.	2022 г.	15.07.2023 г.	
- эксплуатация УН-02 (всего)	4	5	6	
- на скважине Кенбулак-8	1	1	1	25
- на скважине Кенбулак-3	1	1	1	25
- на скважине Кенбулак-2	1	1	1	25
- на скважине Кенбулак-5	1	1	1	25
- на скважине Кенбулак-10	-	1	1	25
- на скважине Кенбулак-11	-	-	1	25
ВСЕГО:	4	5	6	150

В соответствии с предложенными в данном проектном документе технологическими показателями пробной эксплуатации, отработанное время скважин с учетом коэффициента эксплуатации будет выглядеть следующим образом, как представлено в таблице 6.5.3

Таблица 6.5.3 – Количество отработанного времени скважин при пробной эксплуатации

Наименование показателей	Единица измерения	Годы		
		2021	2022	2023
Количество отработанного скважинами времени в году:	сут	238	1733	1138
Кенбулак-8	""	58	359	192
Кенбулак-3	""	58	359	193
Кенбулак-2	""	61	356	193
Кенбулак-5	""	61	356	193
Кенбулак-10	""	-	303	190
Кенбулак-11	""	-	-	177

Расчет объемов сырого газа, необходимый для обеспечения работы устьевого нагревателя нефти «УН-02» в период осуществления пробной эксплуатации с 01.11.2021 по 15.07.2023 г.г. представлен в таблице 6.5.4

Таблица 6.5.4 – Расчет объемов сырого газа, необходимый для обеспечения работы устьевого нагревателя «УН-02», в период пробной эксплуатации

Наименование показателей	Единица измерения	Годы		
		2021	2022	2023
Суммарная потребность в сыром газе на период пробной эксплуатации	тыс. м³	143	1040	683
- на скважине Кенбулак-8	тыс. м ³	35	215	115
- на скважине Кенбулак-3	тыс. м ³	35	215	116
- на скважине Кенбулак-2	тыс. м ³	37	214	116
- на скважине Кенбулак-5	тыс. м ³	37	214	116
- на скважине Кенбулак-10	тыс. м ³	-	182	114
- на скважине Кенбулак-11	тыс. м ³	-	-	106

Таким образом, объемы сырого газа, которые потребуются на собственные технологические нужды в 2021 г. составят 143,0 тыс. м³/год, в 2022 г. – 1040,0 тыс. м³/год и в 2023 г. – 683,0 тыс. м³/год.

Согласно предлагаемых прогнозных технологических показателей пробной эксплуатации представлен баланс сырого газа месторождения Кенбулак на период с 01.11.2021 по 15.07.2023 г.г., который представлен в таблице 6.5.5. Расчетный объем сжигаемого сырого газа определяется как разность между общим объемом добытого сырого газа и объемом использованного сырого газа, по следующей формуле:

$$V_{IV}=V_1-V^1_1, \text{ где:}$$

V_{IV} – расчетный объем сжигаемого сырого газа, млн. м³;

V_1 – объем добытого сырого газа, млн.м³;

V^1_1 – объем использованного сырого газа на собственные технологические нужды.

Таблица 6.5.5. Баланс сырого газа месторождения Кенбулак, в период пробной эксплуатации с 01.11.2021 по 15.07.2023 гг.

Годы	Добыча попутного газа, млн. м ³	Использование сырого газа на собственные технологические нужды, млн. м ³ /год	Сжигание сырого газа на факеле, млн. м ³ /год	Объем утилизации газа, %
01.10. 2021г. - 31.12.2021г.	0,281547	0,143	0,139	51
2022	3,906788	1,040	2,867	27
01.01.2023г - 15.07 2023г.	2,486471	0,683	1,803	27

На основании вышесказанного, а также в соответствии с Кодексом РК «О недрах и недропользовании» Статья 146, пункт 5 «Сжигание газа при пробной эксплуатации месторождения может быть разрешено на общий срок, не превышающий три года» сырой газ в период с 01 ноября 2021 по 15 июля 2023 г.г. будет частично использоваться на собственные нужды и частично направляться на факельную установку, что не противоречит законодательным нормам и правилам в области экологии.

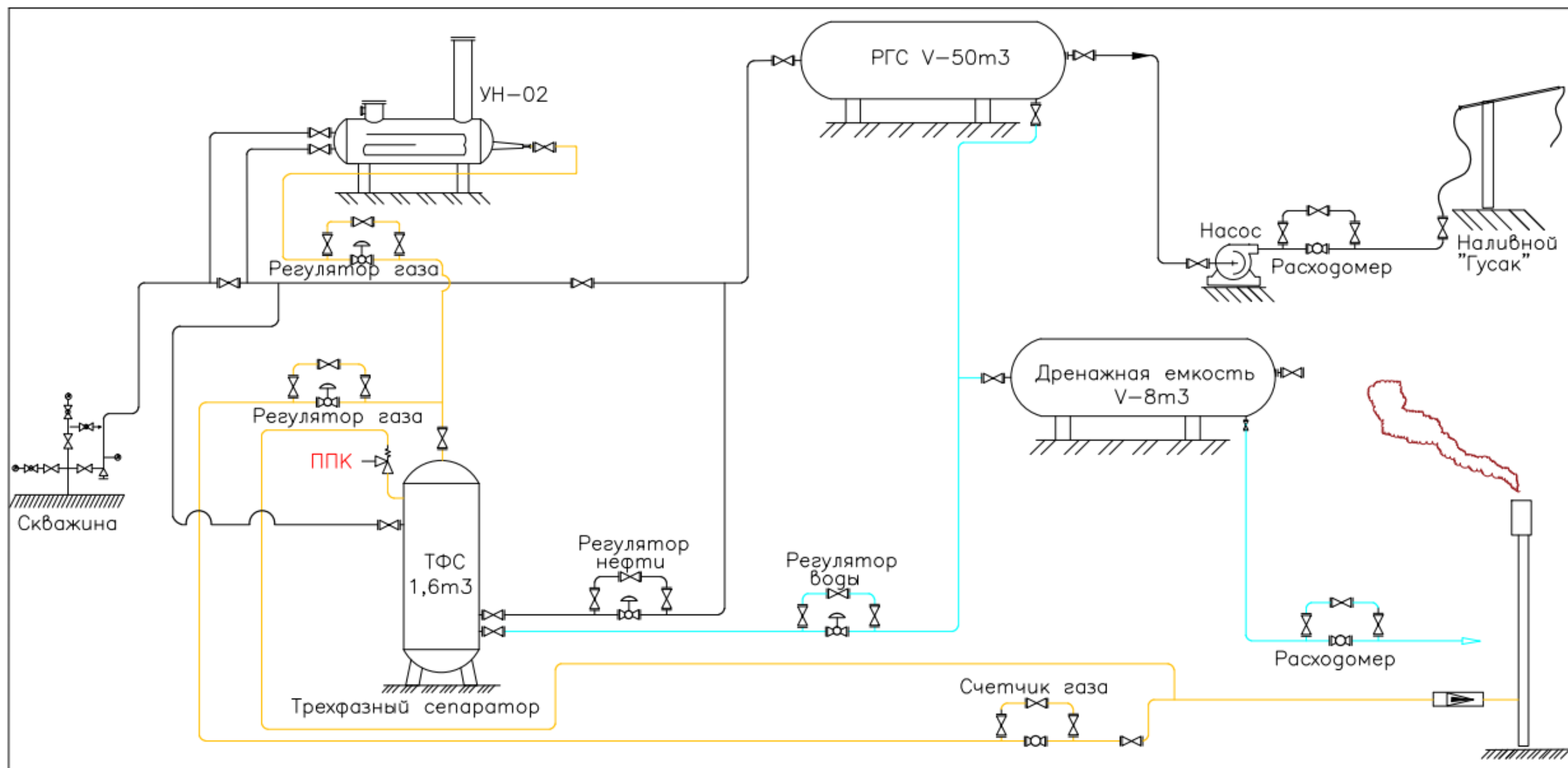


Рисунок 6.3.1 – Принципиальная индивидуальная технологическая схема сбора жидкости по скважине на период пробной эксплуатации месторождения Кенбулак на период 01.11.2021 по 15.07.2023 гг.

7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЮ СКВАЖИН

7.1. Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

7.1.1. Требования к конструкциям скважин

На месторождении Кенбулак, в период реализации дополнения к пробной эксплуатации, планируется бурение проектных опережающих добывающих скважин Кенбулак-10 (на IV-й объект пробной эксплуатации) и Кенбулак-11 (на I-й объект пробной эксплуатации) соответственно в 2022 и 2023 гг.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважин, а также условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважин в случаях газонефтеводопроявлений.

Исходя из горно-геологических условий разреза месторождения, а также с учетом опыта бурения скважин на месторождении Кенбулак, и в соответствии с «Едиными правилами...» [8], «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», конструкция проектных вертикальных скважин, следующая:

➤ **Направление разбуривается долотом диаметра 490,0 мм, спускается колонна диаметром 425,5 мм на глубину 10 м.** Направление устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором и канализации восходящего потока бурового раствора в циркуляционную систему. На устье скважины устанавливается дивертор. Колонна под направление цементируется до устья.

➤ **Кондуктор разбуривается долотом диаметра 393,7 мм, спускается колонна диаметром 324,0 мм на глубину 70 м.** Направление устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктор и канализации восходящего потока бурового раствора в

циркуляционную систему. На устье скважины устанавливается ПВО. Колонна под направление цементируется до устья.

➤ **Техническая колонна разбуривается долотом диаметра 295,3 мм, спускается колонна диаметром 244,5 мм на глубину 650 м.** Кондуктор устанавливается для перекрытия неустойчивых, сыпучих отложений и зоны поглощения водоносных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Колонна под кондуктор цементируется до устья.

➤ **Эксплуатационная колонна разбуривается долотом диаметра 215,9 мм, спускается колонна диаметром 168,3 мм на глубину 1500 м.** Эксплуатационная колонна устанавливается для испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Эксплуатационная колонна цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Рекомендуемая конструкция проектных оценочных скважин

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Марка стали	Высота подъема цемента (от устья), м
	долота	колонны			
Направление	490,0	425,5	10		0,0
Кондуктор	393,7	324,0	70	Д	0,0
Техническая колонна	295,3	244,5	650	Д	0,0
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	1500	Д	0,0

7.1.2. Требования к технологии и качеству цементирования скважин

Выбор технологии цементирования скважин проведен с учетом рекомендуемой конструкции проектных скважин, а также анализа крепления ранее пробуренных поисково-разведочных скважин.

Для обеспечения качественного цементирования в целом рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий.

Подготовка ствола скважины:

- шаблонирование и проработка ствола скважины в местах посадок, сужений и отложений глинистой корки; после проработки ствола промывка скважины с доведением параметров бурового раствора в соответствие с проектом;
- применение специальных буферных жидкостей, обладающих разрыхляющими и смывающими свойствами, для удаления толстой глинистой корки;
- обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования.

Технологическая оснастка обсадных колонн:

- применение центраторов, турбулизаторов и скребков строго в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин, с учётом опыта

работы ведущих отечественных и зарубежных фирм для обеспечения степени центрирования эксплуатационной колонны не менее 80 %;

- уточнение мест установки технологической оснастки после проведения геофизических исследований.

Технология и способ цементирования обсадных колонн:

- использование технологии цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения проектной высоты подъема цемента до устья и предотвращения возможных поглощений;
- расхаживание обсадных колонн в процессе цементирования;
- использование двух цементировочных пробок для лучшего разделения тампонажного и бурового растворов.

Тампонажные растворы и материалы:

- использование в качестве базового цемента высококачественного тампонажного цемента типа G (HSR) или тампонажного портландцемента типа ПЦТ I-СС-100 с плотностью 1,85-1,90 г/см³;
- обеспечение плотности тампонажного раствора, соответствующей требованиям технических проектов на строительство скважин и стабилизация раствора во время всего процесса цементирования путем применения осреднительной емкости;
- выбор соответствующих реологических свойств тампонажного раствора для обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или пробкового) для наиболее полного вытеснения остатков бурового раствора и буферной жидкости;
- применение хлорида натрия или хлорида калия в качестве добавки при цементировании соленосных интервалов; использование эффективных химических реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов (понижители водоотдачи, ускорители и замедлители схватывания и т.д.) и получения качественного тампонажного камня.

В качестве продавочной жидкости используется буровой раствор удельным весом 1,14 г/см³, буферной жидкости – 1,02 г/см³.

7.1.3. Требования к производству буровых работ

Исходя из рекомендуемых проектных глубин и конструкции проектных скважин, бурение рекомендуется производить с буровой установки грузоподъемностью не менее 200-300 т, роторным способом и с использованием гидравлического забойного двигателя, долотами с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения. На буровой установке

необходимо размещение всего комплекса очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора.

При бурении вертикальных скважин с целью недопущения искривления должны применяться компоновки низа бурильной колонны, обеспечивающие вертикальность ствола скважины согласно технологическим регламентам, руководящему документу и рабочему проекту на строительство скважин.

Способ бурения – роторный с использованием гидромониторных долот с маслonaполненными опорами, вид привода – дизельный.

Для герметизации обсадных колонн рекомендуется применение герметизирующих уплотнительных составов для муфтовых соединений типа Р-2, СУ-1, ГС-1, использование фторопластовой ленты.

В целях предотвращения поглощения бурового и цементного раствора в процессе бурения и цементирования колонн не следует допускать резких колебаний гидродинамических давлений.

С помощью стационарных газокаротажных лабораторий типа АГКС-4АЦ при бурении на скважинах необходимо производить непрерывный контроль за содержанием газонасыщенности бурового раствора.

В случае необходимости отбора керна, производство данных работ осуществляется с применением колонкового снаряда КД11М-190/80 «Недра» или другими аналогами.

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.

В пределах рассматриваемой территорий в ранее пробуренных скважинах осложнений при проводке ствола типа обвалов пород, поглощении промывочной жидкости, прихватах бурильного инструмента при соблюдении всех технологических мер не наблюдалось.

Учитывая опыт бурения скважин, главным осложнением при проводке проектных скважин является нефте-, газо- и водопроявления.

На каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливают по результатам геофизических исследований скважины в открытом стволе. Окончательные решения по конструкции проектных скважин, типе и компонентном составе бурового

раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, а также методе освоения для каждой конкретной скважины будут приняты при разработке группового технического проекта на строительство оценочных скважин. Технические средства, технология строительства скважин, мероприятия по охране окружающей среды и технике безопасности будут детально изложены в групповом техническом проекте на строительство оценочных скважин.

7.2. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

7.2.1. Требования к типам и характеристикам промывочной жидкости при первичном вскрытии

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть проблемы, связанные как с геологическими условиями проводки скважины, так и другие:

- осыпи стенок скважины;
- сужение ствола скважины;
- кавернообразование;
- прихватоопасность;
- нефтегазопроявления с содержанием углекислого газа (CO₂) в нефти 1,7 %.

Буровой раствор должен обладать следующими свойствами:

- обеспечивать быстрое и бесперебойное бурение всех интервалов скважины;
- при контакте со стенками скважины обеспечивать их устойчивость, не допускать разбухания глины;
- обладать хорошими реологическими свойствами для качественной очистки забоя от выбуренной породы;
- обеспечивать качественное вскрытие продуктивных горизонтов и бурение с низким риском аварий;
- не допускать приток углеводородов, воды, сероводорода;
- обеспечивать качественное цементирование обсадных колонн;
- оказывать минимальное воздействие на окружающую природную среду;
- обеспечивать минимальный уровень образующихся отходов.

Учитывая требования к буровым растворам, возможные осложнения в процессе бурения, а также наличие в разрезе легко диспергирующихся и водочувствительных глин, бурение продуктивных горизонтов необходимо производить полимерными системами, которые должны иметь низкое содержание твердой фазы, а применяемые для обработки химреагенты должны быть биоразлагаемыми. Утяжелители и закупоривающие агенты, применяемые для предупреждения и ликвидации поглощений, должны быть

кислоторастворимыми. Для более качественной очистки ствола от выбуренной породы в процессе бурения и перед спуском колонн прокачивать вязкие порции глинистого раствора в объеме 1-2 м³.

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопроявление, сужение ствола скважины, поглощение бурового раствора. Поглощение бурового раствора более опасным становится в осложненных условиях в зонах резкого перепада давлений (при наличии горизонтов с аномально высокими и аномально низкими пластовыми давлениями), так как вследствие поглощения могут возникнуть и проявления в скважине в ее верхних горизонтах. В этих условиях с целью предупреждения осложнений становится вынужденным бурение скважин в режимах, близких к равновесному бурению, с использованием ингибированных буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и минимальной фильтрацией.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно для регулирования содержания твердой фазы и плотности бурового раствора) предусматривается обязательное применение трехступенчатой системы очистки от выбуренной породы: вибросито, песко- и илоотделители, а также четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

При подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий: принудительную кольматацию высокопроницаемых водопроявляющих пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента; обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины; наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме, соответствующем объему очередной обсадной колонны.

Исходя из опыта бурения скважин на месторождении Кенбулак, при проводке проектных скважин рекомендуются следующие типы буровых растворов:

- ✓ под кондуктор – полимерный раствор на основе KCl, плотностью 1,16-1,18 г/см³;
- ✓ под техническую колонну – полимерный раствор на основе KCl, плотностью 1,16-1,18 г/см³;
- ✓ под эксплуатационную колонну – полимерный раствор на основе KCl, плотностью 1,12-1,14 г/см³.

Окончательное решение о типе и параметрах бурового раствора будет приниматься при разработке технических проектов на бурение скважин и корректироваться в процессе бурения с учетом последних данных о пластовых давлениях для каждой скважины.

7.2.2. Требования к типам и характеристикам перфорационной жидкости при вторичном вскрытии

Основными требованиями, предъявляемыми к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов, являются:

- создание противодействия на пласт, достаточного для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;
- недопущение колюматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

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 (CaCO_3 , KCl , K_2O_3), концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае.

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).

Так как флюиды продуктивных пластов содержат CO_2 , необходимо вводить нейтрализаторы или поглотители кислорода.

При первичном вскрытии происходит колюматация призабойной зоны продуктивного пласта твердой фазой и фильтратом бурового раствора, которая приводит к ухудшению ее, (призабойной зоны), фильтрационно-емкостных свойств. Поэтому для снижения отрицательного воздействия процесса бурения на фильтрационные свойства призабойной зоны необходимо вторичное вскрытие производить кумулятивными перфораторами, создающими глубокие каналы, проникающие за пределы заколюматированной зоны продуктивного пласта.

Перфорацию рекомендуется производить перфораторами, спускаемыми на каротажном кабеле или на колонне насосно-компрессорных труб. В обоих случаях перфорацию рекомендуется производить при репрессии на пласт. Предлагаемая плотность прострела пластов – 16-17 отверстий на 1 погонный метр, в зависимости от местоположения

скважины по проницаемости и нефтенасыщенной толщине пласта. После подъема перфораторов спустить внутрискважинное оборудование для фонтанной эксплуатации с пакером и клапаном-отсекателем. В затрубное пространство закачать надпакерную жидкость. Устье скважины оборудовать фонтанной арматурой. Обвязать фонтанную арматуру с наземными коммуникациями и технологическим оборудованием.

В зависимости от местоположения скважин на площади при вскрытии продуктивного горизонта (проведении перфорации) рекомендуется в водонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения вскрывать не более $1/3$ нефтенасыщенных толщин от кровли. Чисто нефтяная зона вскрывается полностью, в газонефтяных зонах во избежание преждевременного прорыва газа следует вскрывать также не более $1/3$ нефтенасыщенных толщин от подошвы.

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

- устья скважин с сепарационными и замерными установками оборудовать по схеме технологического регламента на испытание скважин;
- при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и получить разрешение для сжигания попутного газа;
- работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану.

При ликвидации скважин или длительной консервации выполняются все требования, в соответствии с правилами ликвидации и консервации объектов недропользования.

Хранение химических реагентов, цемента, барита должно осуществляться в крытых хранилищах на специальных настилах. Емкости и желоба циркуляционной системы должны быть герметизированы.

8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ

На месторождении Кенбулак по данным поисково-разведочного бурения, детальной по пластовой корреляции разрезов скважин, по материалам ГИС и опробования в верхненеокомских отложениях установлены 6 нефтяных залежей, приуроченных к горизонтам А-2, М-0-1-А, Б, М-0-2-А, Б, М-0-3.

Исходя из степени изученности рассматриваемого месторождения по состоянию на 01.10.2019 г. в результате выполненного «Оперативного подсчета запасов...» установлено, что утвержденные геологические запасы нефти и растворенного в нефти газа по категориям C_1+C_2 , составляют: геологические геологические 4664 тыс. т; извлекаемые 1483 тыс.т; растворенного газа, геологические – 650 млн.м³; извлекаемые- 204 млн.м³.

Запасы нефти, оцененные по категории C_2 приходятся на все продуктивные горизонты. Задачи дальнейшего изучения этих залежей связаны с необходимостью решения следующих основных задач: уточнение коллекторских свойств, их характера распространения, обоснование граничных значений, положения ВНК, установление промышленной значимости и добычных возможностей, получение полной характеристики пластовых и забойных давлений, пластовых температур, уточнение физико-химических свойств флюидов, а также перевод запасов нефти из категории C_2 в промышленную категорию C_1 . Все эти задачи могут быть решены в ходе разбуривания, проводимого в рамках настоящей работы.

Основными задачами доизучения залежей являются отбор и исследование керна и проб флюидов, о чем было отмечено в постановляющей части Протокола рассмотрения ГКЗ РК «Отчёта по оперативному подсчёту запасов ...», (Протокол № 2144-19-П от 26.12.2019г, пункт 3.2), в частности там было сказано:

Недропользователю при дальнейшей работе на месторождении необходимо:

- продолжить уточнение структурно-тектонической модели месторождения, обратить особое внимание на юрские и палеозойские отложения;
- продолжить отбор и исследование керна с выполнением стандартного и специального комплекса исследований, а именно исследования по определению коэффициентов вытеснения нефти водой, остаточной водонасыщенности, относительной фазовой проницаемости;
- продолжить отбор и исследование глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов, отобрать пробы воды, выполнить анализ;
- предусмотреть бурение не менее 2-х оценочных скважин с целью доизучения запасов категории C_2 .

Учитывая объем, выявленных на месторождении Кенбулак, запасов нефти

необходимо не только продолжить на месторождении разведочные работы, но и продолжить работы по пробной эксплуатации отдельных залежей.

Все установленные залежи требуют дальнейшего изучения, что связано с необходимостью решения следующих основных задач: уточнения характера насыщения залежи, положения ВНК, перевода запасов нефти из категории С₂ в промышленную категорию С₁. Последняя задача касается всех выявленных залежей.

В рамках действующего проектного документа «Проекта пробной эксплуатации месторождения Кенбулак» были пробурены 2 оценочные скважины (Кенбулак-7 и Кенбулак-9), которые подтвердили выявленные залежи нефти.

На дату составления данного «Дополнения к проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.11.2021 г.)» в новых оценочных скважинах были опробованы 2 объекта (по одному в каждой скважине), отобраны поверхностные пробы нефти и газа, отобран керн (на момент написания данного проекта, керн находится в лаборатории на проведение специальных и стандартных исследований).

В рамках данного проектного документа предусматривается дополнительно пробурить 2 опережающие добывающие скважины Кенбулак-10 и Кенбулак-11 с проведением в них опробования всех вскрываемых продуктивных горизонтов, отбора флюидов и керна, а также проведение МУО и КВД (КВУ).

Для уточнения глубинного строения месторождения и его нефтегазоносности, а также получения достоверных значений подсчетных параметров продуктивных пластов и установления фильтрационно-емкостных свойств коллекторов рекомендуются следующие мероприятия по доразведке выявленных залежей:

1. Бурение двух опережающих добывающих скважин (Кенбулак-10 и Кенбулак-11) с задачами по доразведки залежей для перевода запасов категории С₂ в промышленную категорию С₁.

График бурения опережающих добывающих скважин

Скважина	Проектная глубина, м	Дата бурения
Кенбулак-10	1500	2022 г.
Кенбулак-11	1500	2023 г.

Последовательность бурения данных скважин будет уточняться геологической службой компании ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда».

Предлагаемые оценочные скважины располагаются на участках, где запасы нефти оценены по категории С₂. При получении промышленных притоков нефти запасы могут быть переведены в категорию С₁. В данных скважинах рекомендуется провести отбор и анализ керна, отбор и анализ глубинных и поверхностных проб флюидов, и другие

исследования.

В опережающих добывающих скважинах Кенбулак-10 и Кенбулак-11 предусмотрено проведение опробования всех вскрываемых продуктивных горизонтов, отбор керна, проведение МУО и КВД (КВУ).

Также в каждой скважине предусмотрено сопровождение бурения с ГТИ от 50 метров.

При бурении новых скважин большое внимание необходимо уделить отбору керна из продуктивных горизонтов с целью детального изучения литологического состава коллекторов каждой залежи, определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и их изменения по разрезу и площади, определения общей и эффективной толщин пласта и других характеристик.

Основной задачей является повышение освещенности керном и создание коллекции образцов, отражающей свойства пород-коллекторов.

Технология отбора керна должна обеспечить высокий вынос слабосцементированных песчаников, песков, для чего потребуются ограничение и кратковременное прекращение промывки скважины в процессе отбора и подъема керна, уменьшение интервалов отбора, применение разъемных колонковых труб и др.

Исследования керна должны быть направлены на изучение литолого-петрографической характеристики пород-коллекторов, пустотного пространства, на стандартные исследования керна (макроописание, пористость, проницаемость, гранулометрический состав, плотность, карбонатность).

Специальная программа анализа керна должна включать следующие виды исследований: капиллярных кривых и фазовой проницаемости, коэффициента вытеснения нефти водой, определение остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности; исследование минералогического состава и смачиваемости пород-коллекторов; определение параметра пористости и параметра насыщения по представительным образцам керна из продуктивных горизонтов, а также необходимо провести исследования по обоснованию нижних пределов коллекторских свойств, обратив особое внимание на содержание глин в коллекторах.

Дополнительные исследования позволят уточнить граничные значения пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности продуктивных коллекторов.

Во всех проектных скважинах предусмотреть изучение параметров резервуаров, физико-химических свойств нефтей, добывных возможностей продуктивных залежей и режима работы пластов. В продуктивных горизонтах предусмотреть отбор глубинных и поверхностных проб нефти по каждому испытанному интервалу во вновь пробуренных

скважинах, провести гидродинамические исследования и ГИС-контроль при каждом изменении режима работы скважины и после каждой проведенной работы. Кроме того, в ходе пробной эксплуатации необходимо отобрать и исследовать пробы газа для изучения физико-химических свойств и компонентного состава.

Настоящим дополнением к проекту рекомендуется для дальнейшего изучения месторождения пробурить 2 проектные опережающие добывающие скважины (Кенбулак-10 и Кенбулак-11) с задачами по доразведке месторождения. В ходе разбуривания месторождения необходимо получить как можно больше информации, которая поможет решить вопросы по уточнению геологического строения месторождения, определения добывных возможностей залежей, получения необходимой информации для проведения полноценного и достоверного Подсчета запасов нефти и газа и определения дальнейших работ.

9. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

9.1. Охрана атмосферного воздуха

Основными источниками загрязнения воздуха является технологическое оборудование, которое будет применяться на месторождениях.

1. Печи подогрева нефти (продукты горения).
2. Резервуары (испарения).
3. Аппараты (испарения от буферных емкостей, насосов, сепараторов, соединений трубопроводов).
4. Газотурбинные двигатели (продукты горения).
5. Котлы котельных (продукты горения).
6. Факельные системы (продукты горения).

Предусмотрены следующие мероприятия по уменьшению выбросов вредных веществ в атмосферу:

- работа печей, котлов и газотурбинных двигателей полностью автоматизирована, с установлением контроля за параметрами в целях достижения оптимального режима горения;

- применение герметизированной системы подачи газа и отвода дымовых газов со 100% контролем соединений;

- своевременный ремонт нефтепроводов, выкидных линий, сточных коллекторов, осевых коллекторов;

- разработка и внедрение специальных устройств факельного горения, которое снизит выбросы вредных веществ из факелов на 15%;

- ликвидация земляных нефтехранилищ (очистка замазученных территорий);

- постоянное совершенствование технологии добычи, подготовки и транспорта нефти и газа, в соответствии с требованиями охраны окружающей среды.

- внедрение уравнительной системы при сливе нефтепродуктов из автоцистерны в резервуар;

- при сливе нефтепродуктов не производить заправку автомобилей;

- не допускать проливов топлива на территорию лагеря;

- соблюдение техники безопасности при работе с горюче-смазочными материалами.

Санитарно-защитная зона

Санитарно-защитная зона создается на участке между границей объектов с источниками выбросов вредных веществ до жилой застройки. Размер санитарно-защитной зоны принят 300-1000м согласно СН и проверен расчетом по ОДН-36. На границе

санитарно-защитной зоны концентрация всех выбросов меньше ПДК. В санитарно-защитной зоне в границах площадок сооружений производится благоустройство и озеленение.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

Источниками, влияющими на качество воздуха на месторождении Кенбулак, являются буровое и нефтепромысловое оборудование (сепаратор, насосы, отстойник, резервуары и т. п.). Преобладающими загрязняющими веществами из этих источников являются сернистый газ, оксиды азота, монооксид углерода, несгоревшие углеводороды и твердые частицы.

Для уменьшения выбросов в атмосферу должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;
- автоматизация работы печей, котлов и парогенератора, с установлением контроля параметров в целях достижения оптимального режима горения;
- применение герметизированной системы подачи горючего газа и отвода дымовых газов со 100% контролем горения;
- герметизация системы сбора нефти;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;
- ежеквартальное проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

9.2. Охрана почвы

В процессе разработки нефтегазового месторождения почва загрязняется нефтью, различными химическими веществами и высокоминерализованными сточными водами. Нефть и другие компоненты, попадая в почву, вызывают значительные, а порой необратимые изменения ее свойств – образование битуминозных солончаков, гудронизацию, цементацию и тому подобное. Эти изменения влекут за собой ухудшение состояния растительности и биопродуктивности земель. В результате нарушения почвенного покрова происходит эрозия почв, дефляция, криогенез.

Грунты месторождения представлены глинистыми и песчаными фракциями, суглинков легкий, песок разнотернистый, глина пылеватая и песчаная.

Основные мероприятия по охране почвы:

- герметизация систем сбора, сепарации, подготовки и транспорта нефти;
- автоматическое отключение скважин при авариях отсекающими;
- валовка устья скважин земляным валом на случай разлива нефти;
- максимальное использование пластовых и промысловых сточных вод для закачки в пласт, для предупреждения излива на рельеф;
- организация движения транспорта только по автодорогам;
- прокладка трубопроводов подземным способом на глубину закладки 1,2-1,8м;
- проводить качественную техническую рекультивацию земель.
- не допускать разливов ГСМ;
- соблюдать технику пожарной безопасности;
- осуществлять мониторинговые наблюдения за состоянием почвенного покрова.

Рекультивация земель – комплекс мероприятий, направленных на восстановление продуктивности и хозяйственной ценности нарушенных и загрязненных земель, а также на улучшение условий окружающей среды. В почве действует механизм самоочищения и адаптации микроорганизмов. Приемы рекультивации создают нормальные условия для естественных механизмов самоочищения и адаптации микроорганизмов, а также интенсифицирует этот процесс.

9.3. Охрана поверхностных подземных вод от загрязнения и истощения

Возможными источниками загрязнения поверхностных и подземных вод являются неочищенные или недостаточно очищенные производственные и бытовые воды, пром. площадки предприятий, фильтрационные утечки вредных веществ из емкостей, трубопроводов и других сооружений.

Водоснабжение месторождения должно осуществляться с учетом охраны и комплексного использования водных ресурсов.

Источниками водоснабжения, для хозяйственных нужд и технического водоснабжения используются воды сеноманских отложений. Их минерализация не превышает 1-1,2 г/л. Воды удовлетворяют ГОСТ 2874-82.

Возможность использования воды согласуется с Облсанэпидемстанцией.

В целях охраны надземных вод в районе размещения водозабора предусматривается санитарная охранная зона для предотвращения бактериального и химического загрязнения надземных вод. В связи с тем, что продуктивные водоносные горизонты надежно защищены мощной глинисто-мергелистой толщей, для этих вод согласно СН и П 2.04.02-84 достаточно установить 2 пояса охраны.

Первый пояс – зона строгого режима, второй пояс – зона ограничений. Первый пояс включает в себя участок водозабора и территорию, ограниченную радиусом в 30м от крайних скважин водозабора. При этом зона санитарной охраны технического водозабора распространяется на значительную часть месторождения. В пределах второго пояса запрещаются работы в недрах (сброс и захоронения сточных вод), не допускаются сооружения объектов, представляющих опасность с точки зрения загрязнения подземных вод; требуется регулировать все строительные работы и запрещается производить работы, нарушающие защитный слой.

Учитывая большую мощность покровных глин, можно считать, что водоносные горизонты достаточно надежно защищены от падения загрязнений с поверхности земли. Наибольшую опасность представляет некачественная изоляция водоносных горизонтов при бурении скважин; нарушение целостности скважин, цементации затрубного пространства, нарушение герметичности сальников. В связи с этим необходимо провести специальное исследование изменения качества вод продуктивных водоносных горизонтов сенона и турона при случайных утечках из нефтяных скважин, также выполнить исследования влияния на состояние скважин таких факторов, как возможные посадки толщи пород, качество закачиваемых вод.

Основные требования к охране подземных вод сводятся к следующим мероприятиям:

- качественное выполнение нефтедобывающих и нагнетательных скважин и поддержание требуемого их состояния в течение всего периода разработки месторождения;

- надежная изоляция амбаров, хранилищ отходов и прочих с применением экологически чистых и дешевых материалов (например, изопласт);

- организация мониторинга пресных подземных вод с обязательным наблюдением за водоотбором из эксплуатационных скважин, уровнями подземных вод и их качеством.

Техническая вода от площадки водозабора по водоводам поступает на производственно-хозяйственные нужды. Основными сточными водами в промысле являются производственно-ливневые стоки от технологических площадок и насосных блоков.

9.4. Охрана недр

Загрязнение недр и нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, атмосферы, почвы,

растительности и т.д. Становится очевидным, что основной объем наиболее опасных сточных вод и других отходов приходится на долю промысла.

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при строительстве и эксплуатации нефтегазовых месторождений являются разработка и выполнение профилактических и организационных мер.

Исследованиями установлено, что в процессе бурения и эксплуатации нефтегазовых месторождений создаются условия для нарушения экологического равновесия недр. Так, длительная практика заводнения продуктивных пластов на нефтяных месторождениях показывает, что с ростом объемов закачки существенно уменьшается минерализация пластовой воды и концентрация хлоридов, и увеличивается концентрация сульфатов. Развитие биохимических процессов в нефтяной залежи (сульфатредукция), в свою очередь увеличивает содержание сероводорода в нефти, в пластовых водах и газе и способствует снижению проницаемости пластов. И этот процесс быстро развивается в случаях, когда для заводнения используются пресные или маломинерализованные воды, имеющие в своем составе сульфаты, а нередко сульфатовостанавливающие бактерии.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при строительстве нефтяных и газовых скважин, разработке и эксплуатации месторождения.

Меры по охране недр должны включать:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементации.
- обеспечение максимальной герметичности подземного и надземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- для предупреждения биогенной сульфатредукции необходима обработка закачиваемой воды реагентами, предотвращающими ее образование;
- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием для заводнения промышленных сточных вод;
- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;

- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки транспорта и хранения нефти;
- контроль за разработкой месторождения.

На месторождении Кенбулак при бурении скважины были соблюдены все требования по охране недр и окружающей среды.

9.5. Мероприятия по охране флоры и фауны

Охрана растительного и животного мира, в основном, обеспечивается комплексом организационных, технологических и природоохранных мероприятий, заложенных в проекты строительства эксплуатационных скважин.

Для предотвращения потравы диких и домашних животных и птиц, химреагенты, применяемые при бурении, должны храниться в местах, исключающих свободный доступ.

При проведении нефтедобычи необходимо принимать все меры безопасности по исключению возможности заражения персонала от насекомых-паразитов и предупреждению укусов ядовитыми насекомыми. Достаточно эффективным можно считать ограничение контактов человека с дикими животными и, в первую очередь с грызунами, своевременная обработка образующихся отходов дезинфицирующими составами, а также просветительная работа и инструктаж среди сотрудников по мерам безопасности.

9.6. Радиационная безопасность

При бурении скважины не ожидается вскрытие и разбуривание радиоактивных пород, шлам которых выносится из скважины буровым раствором и сбрасывается в контейнеры и вызвал бы радиоактивное загрязнение окружающей среды.

Не ожидается также вскрытие пластов с пластовым флюидом (нефть, конденсат, вода, газ) содержащим радиоактивные вещества, поступление которых из скважины в процессе строительства её вызвало бы загрязнение окружающей среды. В целях попутного поиска радиоактивных руд предусматривается в обязательном комплексе геофизических исследований скважины- радиокаротаж РК, который дает радиационную характеристику всего разреза скважины.

В случае (по данным РК) вскрытия и разбуривания горных пород или пластов с пластовым флюидом с повышенной радиоактивностью, предусматривается произвести отбор шлама или керна горных пород из интервала с повышенной радиоактивностью, бурового раствора на выходе из скважины, из приемной емкости или пластового флюида для анализа на содержание радионуклидов в них. В случае поступления из скважины, по

результатам анализа бурового раствора, шлама, пластового флюида с удельной радиоактивностью (по нормам радиоактивной безопасности НРБ-99) выше:

- для шлама (твердые частицы выбуренной породы) (НРБ-99 п. 9.5)

2×10^{-6} Ки/кг бета- активных веществ

1×10^{-7} Г/экв. радия/кг для гамма-активных веществ

2×10^{-7} Ки/кг для альфа-активных веществ

- для бурового раствора, нефти, конденсата (жидкие вещества)

1×10^{-5} Ки/л (НРБ-76/87 п. 9.4.)

- для газа (по гелию- 135) 7×10^{-1} Ки/л (НРБ-99 п.8.4) предусматривается

дальнейшие работы по строительству скважины производить с соблюдением «Основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений» (ОСП-99) «Санитарных правил обращения с радиоактивными отходами (СПОРО-85)» и «Инструкции радиоактивной безопасности», разработанной заказчиком и согласованной с обл.СЭС с учетом спецификации работ по строительству скважин, конкретных условий производства работ;

- получить разрешение областной санэпидемстанции на дальнейшее углубление скважины;

- вокруг буровой обозначить санитарно-защитные и наблюдательные зоны, размеры которых устанавливаются по согласованию с СЭС в зависимости от степени радиоактивности от поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения радиоактивных выбросов в атмосферу;

- при наличии пунктов захоронения радиоактивных отходов (ПЗРО) (в настоящее время вопрос о строительстве этих пунктов решается Республиканскими органами) сброс шлама производить в спецконтейнеры. До решения вопроса с ПЗРО шлам собирать в контейнер и хранить в нем с последующим вывозом на ПЗРО. Жидкие отходы собирать и хранить в контейнерах до естественного испарения жидкой среды;

- контейнеры (огражденные), обозначить знаками радиационной опасности;

- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;

- ежемесячно, силами дозиметрической партии производить замеры радиоактивной загрязненности бурового раствора, шлама, пластового флюида, бурильных, насосно-компрессорных труб, бурового оборудования, водовода, воздуха рабочей зоны и выдавать конкретные санитарно-гигиенические рекомендации по снижению доз облучения, получаемых членами буровой бригады;

- установить предельную дозу облучения для членов буровой бригады (как непосредственно не работающих с источниками ионизированного излучения, но которые по размещению их рабочих мест могут подвергаться воздействию радиоактивных веществ (НРБ-99 п.28, введение); 0,5 БЭР за календарный год или допустимую мощность внешнего излучения в 0,24 м БЭР/час за 2000 часов в год после начала поступления из скважины веществ содержащих радионуклиды (категория Б);

- установить предел годового поступления через органы дыхания радионуклидов неизвестного происхождения - 0,0001 МК Ки/год (т.8,2 НРБ);

- установить допустимый уровень загрязнения поверхности:

кожный покров - 1 альфа част/см² мин.; 100 бета част/см² мин.

спецодежда - 5 -"- -"- 600 -"-

оборудование - 5 -"- -"- 2000 -"-

- ежедневно места попадания веществ из скважины, содержащих радионуклиды, т.е. полы вышко-лебедочного блока, площадка под этим блоком, ротор, бурильные трубы должны быть омыты технической водой (с добавкой соды 10 г на 1 л воды), со сбросом сточных вод в спецконтейнер с разбавлением их в 10 раз (п.9.7. НРБ-99);

- перед сдачей вахты, спецодежда должна быть проверена на степень загрязненности, один раз в неделю должна стираться со сбором грязной воды, разбавленной в 10 раз. Спецодежда, загрязненная сверх нормы, подлежит уничтожению;

- после сдачи вахты все члены буровой бригады должны принять душ;

- работу с пылевидными материалами в пределах буровой площадки производить в респираторах или применяя другие средства индивидуальной защиты;

- буровой инструмент, трубы, отдельные агрегаты бурового оборудования, загрязненные сверх допустимой нормы, подвергаются дезактивации раствором состава едкий натр -10 г, Трилон -Б- 10 г, вода 1 литр или другими щелочными растворами со сбросом продуктов дезактивации в спецконтейнер с разбавлением в 10 раз. Если после дезактивации загрязненность осталась сверх нормы, буровой инструмент, трубы, агрегаты бур. оборудования подлежат замене и отправке на полигон захоронения.

Мероприятия по радиационной безопасности

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;

- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;

- снижения дозы облучения до возможно низкого уровня.

На месторождении необходимо продолжать постоянный дозиметрический контроль нефтепромыслового оборудования, труб и др. При обнаружении радиоактивных отходов (твердых и жидких) складировать их на полигоне сбора и временного хранения.

9.7. Ликвидация аварийных ситуаций

Объекты нефтедобывающей отрасли в большинстве относятся к опасным производственным объектам, а в случае аварий могут представлять серьезную угрозу для человека и на окружающую среду (ОС). К числу основных причин роста количества аварийных разливов нефти относится:

- высокий уровень износа производственных фондов;
- зачастую низкое качество проектной документации;
- недостаток инженерно-производственной культуры;

Кроме того, как и во многих ситуациях, связанных с необходимостью финансирования природоохранных мероприятий, значительный рост количества аварий связан с недостаточным выделением средств на их предупреждения.

В случае аварийного разлива нефти предприятие – виновник аварии (эксплуатирующая организация), в течение 1 ч с момента обнаружения аварии должно уведомить о случившемся администрацию территории, на которой произошла авария. Затем согласно плану ЛАРН соответствующие организации принимают меры, необходимые для ликвидации и локализации последствий аварийного разлива.

При возникновении аварийных ситуаций предприятие обязано провести следующие мероприятия:

- ликвидировать (засушливость, перекрыть) источник разлива нефти;
- оценить объем происшествие разлива и оптимальной способ его ликвидации;
- локализовать нефтяной разлив и предотвратить его дальнейшее распространение;
- собрать вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть в товарный парк или пункт утилизации;
- по окончании работ произвести оценку полноты проведенных работ и рекультивацию загрязненных почв.

Вывод:

Результаты мониторинговых исследований показали, что в период деятельности ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» на месторождении Кенбулак превышения предельно-

допустимых концентраций (ПДК) не зафиксированы и существенного воздействия на окружающую среду не оказывается. Все природоохранные мероприятия соблюдаются согласно программе производственного контроля.

Рекомендации по снижению вредного воздействия на окружающую среду:

- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;
- поддержание герметизации системы сбора нефти;
- проведение ежегодного мониторинга согласно программе производственного экологического мониторинга;
- соблюдение контроля соответствия проектной и иной документации природоохранному законодательству РК.

10. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

В данном разделе приведены примерные затраты на период пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (таблица 10.1).

За период пробной эксплуатации ожидаемые затраты по месторождению Кенбулак составляют 471,23 млн. тенге.

Таблица 10.1. Капитальные вложения

№№ п/п	Наименование затрат	Затраты на 2021-2023 г.	Стоимость всего, млн. тг.
1	Бурение 2-х (двух) опережающих-добывающих скважин	304	304
2	Косвенные расходы отдела бурения	-	-
3	Отбор и анализ керновых материалов (2 скв.)	19	19
4	Геофизические исследования скважин (ГИС) в открытом стволе (2 скв.)	7,6	7,6
5	Опробование и исследование скважин (2 скв.)	30,4	30,4
6	Отбор и анализ проб нефти, газа и воды	7,6	7,6
7	ГДИС	9,6	9,6
8	ГИС-контроль	2,6	2,6
9	Затраты на апробирование закачки воды в скважину Кенбулак-4	5	5
10	Установка устьевых подогревателей УН-0,2	14	14
11	Трехфазный сепаратор, V=1,6м ³	15	15
12	Узел учета жидкости	1,2	1,2
13	Узел учета газа	7,2	7,2
14	Накопительная емкость	13	13
15	Автоналивная система налива	2	2
16	Факельная установка	2,5	2,5
17	Дренажная емкость V-8м ³	6	6
18	Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа	7,03	7,03
19	Проект разработки с ПредОВОСом	9,5	9,5
20	Проект обустройства месторождения	8	8
21	Косвенные расходы отдела по проектам добычи и разведки	-	-
	ИТОГО		471,230

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

Текущий раздел включен и составлен на основании требований Кодекса о недрах и недропользовании и Единых правил рационального и комплексного использования недр.

Согласно настоящему «Проекту...» предусматривается бурение 2-х опережающих добывающих скважин.

Все работы, связанные с ликвидацией последствий деятельности недропользования, включают работы по ликвидации опережающих добывающих, предусмотренных настоящим дополнением к проекту.

На скважины, уже пробуренные на месторождении у недропользователя имеется отдельный проект., в котором предусматривались отчисления в ликвидационный фонд. После чего недропользователь ликвидировал одну скважину.

11.1 Сроки проведения ликвидационных работ

Работы по ликвидации 1 (одной) скважины ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда», с учетом операции по установки трех изоляционных мостов, продолжительностью по 4 часа, с ОЗЦ не менее 24 часов, двух спускоподъемных операции, продолжительностью 12 час., и работ по оборудованию устья скважины продолжительностью 12 час., будут проводится 144 часа. Итого по 2-м скважинам составят 288 часов.

11.2 Затраты на ликвидацию скважин

11.2.1 Затраты на ликвидационные работы

Таблица 11.2.1. – Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации одной скважины

№	Наименование работ и материалов	Ед. изм.	Стоимость единицы, тг	Кол-во	Общая Сумма, тг
Сервисные услуги					
1	Мобилизация буровой установки	Опер.	900 000	1	900 000
2	Суточная ставка бригады КРС	Сутки	400 000	6	2 400 000
3	Демобилизация буровой установки	Опер.	300 000	1	300 000
	Итого сервисные услуги				3 600 000
Материалы					
1	Цемент класса “G”	тн.	12 500	8	100 000
2	Ингибитор коррозии	Литр	100	6000	600 000
3	KCL	тн.	20 000	5	100 000
	Итого материалы				800 000
1	Рекультивация территории		1 200 000	1	1 200 000
	Итого затраты на ликвидацию одной скважины				5 600 000

Также в эту группу затрат входит – укладка на спецтехнику и вывоз подземного и наземного оборудования: НКТ, пакеров, НДГ, УЭЦН, срезанной Ф.А. Используются следующие виды транспортных средств спец.техники:

Таблица 11.2.2. – Используемые расходные материалы

Материал	Количество, баллон
Кислород	50
Пропан	16

Таблица 11.2.3 – Вспомогательная техника

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

Сумма обеспечения ликвидации составляет 5,6 млн. тенге на 1 скважину, соответственно на 2 скважины приходится 11,2 млн. тенге. На техническую рекультивацию земель предусмотрено 360 тыс.тг.

С учетом ликвидации наземного оборудования скважин сумма увеличивается на 50 тыс. тенге. В итоге мы имеем затраты на ликвидацию на 2-х проектируемых скважин в размере 11,66 млн.тенге.

Тем самым на 2021-2023гг. отчисления в ликвидационный фонд предусматриваются в размере 11,66 млн. тенге на 2 скважины, или по 3,887 млн. тенге в год.

Таблица 11.2.4. – Количество скважин и сумма обеспечения ликвидации

Годы		2021	2022	2023	ИТОГО
Кол-во скважин	скв.		1	1	2
в том числе:					
1. Кенбулак-10			1		
2. Кенбулак-11				1	
Стоимость ликвидации одной скважины	млн. тенге		5,6	5,6	
Стоимость всего	млн. тенге		5,6	5,6	11,2

11.2.2 Рекультивация территории

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

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

Общее время рекультивации 36 часов на 1 скважину (72 часов на 2 скважины).

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

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

Таблица 11.2.5. – Объемы и виды работ по технической рекультивации земель

№ пп	Наименование и характеристика	Ед. Изм.	Объем работ на 1 скважину	Объем работ на 2 скважины	Стоимость работ, тыс.тг.
1	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами	м ³	0,7	1,4	25
2	Вывоз загрязненного грунта, мусора	Т	2,5	5,0	20
4	Планировка площадки	Га	2,0	4,0	190
5	Сбор, резка и вывоз металлолома	Т	0,5	1,0	25
6	Установка бетонной тумбы на устье скважины с надписью	шт	1	2	100

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан» (протокол ТУ «Южказнедра» № 194/06 от «06» июня 2006 г.).
2. «Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан», утв. Рабочей группой по рассмотрению и утверждению проектных документов Комитета геологии и недропользования МИИНТ Республики Казахстан (протокол № 240 от «24» октября 2011 г.).
3. «Отчет по оперативному подсчету запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак в пределах блоков XXX-38 (частично); XXX-39 (частично) в Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на «15» октября 2013 г.)», ТОО «Oil&Gas Consulting» (протокол ГКЗ Республики Казахстан № 1420-14-П от «30» мая 2014 г.).
4. «Проект разведочных работ на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан» (протокол ЦКРиР № 5/9 от «30» ноября 2018 г.).
5. «Дополнение № 6 к Проекту разведочных работ на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда», утв. МЭ Республики Казахстан (протокол № 1-РГ/МЭ Республики Казахстан от «22» января 2019 г.).
6. «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.10.2019 г.)», ТОО «НПЦ Туран Гео», утв. ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2144-19-П от «26» декабря 2019 г.).
7. «Проект пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.01.2020 г.)». ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Алматы, 2020 г.
8. Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI от «27» декабря 2017 г.
9. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» (утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан № 239 от «15» июня 2018 г.).
10. «Методическими рекомендациями по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)».
11. Лысенко В.Д. «Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ». «Недра», г. Москва, 2003 г.

ПРОТОКОЛ
геолого-технического совещания ТОО «Мунайгазгеолсервис»

г. Алматы

«___» _____ 2021 г.

Присутствовали:

Бигараев А.Б. – Генеральный директор;

Мартынов В.В. – Ведущий геолог;

Сакауов Б.К. – Главный специалист по разработке месторождений нефти и газа;

Кадыров Т.А. – Главный специалист по разработке месторождений нефти и газа.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

рассмотрение проектного документа:

«Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.11.2021 г.)»

По материалам оперативного подсчета запасов нефти и газа, на месторождении Кенбулак установлено шесть продуктивных горизонтов – А-2, М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-Б и М-0-3, приуроченные к нижнемеловым отложениям. По всем продуктивным горизонтам запасы нефти и газа оценены как по промышленной категории С₁ (в районе опробованных в эксплуатационной колонне скважин, где получены промышленные притоки нефти), так и предварительно оцененной категории С₂.

Почти третья часть утвержденных ГКЗ Республики Казахстан как геологических, так и извлекаемых запасов нефти промышленной категории С₁ в пределах Контрактной территории сосредоточены в горизонте М-0-3, чуть более пятой части – продуктивном горизонте М-0-1-А, на продуктивные горизонты А-2, М-0-1-Б и М-0-2-А приходятся по 14-15 % запасов и на горизонт М-0-2-Б – всего 6 %.

На текущем этапе разведанности для продолжения пробной эксплуатации месторождения Кенбулак, ввиду близости глубин и термобарических условий залегания продуктивных пластов, учитывая, что водонефтяные контакты установлены условно и разделение продуктивных горизонтов носит чисто формальный характер, а также учитывая, что одной из задач пробной эксплуатации является получение новых и уточнение имеющихся данных, то продуктивные горизонты М-0-1-А и М-0-1-Б, а также продуктивные горизонты М-0-2-А и М-0-2-Б можно рассматривать в качестве двух отдельных самостоятельных объектов, как и было предусмотрено в рамках действующего проектного документа.

Срок пробной эксплуатации – для решения поставленных целей и задач, пробную эксплуатацию месторождения Кенбулак планируется продолжить с ноября 2021 по «15» июля 2023 гг., на основании решения Экспертной комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол № 30/3 МЭ РК от «21» октября 2021 г.) и письма МЭ Республики Казахстан за № 04-12/22399 от «26» октября 2021 г.

Цель дополнения к пробной эксплуатации – продолжение уточнения имеющейся и получения дополнительной исходной информации о геолого-физической характеристике продуктивных горизонтов, термобарических условиях их залегания, фильтрационно-емкостных и продуктивных свойствах призабойной зоны скважин, физико-химических свойствах, насыщающих коллектора флюидов и т.д.

Задачи дополнения к пробной эксплуатации – в связи с продлением периода разведки, продолжение пробной эксплуатации существующих скважин Кенбулак-8 (на I-й объект пробной эксплуатации), Кенбулак-3 (на II-й объект пробной эксплуатации), Кенбулак-2 (на III-й объект пробной эксплуатации) и Кенбулак-5 (на IV-й объект пробной эксплуатации), а также дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения проектных опережающих добывающих скважин Кенбулак-10 (на IV-й объект пробной эксплуатации) и Кенбулак-11 (на I-й объект пробной эксплуатации) соответственно в 2022 и 2023 гг.; изучение эффективных способов эксплуатации скважин и оптимальных технологических режимов; изучение возможных осложнений при добыче, сборе и подготовке скважинной продукции; проведение лабораторных исследований керна, уточнение петрографии и свойств пластов-коллекторов; специальные лабораторные исследования керна по определению фильтрационных и продуктивных свойств коллекторов; отбор и лабораторное изучение глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды; уточнение геологического строения и перевод запасов нефти и газа категории C_2 в C_1 на основании результатов пробуренных, согласно рекомендациям действующего проектного документа (7), оценочных скважин Кенбулак-7 и Кенбулак-9; проведение полноценного и достоверного подсчета запасов УВС и определения дальнейших работ.

Настоящий проектный документ «Дополнение к Проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак» выполнен по договору между ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» (далее – недропользователь) и ТОО «Мунайгазгеолсервис» (далее – автор проектного документа), согласно Технического задания, Кодекса Республики Казахстан № 125-VI от «27» декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании», «Единых правил по комплексному и рациональному использованию недр», «Методических рекомендаций по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)».

Продолжительность пробной эксплуатации: 21 (двадцать один) месяц, начиная с «01» ноября 2021 и завершая «15» июля 2023 гг.

Таким образом, на текущей стадии разведанности месторождения для продолжения пробной эксплуатации рекомендуется выделить четыре объекта:

- **I-й объект** – продуктивный горизонт А-2;
- **II-й объект** – продуктивные горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б;
- **III-й объект** – продуктивные горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б;
- **IV-й объект** – продуктивный горизонт М-0-3.

Рассматриваемые объекты пробной эксплуатации планируется вести существующими пробуренными поисково-разведочными скважинами соответственно Кенбулак-8, Кенбулак-3, Кенбулак-2 и Кенбулак-5, а также дополнительным вводом в эксплуатацию из бурения проектных опережающих добывающих скважин Кенбулак-10 и Кебулак-11 соответственно в 2022 и 2023 гг.

Проектные опережающие добывающие скважины Кенбулак-10 и Кенбулак-11 вводятся в пробную эксплуатацию на объекты, в которых достигается низкая выработка начальных извлекаемых запасов нефти, чтобы предотвратить высокие отборы нефти, высокую выработку запасов нефти и преждевременное обводнение пластов, преследуя чисто исследовательские цели добычи.

Пробная эксплуатация будет вестись на режиме истощения пластовой энергии, без поддержания пластового давления.

Существующие скважины будут эксплуатироваться механизированным способом на всем протяжении пробной эксплуатации, проектные опережающие добывающие скважины планируется также эксплуатировать механизированным способом добычи, но, в случае фонтанирования – продолжить этим способом.

Коэффициент эксплуатации скважин при пробной эксплуатации принят исходя из необходимого времени для проведения исследовательских работ и составляет в среднем 0,98 д.ед.

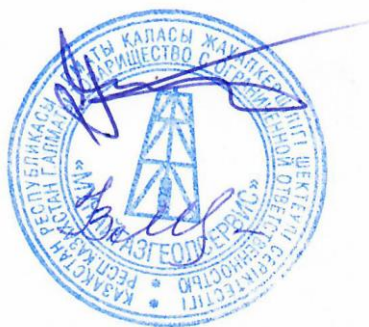
В период пробной эксплуатации из месторождения Кенбулак планируется отобрать 38,3 тыс.т нефти, 41,7 тыс.т жидкости и 6,675 млн.м³ сырого газа. При этом отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти составит 10,4 %, а обводненность добываемой продукции достигнет 11,0 %. Коэффициент извлечения нефти достигнет всего 0,036 д.ед. при утвержденной величине 0,35 д.ед.

После обмена мнениями, научно-техническое совещание приняло следующие **РЕШЕНИЯ:**

1. Разработанный ТОО «Мунайгазгеолсервис» проектный документ «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.11.2021 г.)» одобрить и принять с представленным вариантом разработки месторождения Кенбулак.
2. Направить проектный документ в ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» для рассмотрения и согласования.

Председатель ГТС

Секретарь ГТС



Бигараев А.Б.

Мартынов В.В.

ПРОТОКОЛ

Совместного геолого-технического совещания ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» и ТОО «Мунайгазгеолсервис»

г. Алматы

«___» _____ 2021 г.

Присутствовали от ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда»:

Шигамбаев Р.М. – Генеральный директор;

Смагулов Р.С. – Главный геолог.

Присутствовали от ТОО «Мунайгазгеолсервис»:

Бигараев А.Б. – Генеральный директор;

Мартынов В.В. – Ведущий геолог;

Сакауов Б.К. – Главный специалист по разработке месторождений нефти и газа;

Кадыров Т.А. – Главный специалист по разработке месторождений нефти и газа.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

рассмотрение проектного документа:

«Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.11.2021 г.)»

По материалам оперативного подсчета запасов нефти и газа, на месторождении Кенбулак установлено шесть продуктивных горизонтов – А-2, М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-Б и М-0-3, приуроченные к нижнемеловым отложениям. По всем продуктивным горизонтам запасы нефти и газа оценены как по промышленной категории С₁ (в районе опробованных в эксплуатационной колонне скважин, где получены промышленные притоки нефти), так и предварительно оцененной категории С₂.

Почти третья часть утвержденных ГКЗ Республики Казахстан как геологических, так и извлекаемых запасов нефти промышленной категории С₁ в пределах Контрактной территории сосредоточены в горизонте М-0-3, чуть более пятой части – продуктивном горизонте М-0-1-А, на продуктивные горизонты А-2, М-0-1-Б и М-0-2-А приходится по 14-15 % запасов и на горизонт М-0-2-Б – всего 6 %.

На текущем этапе разведанности для продолжения пробной эксплуатации месторождения Кенбулак, ввиду близости глубин и термобарических условий залегания продуктивных пластов, учитывая, что водонефтяные контакты установлены условно и разделение продуктивных горизонтов носит чисто формальный характер, а также учитывая, что одной из задач пробной эксплуатации является получение новых и

уточнение имеющихся данных, то продуктивные горизонты М-0-1-А и М-0-1-Б, а также продуктивные горизонты М-0-2-А и М-0-2-Б можно рассматривать в качестве двух отдельных самостоятельных объектов, как и было предусмотрено в рамках действующего проектного документа.

Срок пробной эксплуатации – для решения поставленных целей и задач, пробную эксплуатацию месторождения Кенбулак планируется продолжить с ноября 2021 по «15» июля 2023 гг., на основании решения Экспертной комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол № 30/3 МЭ РК от «21» октября 2021 г.) и письма МЭ Республики Казахстан за № 04-12/22399 от «26» октября 2021 г.

Цель дополнения к пробной эксплуатации – продолжение уточнения имеющейся и получения дополнительной исходной информации о геолого-физической характеристике продуктивных горизонтов, термобарических условиях их залегания, фильтрационно-емкостных и продуктивных свойствах призабойной зоны скважин, физико-химических свойствах, насыщающих коллектора флюидов и т.д.

Задачи дополнения к пробной эксплуатации – в связи с продлением периода разведки, продолжение пробной эксплуатации существующих скважин Кенбулак-8 (на I-й объект пробной эксплуатации), Кенбулак-3 (на II-й объект пробной эксплуатации), Кенбулак-2 (на III-й объект пробной эксплуатации) и Кенбулак-5 (на IV-й объект пробной эксплуатации), а также дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения проектных опережающих добывающих скважин Кенбулак-10 (на IV-й объект пробной эксплуатации) и Кенбулак-11 (на I-й объект пробной эксплуатации) соответственно в 2022 и 2023 гг.; изучение эффективных способов эксплуатации скважин и оптимальных технологических режимов; изучение возможных осложнений при добыче, сборе и подготовке скважинной продукции; проведение лабораторных исследований керна, уточнение петрографии и свойств пластов-коллекторов; специальные лабораторные исследования керна по определению фильтрационных и продуктивных свойств коллекторов; отбор и лабораторное изучение глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды; уточнение геологического строения и перевод запасов нефти и газа категории C_2 в C_1 на основании результатов пробуренных, согласно рекомендациям действующего проектного документа (7), оценочных скважин Кенбулак-7 и Кенбулак-9; проведение полноценного и достоверного подсчета запасов УВС и определения дальнейших работ.

Настоящий проектный документ «Дополнение к Проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак» выполнен по договору между ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» (далее – недропользователь) и ТОО «Мунайгазгеолсервис» (далее – автор проектного

документа), согласно Технического задания, Кодекса Республики Казахстан № 125-VI от «27» декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании», «Единых правил по комплексному и рациональному использованию недр», «Методических рекомендаций по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)».

Продолжительность пробной эксплуатации: 21 (двадцать один) месяц, начиная с «01» ноября 2021 и завершая «15» июля 2023 гг.

Таким образом, на текущей стадии разведанности месторождения для продолжения пробной эксплуатации рекомендуется выделить четыре объекта:

- **I-й объект** – продуктивный горизонт А-2;
- **II-й объект** – продуктивные горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б;
- **III-й объект** – продуктивные горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б;
- **IV-й объект** – продуктивный горизонт М-0-3.

Рассматриваемые объекты пробной эксплуатации планируется вести существующими пробуренными поисково-разведочными скважинами соответственно Кенбулак-8, Кенбулак-3, Кенбулак-2 и Кенбулак-5, а также дополнительным вводом в эксплуатацию из бурения проектных опережающих добывающих скважин Кенбулак-10 и Кебулак-11 соответственно в 2022 и 2023 гг.

Проектные опережающие добывающие скважины Кенбулак-10 и Кенбулак-11 вводятся в пробную эксплуатацию на объекты, в которых достигается низкая выработка начальных извлекаемых запасов нефти, чтобы предотвратить высокие отборы нефти, высокую выработку запасов нефти и преждевременное обводнение пластов, преследуя чисто исследовательские цели добычи.

Пробная эксплуатация будет вестись на режиме истощения пластовой энергии, без поддержания пластового давления.

Существующие скважины будут эксплуатироваться механизированным способом на всем протяжении пробной эксплуатации, проектные опережающие добывающие скважины планируется также эксплуатировать механизированным способом добычи, но, в случае фонтанирования – продолжить этим способом.

Коэффициент эксплуатации скважин при пробной эксплуатации принят исходя из необходимого времени для проведения исследовательских работ и составляет в среднем 0,98 д.ед.

В период пробной эксплуатации из месторождения Кенбулак планируется отобрать 38,3 тыс.т нефти, 41,7 тыс.т жидкости и 6,675 млн.м³ сырого газа. При этом отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти составит 10,4 %, а обводненность добываемой

продукции достигнет 11,0 %. Коэффициент извлечения нефти достигнет всего 0,036 д.ед. при утвержденной величине 0,35 д.ед.

После обмена мнениями, научно-техническое совещание приняло следующие **РЕШЕНИЯ:**

1. Разработанный ТОО «Мунайгазгеолсервис» проектный документ «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.11.2021 г.)» одобрить и принять с представленным вариантом разработки месторождения Кенбулак.
2. Направить проектный документ в контролирующие органы и ЦКРиР для назначения независимых экспертов и дальнейшего представления в ЦКРиР для согласования и утверждения в КГиН МИиР Республики Казахстан.

Председатель ГТС

Секретарь ГТС



Шигамбаев Р.М.

Смагулов Р.С.