

Акционерное Общество «Кристалл Менеджмент»
Товарищество с ограниченной ответственностью
«Мунайгазгеолсервис»



УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
АО «Кристалл Менеджмент»

Сайзинулы Д.

«14» октября 2021 г.

ДОПОЛНЕНИЕ №2
К ПРОЕКТУ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕСТОБЕ
(по состоянию изученности на 01.09.2021 г.)

Договор № 94-21/КМ от «14» сентября 2021 г.

Том I. Текст отчета

Генеральный директор
ТОО «Мунайгазгеолсервис»



Бигараев А.Б., к.г.-м.н.

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.

Разработка и согласование в уполномоченных органах «Дополнения к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе»

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на разработку и согласование в уполномоченных органах «Дополнения к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе»

1. Целевое назначение работы

Разработка и согласование в уполномоченных органах «Дополнения к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе» (далее – «Проект...») на основании всей имеющейся исходной геолого-геофизической информации, включая сопровождающие материалы оценки воздействия на окружающую среду и согласование в центральной комиссии по разведке и разработке полезных ископаемых, в уполномоченных органах, с целью продления периода пробной эксплуатации на срок действия обстоятельств непреодолимой силы, на основании Дополнительного соглашения №8 от 22 сентября 2020 года к Контракту на разведку и добычу углеводородов на территории участка (Блок А) в Кызылординской, Карагандинской и Актюбинской областях № 3996-УВС от 07.02.2014 г. о продлении срока действия указанного Контракта на 10 месяцев.

2. Основание на разработку «Проекта...»

- 2.1. Утверждение и постановка на баланс РК запасов нефти и газа по Отчету «Оперативный подсчет запасов нефти и газа на месторождении Бестобе в Кызылординской области по состоянию изученности на 05.02.2021г.;
- 2.2. Дополнительное соглашение №8 от 22 сентября 2020 года к Контракту на разведку и добычу углеводородов на территории участка (Блок А) в Кызылординской, Карагандинской и Актюбинской областях № 3996-УВС от 07.02.2014 г. о продлении срока действия указанного Контракта в связи с обстоятельством непреодолимой силы до 31 октября 2023 года (на 10 месяцев).

3. Состав и содержание «Проекта...»

При составлении «Проекта...»:

- 3.1. Перенос работ и объемов добычи нефти и газа, предусмотренных в действующем базовом проектно-техническом документе «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.06.2020г.)» на 10 месяцев с целью устранения последствий непреодолимой силы.
- 3.2. Обосновать забойное давление добывающих скважин при снижении забойного давления ниже давления насыщения.
- 3.3. Дать обоснование необходимого комплекса геолого-промысловых и геофизических исследований.
- 3.4. Для уточнения геологического строения месторождения предусмотреть бурение опережающих добывающих скважин по мере необходимости. Определить местоположение вводимых опережающих добывающих скважин.
- 3.5. Определить объем капитальных вложений при проведении пробной эксплуатации.
- 3.6. Рассчитать основные технологические показатели добычи нефти, газа и жидкости на период пробной эксплуатации на 2021-2023 гг.
- 3.7. Предусмотреть энергообеспечение промысла автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе.
- 3.8. На основе расчетов определить способ эксплуатации скважин.
- 3.9. Предусмотреть транспортировку нефти автотранспортом на близлежащие промыслы.

«Проект...» должен быть разработан в соответствии с требованиями законодательства в сфере недропользования и Кодекса о недрах и недропользовании Республики Казахстан и в установленном порядке вынесен на рассмотрение Центральной комиссии по разведке и разработке полезных ископаемых при Министерстве энергетики РК (далее - ЦКРР РК).

4. Сопровождающие материалы оценки воздействия на окружающую среду к «Проекту...»

Сопровождающие материалы оценки воздействия на окружающую среду (далее – ОВОС) разработать согласно требованиям нового Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI, вступившего в силу от 01.07.2021г. Учитывать любые изменения, вносимые в Экологический кодекс РК и в нормативные акты. Обеспечить соответствие сопровождающих материалов ОВОС всем правовым актам.

Провести оформление документов согласно процедуре проведения ОВОС для намечаемой деятельности для объектов I категории (заявление оператора установки, проведение госорганом скрининга, в случае заключения о необходимости проведения ОВОС госорганом готовится отчет ОВОС).

5. Исходные данные

- 5.1. Отчет по оперативному подсчету запасов месторождения Бестобе по состоянию на 05.02.2021г.;
- 5.2. Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.06.2020г.);
- 5.3. Результаты испытания скважины Б-1;
- 5.4. Результаты геофизических исследований скважин (ГИС);
- 5.5. Результаты анализа глубинных проб нефти;

6. Согласование и утверждение «Проекта...»

- 6.1. Согласовать «Проект...» с Заказчиком;
- 6.2. Согласовать «Проект...» в уполномоченных органах РК;
- 6.3. Защита «Проекта...» в ЦКРР РК;

Тапсырыс беруші/от Заказчика:

14.09.2021 ж. № 94-21/КМ қызметтерді сатып алу Шарты
Договор № 94-21/КМ о приобретении услуг от 14.09.2021г.

Орындаушы/от Исполнителя: 18

6.4. Обеспечить соответствие Проекта требованиям «Кодекса о недрах и недропользовании», «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых», Экологическому кодексу РК.

Предоставить окончательный «Проект ...» Заказчику в трех экземплярах, с графическими приложениями на бумажном носителе и на двух CD дисках по адресу: Республика Казахстан, индекс 050062 (А10Х5У5), г. Алматы, Ауэзовский район, улица Утеген батыра, 21 (место оказания Услуг).

7. Сроки оказания Услуг

1 - этап: сбор и обобщение исходных геолого-геофизических данных, составление и оформление «Проекта...», согласование с Заказчиком – 1 (один) месяц с даты заключения Сторонами Договора.

2 – этап: согласование со всеми государственными органами, отработка с экспертом ЦКРР РК, защита на заседании ЦКРР РК с получением протокола, оформление и сдача отчета Заказчику 4 (четыре) месяца с даты заключения Сторонами Договора.

<i>Тапсырыс беруші:/от Заказчика:</i>	<i>Орындаушы:/ от Исполнителя:</i>
Генеральный директор АО «Кристалл Менеджмент» Сайзинұлы Д.	Генеральный директор ТОО «Мунайгазгеолсервис» Бигираев А.Б.



Тапсырыс беруші:/от Заказчика:

14.09.2021 ж. № 94-21/КМ қызметтерді сатып алу Шарты
Договор № 94-21/КМ о приобретении услуг от 14.09.2021г.

Орындаушы:/ от Исполнителя:

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	20
2. ГЕОЛОГО- ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	23
2.1 Характеристика геологического строения	23
2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика	23
2.1.2 Тектоника	31
2.1.3 Нефтегазоносность	37
2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	47
2.3. Физико-химические свойства нефти, газа и воды	55
2.4. Физико-гидродинамические характеристики	71
2.5 Запасы нефти и газа	75
3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	82
3.1. Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации	82
3.2. Обоснование пространственных границ залежей для проведения пробной эксплуатации	82
3.3. Анализ результатов опробования и гидродинамических исследований	85
3.3.1. Результаты опробования и гидродинамических исследований скважин	85
3.3.2. Результаты геофизических исследований скважин в колонне	103
3.4. Анализ текущего состояния пробной эксплуатации	111
3.4.1. Характеристика структуры пробуренного фонда скважин и показателей их эксплуатации	112
3.4.2. Характеристика отборов нефти, жидкости и газа	115
3.4.3. Выработка запасов нефти из пластов	118
3.4.4. Характеристика энергетического состояния	119
3.4.5. Сопоставление фактических и проектных показателей пробной эксплуатации	119
3.5. Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов	124
3.6. Расчет запасов нефти проектных скважин. Общая площадь участка пробной эксплуатации, расположение проектных скважин и их назначение	127
3.7. Методы воздействия по увеличению продуктивности скважин	128
3.8. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласты	129
3.9. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации	130
4. ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	133
5. ПРОГРАММА И ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	141
5.1. Цели и направление исследовательских работ	141
5.2. Программа испытаний и контроля за пробной эксплуатацией	144
5.2.1. Отбор и исследования глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды	144
5.2.2. Гидродинамические исследования	146
5.2.3. Геофизические исследования в колонне	147
6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ	149
6.1. Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования	149
6.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	160
6.2.1. Мероприятия по борьбе с парафиновыми отложениями	160

6.2.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией при эксплуатации скважин	161
6.3. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	163
6.4. Программа утилизации газа	168
6.5. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	170
7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЮ СКВАЖИН	174
7.1. Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	174
7.1.1. Требования к конструкциям скважин	174
7.1.2. Требования к технологии и качеству цементирования скважин	175
7.1.3. Требования к производству буровых работ	176
7.2. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	178
7.2.1. Требования к типам и характеристикам промывочной жидкости при первичном вскрытии	178
7.2.2. Требования к типам и характеристикам перфорационной жидкости при вторичном вскрытии	180
8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ	182
9. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	186
9.1. Охрана атмосферного воздуха	186
9.2. Охрана почвы	187
9.3. Охрана поверхностных подземных вод от загрязнения и истощения	188
9.4. Охрана недр	189
9.5. Мероприятия по охране флоры и фауны	191
9.6. Радиационная безопасность	191
9.7. Ликвидация аварийных ситуаций	194
10. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ	196
11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ И РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	197
11.1 Сроки проведения ликвидационных работ	197
11.2 Затраты на ликвидацию скважин	197
11.2.1 Затраты на ликвидационные работы	197
11.2.2 Рекультивация территории	198
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	200

ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 Протокол заседания научно-технического совета компании исполнителя	202
Приложение 2 Протокол совместного заседания научно-технического совета заказчика и исполнителя	206
Приложение 3 Заключение государственной экологической экспертизы	210

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1.1 – Геолого-физическая характеристика горизонтов.....	45
Таблица 2.2.1 – Характеристика толщин горизонтов	48
Таблица 2.2.2 – Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта	50

Таблица 2.2.3 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горизонта	51
Таблица 2.3.1 – Физико-химические свойства поверхностных проб нефти	59
Таблица 2.3.2 – Массовое содержание металлов в разгазированной нефти.....	60
Таблица 2.3.4 – Результаты анализов газа, растворенного в нефти	63
Таблица 2.3.4 – Результаты анализов газа, растворенного в нефти	66
Таблица 2.3.5 – Химический состав и физические свойства пластовых вод месторождения Бестобе.....	70
Таблица 2.4.1 – Результаты анализа смачиваемости по Амотту	71
Таблица 2.4.2 – Результаты анализа относительной фазовой проницаемости.....	71
Таблица 2.4.3 – Результаты эксперимента фазовой проницаемости.....	75
Таблица 2.5.1. Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Бестобе	77
Таблица 2.5.2. Сводная таблица подсчета запасов газа газовой шапки месторождения Бестобе.....	81
Таблица 3.1. Координаты утвержденных угловых точек границ Геологического отвода...83	
Таблица 3.2. Координаты угловых точек границ для проведения пробной эксплуатации..83	
Таблица 3.3. Результаты опробования поисково-разведочных и опережающих добывающих скважин месторождения Бестобе	99
Таблица 3.4. Результаты гидродинамических исследований скважин методом регистрации КВД.....	101
Таблица 3.5-Результаты гидродинамических исследований МУО.....	101
Таблица 3.6. Приведенные к отметке ВНК начальные пластовые давление и температура	102
Таблица 3.7. Результаты исследования скважин и пластов	102
Таблица 3.8. Результаты геофизических исследований в колонне поисково-разведочных и опережающих добывающих скважин.....	110
Таблица 3.9-Характеристика пробуренных скважин.....	114
Таблица 3.10-Техническое состояние пробуренных скважин	114
Таблица 3.11-Фактические технологические показатели по месторождению Бестобе	117
Таблица 3.13-Фактические технологические показатели пробной эксплуатации по горизонту М-0-3.....	118
Таблица 3.14-Сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации в целом по месторождению Бестобе	121
Таблица 3.15-Сопоставление проектных и фактических показателей основного объекта пробной эксплуатации I (горизонт М-0-1).....	122
Таблица 3.16-Сопоставление проектных и фактических показателей возвратного объекта пробной эксплуатации (горизонт М-0-3)	123
Таблица 3.17-Исходные геолого-физические характеристики основных и возвратных объектов пробной эксплуатации	126
Таблица 3.18-Вовлекаемые в пробную эксплуатацию удельные запасы нефти по скважинам	128
Таблица 3.19-Расчет эффективности проведения методов воздействия на ПЗС	128
Таблица 3.20-План-график испытания и пробной эксплуатации существующих и проектных опережающих добывающих скважин	132

Таблица 3.21-Рекомендуемые к испытанию дополнительные объекты в существующих и проектных опережающих добывающих скважинах	132
Таблица 4.1-Показатели добычи нефти по скважинам.....	136
Таблица 4.2-Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по скважинам	137
Таблица 4.3-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонту М-0-1. Объект пробной эксплуатации I	138
Таблица 4.4-Характеристика основного фонда скважин по горизонту М-0-1. Объект пробной эксплуатации I	138
Таблица 4.5-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонту М-0-5. Объект пробной эксплуатации II.....	138
Таблица 4.6-Характеристика основного фонда скважин по горизонту М-0-5. Объект пробной эксплуатации II.....	138
Таблица 4.7-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонту М-0-6-2. Объект пробной эксплуатации III	139
Таблица 4.8-Характеристика основного фонда скважин по горизонту М-0-6-2. Объект пробной эксплуатации III	139
Таблица 4.9-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонту М-0-3. Возвратный объект пробной эксплуатации.....	139
Таблица 4.10-Характеристика основного фонда скважин по горизонту М-0-3. Возвратный объект пробной эксплуатации	139
Таблица 4.11-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонту М-0-4. Возвратный объект пробной эксплуатации.....	140
Таблица 4.12-Характеристика основного фонда скважин по горизонту М-0-4. Возвратный объект пробной эксплуатации.....	140
Таблица 4.13-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости в целом по месторождению Бестобе.....	140
Таблица 4.14-Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению Бестобе.....	140
Таблица 5.1.1 - Программа геолого-промысловых и лабораторно-исследовательских работ по доразведке месторождения.....	142
Таблица 5.1.2 - Сводная таблица объемов работ в период пробной эксплуатации	143
Таблица 5.1.3 – Таблица отбора керна	144
Таблица 5.2.1-Рекомендуемый комплекс исследовательских работ на период пробной эксплуатации	147
Таблица 6.1.1. Показатели эксплуатации скважин.....	150
Таблица 6.4.1. Количество отработанного времени скважин при пробной эксплуатации	169
Таблица 6.4.2. Баланс сырого газа месторождения Бестобе в период пробной эксплуатации с 01.09.2021 по 31.10.2023 гг.	170
Таблица 7.1. Рекомендуемая конструкция проектных скважин	175
Таблица 10.1- Капитальные вложения	196
Таблица 11.2.1. Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации одной скважины.....	197
Таблица 11.2.2. Используемые расходные материалы	197
Таблица 11.2.3. Вспомогательная техника	198

Таблица 11.2.4. Количество скважин и сумма обеспечения ликвидации	198
Таблица 11.2.5. Объемы и виды работ по технической рекультивации земель.....	199

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1. Обзорная карта-схема района работ	22
Рисунок 2.1.2.1. Тектоническая схема	34
Рисунок 2.1.2.2. Структурная карта по поверхности палеозоя (ОГ-PZ)	35
Рисунок 2.1.2.3. Структурная карта по кровле нижнедаульской свиты (K _{1nc1dl1})	36
Рисунок 2.1.2.4. Структурная карта по кровле верхнедаульской свиты (K _{1nc2dl2})	37
Рисунок 2.3.2. Зависимость давления от глубины	62
Рисунок 2.4.1. Результаты определения фазовой проницаемости продуктивных отложений верхнедаульской подсвиты (скв. КМ-4)	74
Рисунок 3.1. Границы геологического отвода и участка для проведения пробной эксплуатации месторождения Бестобе	84
Рисунок 3.2-Индикаторная диаграмма по скважине КМ-4. Интервал опробования – 762,0-767,7 м.....	96
Рисунок 3.3-Индикаторная диаграмма по скважине Б-10. Интервал опробования – 962,0-968,0 м.....	97
Рисунок 3.4-Зависимость изменения начального пластового давления от глубины.....	97
Рисунок 3.5-Зависимость изменения начальной пластовой температуры от глубины	98
Рисунок 6.3.1 - Принципиальная индивидуальная технологическая схема сбора жидкости по скважине на период пробной эксплуатации месторождения Бестобе на период 01.09.2021 по 31.10.2023 гг.....	167
Рисунок 6.5.1 - Принципиальная схема системы закачки пластовой воды в скважину Б-10, во время пробной эксплуатации месторождения Бестобе, на период 01.09.2021 по 31.10.2023 гг.....	173

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Название приложений	№ приложения	№ листа	Масштаб	Степень секретности
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
1	Структурная карта по кровле К _{1nc2dl2}	1	1	1:25 000	НС
2	Структурная карта по кровле К _{1nc1dl1}	2	1	1:25 000	НС
3	Структурная карта по кровле ОГ-PZ	3	1	1:25 000	НС
4	Глубинные разрезы через скважины	4	1	гор.1:25 000 верт.1:10 000	НС
5	Геологические профили по линиям I-I и II-II	5	1	гор.1:20 000 верт.1:2 000	НС
6	Геолого-литологический разрез по линии I-I и II-II	6	1	гор.1:10000 верт.1:500	НС
7	Схема обоснования ГНК и ВНК	7	1	1:500	НС
8	Продуктивный горизонт М-0-1 а) структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	8	1	1:25 000	НС
9	Продуктивный горизонт М-0-2 а) структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	9	1	1:25 000	НС
10	Продуктивный горизонт М-0-3 а) структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	10	1	1:25 000	НС
11	Продуктивный горизонт М-0-4 а) структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	11	1	1:25 000	НС
12	Продуктивный горизонт М-0-5 а) структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	12	1	1:25 000	НС
13	Продуктивный горизонт М-0-6-1 а) структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	13	1	1:25 000	НС
14	Продуктивный горизонт М-0-6-2 а) структурная карта по кровле коллектора	14	1	1:25 000	НС

	б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин				
15	Продуктивный горизонт М-0-7 а) структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных газонасыщенных толщин в) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	15	1	1:25 000	НС
16	Продуктивный горизонт М-0-8 а) структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	16	1	1:25 000	НС
17	Продуктивный горизонт PZ а) структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	17	1	1:25 000	НС
18	Карты проектных и пробуренных скважин	18	1	1:25 000	НС
19	Карты текущих и суммарных отборов нефти	19	1	1:25 000	НС
20	Карта-схема сейсморазведки 3Д	20	1	1:25 000	НС

Всего графических приложений 20, на 20 листах.

РЕФЕРАТ

Настоящий проектный документ: «Дополнение №2 к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.09.2021 г.)» состоит из двух томов:

Том I. Текст проекта содержит 209 страниц, включая 62 таблицы и 14 рисунков.

Том II. Графические приложения, включает одну папку с 20 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, ОБЪЕКТ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ПРОГНОЗНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ.

Настоящее дополнение №2 к проектному документу разработано в соответствии с Техническим заданием недропользователя, Кодексом Республики Казахстан № 125-VI от «27» декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании» (17), «Едиными правилами по комплексному и рациональному использованию недр» (18), «Методическими рекомендациями по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)» (19).

Настоящий проектный документ разработан по состоянию изученности месторождения Бестобе на 01.09.2021 г.

В работе приведены краткие сведения о геологической характеристике и количестве утвержденных ГКЗ Республики Казахстан в оперативном порядке запасов нефти и газа месторождения Бестобе (16). Приведен анализ результатов опробования, гидродинамических и геофизических исследований скважин в колонне и пластов.

На основании результатов проведенных исследовательских работ обосновано выделение на текущей стадии трех основных (М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) и двух возвратных (М-0-3 и М-0-4) объектов пробной эксплуатации. Остальные продуктивные горизонты, ввиду недостаточной изученности и незначительных запасов нефти, не рассматриваются в качестве объектов и подлежат доразведке.

Пробную эксплуатацию выделенных объектов рекомендуется продолжить существующими и проектными опережающими скважинами, как и было запроектировано в действующем дополнении к проектному документу (15). В рамках настоящего дополнения №2 к проектному документу дополнительно предусматривается выделение в качестве возвратного – горизонт М-0-4, для эксплуатации которого рекомендуется ввести две существующие скважины: одну в качестве добывающей и другую – нагнетательной. Вместе с тем, в дополнении к проекту эксплуатации (15) был рекомендован ввод в пробную экс-

плуатацию трех проектных опережающих добывающих и двух оценочных скважин, а в рамках настоящего дополнения № 2 к проекту пробной эксплуатации рекомендуется ввод в пробную эксплуатацию пяти проектных опережающих добывающих скважин с задачами доразведки.

Для доразведки месторождения и перевода запасов нефти и газа категории С₂ в более высокие рекомендуется провести дополнительные опробования объектов в существующих и проектных опережающих добывающих скважинах перед вводом в пробную эксплуатацию, согласно представленному графику. Итак, на все проектные опережающие добывающие скважины возлагаются задачи доразведки месторождения, в частности на проектные опережающие добывающие скважины Б-6 и Б-8: опробование продуктивных по ГИС интервалов; отбор и изучение керна, отбор и исследование проб нефти, газа и воды; проведение гидродинамических исследований (МУО, КВД, КВУ) и геофизических исследований по определению профиля притока и т.д.

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

Сакаюв Б.К.

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий проектный документ **«Дополнение №2 к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе»** выполнен по договору № 94-21/КМ от «14» сентября 2021 г. между АО «Кристалл Менеджмент» (далее – недропользователь) и ТОО «Мунай-газгеолсервис», согласно Технического задания, Кодекса Республики Казахстан № 125-VI от «27» декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании» (17), «Единых правил по комплексному и рациональному использованию недр» (18), «Методических рекомендаций по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)» (19).

Лицензионной территорией, на которой расположено месторождение Бестобе, владеет АО «Кристалл Менеджмент» согласно Контракта № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г. в пределах участка (блок А), на блоках XXVII-34-А (частично), В (частично), С, Е (частично), F (частично), 35-36-А, В (частично), С, D, Е (частично), F (частично); XXVIII-35-А (частично), В, С, D (частично), Е, F, 36.

Геологический отвод глубиной до пород кристаллического фундамента имеет площадь 18 256,48 км².

Согласно Дополнения № 8 (Государственный регистрационный № 4849-УВС МЭ от «22» сентября 2020 г.) к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., период разведки продлен до «31» октября 2023 г.

В 2013 г. компанией ТОО «Кен Багдар» был разработан **«Проект поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент»**, который был утвержден КГиН МИиНТ РК (Письмо за № 17-04/1381-кгн от «06» декабря 2013 г.). Проектным документом было предусмотрено проведение 2Д сейсморазведки в объеме 3985 пог.км, электроразведка в объеме 670 км, а также бурение и испытание 5 поисковых скважин (на ранее выявленных структурах Северная Ровная, Западная, Северный Жинишкекум, Ровная и Восточная). Все работы были поделены на 5 лет.

На основании вышеназванного проектного документа были выполнены сейсморазведочные работы 2Д в объеме 1335 пог. км, предусмотренные первым годом рабочей программы, а также электроразведочные работы в объеме 670 км.

В 2015 г. компанией ТОО «LARGEO ENERGY» был составлен и согласован отчет **«Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2Д по технологии CRS в 2014-3-й квартал 2015 г. на участке (Блок А), принадлежащему АО «Кристалл Менеджмент»** (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 720 от «17» сентября 2015 г.). В результате выявлены семь перспективных структур – Южный Жинишкекум, Дадикбай, Северный Жамантуз, Восточное Ровное, Северный Майбулак,

Сортобе и Западное Ровное, которые были рекомендованы к детальному изучению сейсморазведочными работами МОГТ-3Д с дальнейшим бурением в центральной части Блока А.

В 2014 г. компанией ТОО «SED» было разработано **«Дополнение к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент»**, которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 08-2-02/08-346 от «15» апреля 2015 г.).

Проектом были скорректированы объемы геологоразведочных работ, дополнительно заложены сейсморазведочные работы 2Д/3Д, бурение перенесено на 2016-2018 гг.

Согласно этому проекту, были выполнены сейсморазведочные работы 2Д/3Д в объеме 748 пог.км. и 400 кв.км, соответственно.

В 2015 г. компанией ТОО «LARGEO ENERGY» составлен и согласован отчет **«Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2Д по технологии CRS в 2015 г. на участке (Блок А), принадлежащему АО «Кристалл Менеджмент»** (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 730 от «12» ноября 2015 г.). В результате комплексного анализа были выявлены структуры Досжан Западный и Майтобе, которые были рекомендованы к детализации с помощью 2Д с дальнейшим бурением поисковых скважин.

В 2016 г. ТОО «Reservoir Evaluation Services» составлен и согласован отчет **«Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2015 г. на участках Ровное и Жинишкекум (Блок А) на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент»** (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 20/16 от «31» марта 2016 г.).

В 2015 г. компанией ТОО «SED» было разработано **«Дополнение № 2 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент»**, которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 08-2-03-7054/И от «20» ноября 2015 г.).

Проектным документом было скорректировано местоположение первых поисковых скважин и пересмотрены сроки строительства скважин, а также дополнительно были заложены сейсморазведочные работы 3Д в объеме 1000 кв.км.

Согласно вышеназванному дополнению к проектному документу, были выполнены сейсморазведочные работы 3Д в объеме 1000 кв.км.

По этим данным ТОО «Reservoir Evaluation Services» были составлены и утверждены два отчета: **«Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2016 г. на участке (Блок А), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент»**

мент» (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 772 от «01» июня 2017 г.) и «О результатах сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, проведенных в пределах северной части Блока А (Черкитаусской грабен-синклинали), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент» (протокол заседания совета МД «Запказнедра» № 64/2017 от «04» июля 2017 г.).

По результатам проведения сейсморазведочных работ МОГТ-3Д в объеме 1000 кв.км, были выявлены структуры – Досжан, Сулутабан, **Бестобе**, Караколь, Дарьябай, Ровное Юго-Восточное, Егизкара, Караколь Северный и Дарьябай Северный.

В 2016 г. ТОО «КазНИГРИ» было составлено **«Дополнение № 3 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент»**, которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 08-03-03-4878/И от «26» сентября 2016 г.).

Проектом предусматривалось бурение трех независимых поисковых скважин на структурах Северный Майбулак (КМ-1), Жинишкекум Южный (КМ-2) и Юго-Восточное Ровное (КМ-3) в 2016 г. и шести зависимых скважин (КМ-1_1, КМ-1_2, КМ-2_1, КМ-2_2, КМ-3_1 и КМ-3_2) в 2016-2018 гг., а также проведение 2Д сейсморазведочных работ (в северной части Контрактной территории) в объеме 931 пог.км в 2016 г.

Согласно вышеназванного проектного документа были выполнены сейсморазведочные работы 2Д в объеме 931 пог.км и пробурено 5 поисковых скважин, в 4-х из которых получены притоки нефти и открыты месторождения Северный Майбулак (КМ-1, КМ-1_1 и КМ-1_2) и Жинишкекум Южный (КМ-2).

В 2017 г. компанией ТОО «SED» было разработано **«Дополнение № 4 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент»**, которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 10-03-2247/И от «10» мая 2017 г.).

Проектом предусматривалось проведение 2Д/3Д сейсморазведочных работ в объеме 300 пог.км и 80 кв.км, соответственно, а также бурение шести поисковых скважин на структурах Северный Майбулак (КМ-1_3, КМ-1_4 и КМ-1_5), Караколь (КМ-7), Досжан (КМ-6) и **Бестобе (КМ-4)**.

По этим данным ТОО «Reservoir Evaluation Services» был составлен и утвержден отчет **«Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2017 г. на участке (Блок А), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент»** (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 787 от «06» марта 2018 г.). В результате вышеназванной работы были детализированы структуры Коньс Западный 1, 2, 3, 4 и подготовлены к поисковому бурению.

В результате бурения поисковых скважин уточнилось строение месторождения Северный Майбулак, а также были открыты новые залежи нефти и газа на структурах Досжан, **Бестобе** и Караколь.

Первооткрывательницей месторождения Бестобе является скважина КМ-4, где из отложений даульской подсвиты нижнего мела и палеозоя получены промышленные притоки нефти.

В 2018 г. компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» был подготовлен отчет **«Оперативный подсчет запасов нефти и газа на месторождении Бестобе, Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.06.2018 г.)»**. Вышеназванный отчет был утвержден в ГКЗ Республики Казахстан, запасы нефти и газа приняты в оперативном порядке на Государственный баланс запасов полезных ископаемых Республики Казахстан (протокол № 1995-18-П от «04» декабря 2018 г.).

Вышеназванный отчет по оперативному подсчету запасов нефти и газа послужил основанием для разработки проектного документа **«Проект пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.01.2019 г.)»**, который был рассмотрен и утвержден ЦКРР при МЭ Республики Казахстан (протокол № 9/10 от «19» апреля 2020 г.).

В 2020 г. компанией ТОО «Timal Consulting Group» по результатам бурения, интерпретации материалов ГИС и опробования семи скважин был повторно составлен отчет **«Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Бестобе Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 02.01.2020 г.)»**, который был вновь представлен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2182-20-П от «29» мая 2020 г.).

В рамках вновь утвержденного оперативного подсчета запасов дополнительно установлены два горизонта – М-0-2 и М-0-4. Кроме того, горизонт М-0-6 разделен на два подгоризонта – М-0-6-1 и М-0-6-2. Вместе с тем, уточнилось строение пластовых резервуаров: ранее представлялись как не нарушенные, а по результатам бурения и повторного пересчета, залежи имеют блоковое строение.

На основании вышеназванного оперативного подсчета запасов нефти и газа было разработано **«Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 0.106.2020 г.)»**, который был согласован ЦКРР при МЭ Республики Казахстан (протокол № 4/5 от «24» сентября 2020 г.).

В рамках дополнения к проектному документу было обосновано выделение трех основных (М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) и одного возвратного (М-0-3) объектов разработки.

Для проведения пробной эксплуатации рекомендовалось ввести из временной консервации существующие скважины и дополнительно ввести из бурения три проектных опережающих добывающих скважин. Для доразведки месторождения рекомендовалось пробурить две проектные оценочные скважины.

Продолжение пробной эксплуатации предусматривалось до «31» декабря 2022 г.

Недропользователь обратился в Компетентный орган с письмами (исх. № 99-20н от «27» марта 2020 г., № 154-20н от «10» июня 2020 г. и № 197-20н от «17» июля 2020 г.) с просьбами продления срока действия Контракта № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., в связи с вступлением обстоятельств непреодолимой силы. На основании обращений недропользователя, Компетентный орган разрешил продлить срок действия Контракта № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г. на 10 (десять) месяцев – до «31» октября 2023 г.

В 2021 г. ТОО «Мунайгазгеолсервис» по заданию недропользователя подготовило отчет **«Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Бестобе Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 05.02.2021 г.)»** (16), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2335-21-П от «22» июля 2021 г.).

Отличие вышеназванного оперативного подсчета от предыдущего заключается в переинтерпретации материалов ГИС и уточнении эффективных толщин, а также переводе запасов категории S_2 в S_1 путем дополнительного опробования существующих скважин. Бурение новых скважин за рассматриваемый период времени между оперативными подсчетами запасов не производилось.

На основании Дополнения №8 (Государственный регистрационный № 4849-УВС МЭ от «22» сентября 2020 г.) к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., а также утвержденного ГКЗ Республики Казахстан в оперативном порядке запасов нефти и газа разработан настоящий проектный документ **«Дополнение №2 к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.09.2021 г.)»** (15).

Цель пробной эксплуатации – уточнение имеющейся и получение 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 пробной эксплуатации – бурение и ввод в пробную эксплуатацию пяти проектных опережающих добывающих скважин с задачами доразведки и ввод в пробную эксплуатацию семи ранее пробуренных скважин; изучение приемистости коллекторов и пробная закачка воды в интервалы продуктивного горизонта М-0-4; изучение эффектив-

ных способов эксплуатации скважин и оптимальных технологических режимов; изучение возможных осложнений при добыче, сборе и подготовке скважинной продукции; проведение лабораторных биостратиграфических 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; для доразведки и перевода запасов категории C_2 в промышленную категорию C_1 , рекомендовано провести дополнительные опробования объектов в существующих и проектных опережающих добывающих скважинах.

Срок пробной эксплуатации – согласно Дополнения № 8 (Государственный регистрационный № 4849-УВС МЭ от «22» сентября 2020 г.) к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., период разведки по письменному обращению недропользователя Компетентным органом был продлен до «31» октября 2023 г.

Объекты пробной эксплуатации – на основании результатов проведенных исследовательских работ обосновано выделение на текущей стадии трех основных (М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) и двух возвратных (М-0-3 и М-0-4) объектов пробной эксплуатации. Остальные продуктивные горизонты, ввиду недостаточной изученности и незначительных запасов нефти, не рассматриваются в качестве объектов и подлежат доразведке.

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: АО «Кристалл Менеджмент», г. Алматы, ул. Утеген батыра, дом 21, 050062, Республика Казахстан. Контракт № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., Контрактная территория расположена на территориях Кызылординской (части Кармакшинского, Жалагашского, Сырдарьинского районов), Карагандинской (часть Улытауского района) и Актыубинской (часть Иргизского района) областей Республики Казахстан.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Контрактный участок АО «Кристалл Менеджмент» расположен на территории Кызылординской (части Кармакшинского, Жалагашского, Сырдарьинского районов), Карагандинской (часть Улытауского района) и Актюбинской (часть Иргизского района) областей Республики Казахстан (рисунок 1.1).

Месторождение Бестобе находится на территории листов L-41-XI, расположена в Жалагашском районе Кызылординской области.

В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Торгайской низменности.

На контрактной территории имеется достаточно хорошо развитая инфраструктура на соседних месторождениях Майбулак и Арысдум принадлежащие АО «ПККР» (5-10 км от месторождений Северный Майбулак, Караколь и Бестобе), которые на сегодня загружены только до 20% мощности подготовки и транспортировки товарной нефти в год. При подсоединении к имеющейся инфраструктуре товарная нефть может быть загружен на экспортный нефтепровод Казахстан-Китай и ШНОС. От Блока А до промысла месторождения Нуралы ТОО «СП «КГМ» расстояние в среднем составляет до 153 км. Также на юге проходит республиканский магистральный газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент». Ближайшими станциями железной и автомобильной дороги являются Торетам и Жосалы, расположенные соответственно в 75 и 90 км на юг от южной границы участка и административно относящиеся к Кызылординской области. Расстояние до ближайшего областного центра – города Кызылорда – 180 км, г. Жезказган – в 250 км к северо-востоку.

Планируемая добыча с 2020 г. на блоке А, обеспечит объемами на несколько десятков лет высвобождающуюся и/или простаивающую инфраструктуру соседних компаний-недропользователей: ПСН Майбулака мощностью 3000 куб/сут с нефтепроводом от Майбулака до Арыскума, ЦППН Арыскума мощностью 6000 куб/сут, нефтепровод Арысдум-Кумколь и Арысдум-Джусалы с нефтяным терминалом на Джусалах, ЦППН и УПГ компании «ТургайПетролеум» и др. Соответственно, наличие указанной инфраструктуры сокращает размер капитальных затрат в собственную инфраструктуру на блоке А.

На юго-востоке в 100 км расположено месторождение Кумколь, промышленное освоение которого начато в 1990 году.

В географическом отношении район работ представляет собой низменную равнину с отметками рельефа от 60 до 130 м, осложненную возвышенным плато с отметками 200-230 м над уровнем моря.

Растительный покров представлен типичной для пустынь и полупустынь растительностью: саксаулом, чиём, серой полынью, ковыльными и прочими представителями мелкотравья. В низинах увлажненные места густо зарастают тростником, камышом и осокой.

Животный мир и виды насекомых характерны для степной зоны Средней Азии, приспособившиеся к резко континентальной засушливой среде. Он достаточно разнообразен и тесно связан с ландшафтной зональностью.

Климат района – резко континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальная температура летом изменяется от «плюс» 30° С до «плюс» 35° С, минимальная зимой – от «минус» 35° С до «минус» 40° С. Осадки выпадают неравномерно, главным образом, в зимне-весенний период и их среднегодовое количество не превышает 150 мм.

Для района месторождения характерны сильные ветры: летом западные и юго-западные, в остальное время года – северные и северо-восточные, в зимнее время часты метели и бураны. Водные артерии на площади месторождения отсутствуют.

Для технического водоснабжения используются слабоминерализованные вода альбских и сеноманских горизонтов, залегающих на глубине от 70 м до 500 м.

Район не сейсмоактивный.

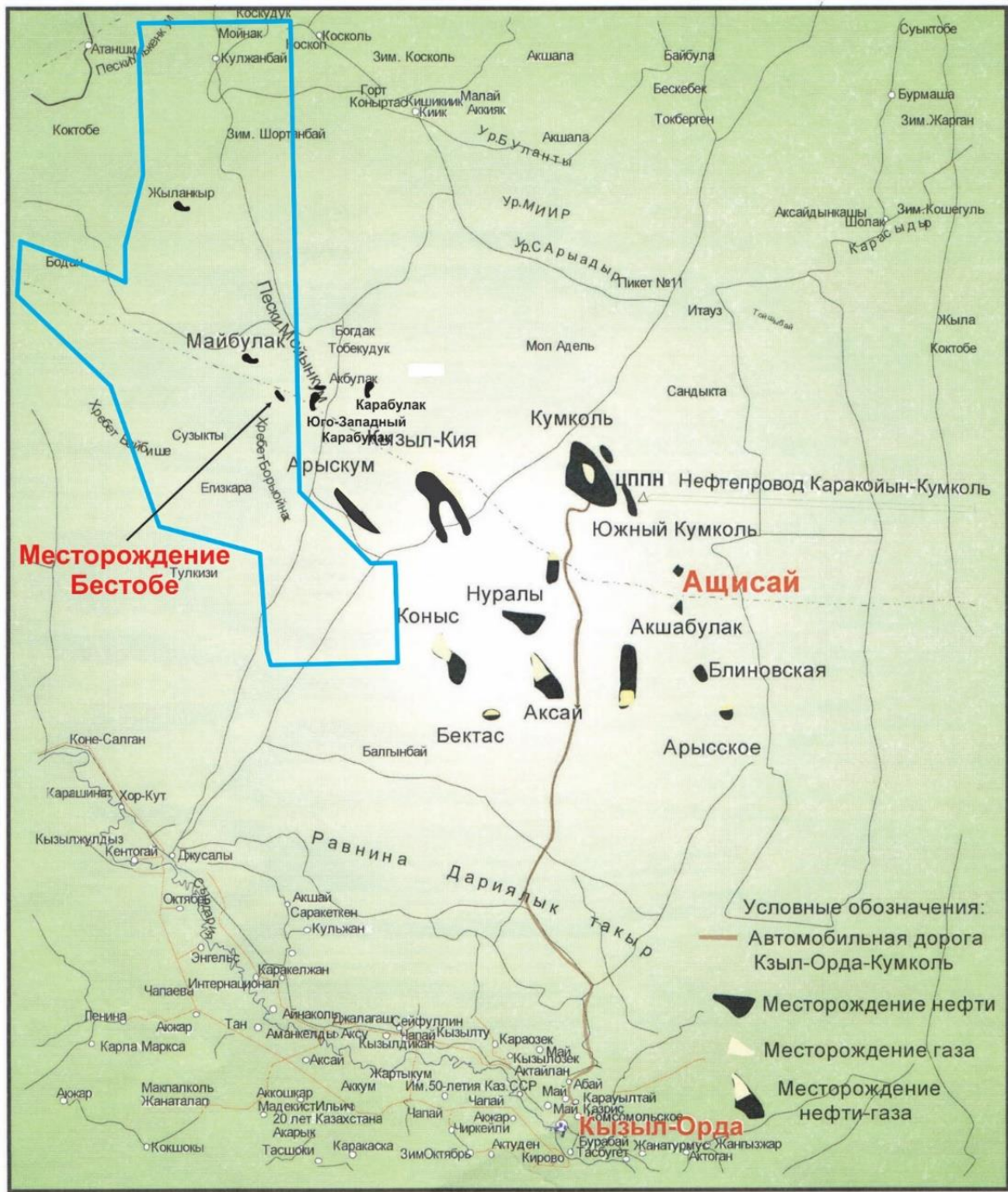


Рисунок 1.1. Обзорная карта-схема района работ

2. ГЕОЛОГО- ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Изучаемая территория относится к Южно-Тургайской НГО, которая включает в себя Арыскупский НГР на юге и Жыланшиковский ПНГР с Жинишкекумской нефтегазоносной зоной на севере. На востоке и юго-востоке НГО граничит с Улытауским мегаантиклинорием и горно-складчатыми сооружениями Большого Каратау, соответственно. На западе НГО соседствует с Нижне-Сырдарьинским сводом, на севере - условной границей является северная граница Жыланшиковского прогиба, на юге и юго-западе НГО ограничивается северо-западным продолжением Главного Каратауского разлома.

2.1 Характеристика геологического строения

2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

В строении Южно-Тургайской впадины (НГО), на которой расположен Контрактный участок принимают участие отложения от протерозойской до четвертичной системы. Стратиграфическая последовательность отложений состоит из образований протерозоя, палеозоя, мезозоя и кайнозоя.

В целом на территории Южно-Тургайского осадочного бассейна выделяется два структурных этажа:

I–нижний структурный этаж, который в свою очередь состоит из 2-х подэтажей (ярусов):

Нижний подэтаж – протерозой нижнепалеозойский подэтаж (кристаллический фундамент) сложенный сильно метаморфизованными и сильно дислоцированными образованиями.

Верхний подэтаж - верхнепалеозойский (верхнедевонско (фамен) – каменноугольный (турне-визе)) подэтаж, сложенный слабодислоцированными, слабометаморфизованными карбонатно-терригенными комплексами пород, по аналогии с соседним Шу-Сарысуйским бассейном, относимым к квазиplatformенному переходному комплексу.

II-верхний структурный этаж, внутри которого присутствуют 2 подэтажа:

Юрско-триасовый рифтогенный подэтаж

Мел, палеоген, неогеновый ортоplatformенный подэтаж.

Мезо- и кайнозойские отложения широко развиты и представлены преимущественно песчано-глинистыми образованиями. Однако среди них юрские и неогеновые имеют ограниченное распространение, а меловые и палеогеновые почти повсеместно.

Основные зоны нефтегазонакопления выявлены по различным стратиграфическим комплексам (меловым и палеозойским).

Непосредственно литолого-стратиграфический разрез месторождения Бестобе изучен по данным керна и ГИС пробуренных скважин, а также согласно данным пробурен-

ных скважин, рядом расположенных месторождений. По геолого-геофизическим данным пробуренных скважин, а также по данным сейсморазведки установлено, что в разрезе месторождения участвуют отложения неоген-четвертичной, палеогеновой и меловой систем, залегающие на складчатом докембрийском фундаменте (Графическое приложение 1). Скважинами месторождения Бестобе юрские отложения не вскрыты.

Согласно проведенных по скважине КМ-4 анализов по определению возрастных определений по фораминиферам и по споро-пыльце были выделены комплексы, приуроченные к меловым отложениям. Кроме того, в интервале 973,31-1191,23 м относящийся к подошве мела и кровле палеозоя были обнаружены комплексы определенных как верхняя юра (?), что противоречит всем имеющимся данным ГИС и корреляции самого Бестобе и рядом расположенных месторождений, что было отмечено и в ОПЗ-2018г, и возможно связано с «корой выветривания» фундамента. Самых подтверждающих возрастных характеристик палеозойского возраста на месторождении Бестобе нет.

Палеозойская группа (PZ)

На преобладающей части территории Южно-Торгайского бассейна непосредственно под мезозойским чехлом залегают отложения верхнего палеозоя – карбон-девонского возраста, а в меньшей части залегают образования нижнего палеозоя и протерозоя (PZ-PR), относимые к складчатому фундаменту, представленные метаморфическими породами: сланцами, гнейсами и порфиритами. Верхнепалеозойские квазиplatformенные образования карбона и девона, представлены карбонатно-терригенными отложениями.

Непосредственно на месторождение Бестобе кровля палеозойских отложений вскрыты в скважинах КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-5, Б-9 на глубинах от 990 до 1029 метров и была представлена корой выветривания, а именно брекчированными глинами с включениями угловатых агрегатов кварцитовидных песчаников мощностью чуть более одного метра, далее трещиноватыми кварцитами и сланцами:

Глины коричневые, брекчированные, с редкими вкраплениями зеленовато-серых глин, плотные, средне-крепкие, хрупкие, микрослюдистые, слабо известковистые, с включениями и гнёздами угловатых агрегатов кварцитовидного песчаника.

Кварцитовидные песчаники темно-серые, серые; агрегаты угловатые (до 5см в поперечнике), агрегаты сцементированы глиной описанной выше; массивные, крепкие, плотные, полимиктовые, разнозернистые, отмечаются редкие вертикально направленные трещины выполненные кальцитом; состав кремнисто-кварцевый, полевые шпаты, каолинит, слюда, обильно кальцит в виде гнёзд, прожилков и натёков; полуокатанные, угловатые и полуугловатые, сортировка средняя, на кремнистом цементе контактово-порового, порового и базального типа, цементация прочная.

Кварциты серые, темно-серые, плитчатые, трещиноватые, трещины преимущественно ориентированы под углом 60-90° относительно горизонтали и частично выполнены глиной или кальцитом, а так же кварцем, весьма крепкие, плотные, излом на свежем сколе зернистый и участками ступенчатый; кварц зернистый, так же кристаллический в виде тонких стяжений локализованных по плоскостям трещиноватости и цементирующего материала, угловатые зёрна кремнистых пород, микровкрапления железистых минералов, полевые шпаты, глауконит, слюда, каолинит; на кремнисто-кварцевом и кварцевом цементе порового и базального типа, локально контактово-порового типа, цементация весьма крепкая. В кровельной части с признаками УВ, локализованных по плоскостям трещиноватости.

Аргиллиты темно-вишнево-красные, прослойками темно-серые, светло-серые, плотные, плитчатые, иногда микросланцеватые, слюдистые, текстура массивная, местами тонкополосчатая, обусловленная переслаиванием красноцветных и сероцветных слоев; структура пелитоморфная или микрокристаллическая; порода трещиноватая, трещины выполнены микрокристаллическим кварцем, микрочешуйчатым хлоритом; также отмечаются неравномерные скопления чешуек биотита. Порода в основном окремнелая, очень крепкая.

Сланцы зеленовато-серые, беловато-серые, кристаллические, каолиновые, хлоритизированные, плотные, крепкие, плитчатые, структура скрыто-микрокристаллическая, текстура массивная, в отдельных агрегатах микрополосчатая, агрегаты угловатые, оскольчатые, иногда с раковистым изломом, окремнелые, не карбонатные.

К отложениям выветрелой коры палеозоя приурочен продуктивный горизонт PZ.

Толщина вскрытых отложений варьируют в пределах от 19м (Б-9) до 207м (КМ-4).

Мезозойская группа (MZ)

Меловая система – К

Меловая система в районе исследований залегает с региональным размывом и угловым несогласием на отложениях палеозоя.

Меловой разрез расчленяется на нижний и верхний отделы, а также свиты и под-свиты.

По палеонтологическим исследованиям керны по присутствию *Psammospaera aff. parva* Crespin, *Saccamina alexanderi* (Loeblich et Tappan), *Pelosina aff. lagenoides* Crespin, *Reophax deccheri* Tappan. *Reophax cf. consonus* Bulynnikova, *Ammovertella aff. cellensis* Bartenstein et Brand, *Ammobaculites aff. grossus* Crespin, *Ammobaculites cf. subcretaceus* Cushman et Alexander, *Ammobaculites cf. implanus* Crespin известны из нижнего мела Австралии, а *Ammobaculites cf. reophacoides* Bartenstein и *Ammobaculites cf. irregulariformis*

Bartenstein et Brand, *Ammobaculites cf. planus* Mjatluk, *Trochammina cf. egisensis* Mjatluk, *Trochammina cf. fusca* N. Belousova, *Quinqueloculina aff. oviformis* Bulynnikova, *Verneuilinoides cf. caspiensis* Mjatluk, *Vaginulina cf. riedeli* Bartenstein et Brand, *Gaudryina cf. gerkei* (Vassilenko), *Tritaxia pyramidata* Reuss определяется нижнемеловой возраст комплекса (**К₁**).

Нижний отдел – К₁

В разрезе нижнемеловых отложений выделяются породы неокомского надъяруса, аптского и альбского ярусов. В состав неокомского надъяруса входит даульская свита, которая подразделяется на нижнедаульскую и верхнедаульскую подсвиты. К отложениям альбского и аптского ярусов приурочены карачетаусская и кызылкиинская свиты.

Нижнедаульская подсвита (К_{1nc1dl1}). Основная верхняя часть подсвиты является региональным флюидоупором над нефтегазоносными комплексами юры и арыскупского горизонта. Отложения представлены красновато-коричневыми/коричневыми карбонатными глинами с редкими маломощными прослойками и линзами алевролитов и тонко-мелкозернистых песчаников.

Глины коричневатые, плотные, средне-крепкие и крепкие, ломкие, массивные, микрослюдистые, с включениями гнёзд зеленовато-серых алевролитов, включения окатанных обломков кальцита, излом неровный, ступенчатый, слабо карбонатные.

Алевролиты зеленовато-серые, тонкослоистые, плитчатые, средне крепкие, микрослюдистые, массивные, плотные, излом ступенчатый, на глинисто-карбонатном цементе.

Песчаники зеленовато-серые, пятнами коричневые, плотные, тонкоплитчатые, средне крепкие и крепкие, микропористые, тонко-мелкозернистые, полимиктовые, состав кварцево-полевошпатовый, глауконит, кальцит, микрослюда, зёрна полуокатанные, полуугловатые, сортировка хорошая; на карбонатном и карбонатно-глинистом цементе, тип цементации контактово-поровый, цементация средне крепкая, локально крепкая. Преимущественно с признаками УВ.

К песчаным отложениям нижнедаульской подсвиты приурочены продуктивные горизонты М-0-7 и М-0-8.

Отложения вскрыты толщинами 49-109,5м.

Верхнедаульская подсвита (К_{1nc2dl2}). Верхняя часть верхнедаульской подсвиты представлена переслаиванием тёмно-серых и зеленовато-серых глин, песчаников и гравелитов, с редкими маломощными прослойками алевролитов:

Глины темно-серые, серые, пластичные, комковатые, вязкие, слабо карбонатные, обильно ОРД, слюдистые, с градацией в алевролит.

Глины светло-зеленовато-серые, зеленовато-серые, красновато-серые, вязкие, пластичные, перетертые, также полуплитчатые, средне крепкие, уплотненные, слюдистые, не известковистые или слабо карбонатные (доломитизированные).

Гравелиты темно-серые, черные, полупрозрачные сколы и обломки кварцево-кремнистого состава, гравий, обломки галек, зерна кварца грубой и крупной песчаной размерности, гнезда и желваки пирита, хлорит в виде примазок на зернах кварца и включений в цементе, незначительно биотит, ОРД. Цемент песчанисто-алевритовый, глинистый, кальцитовый, контактового типа, цементация различная.

Песчаники беловато-серые, кварцевые, мелко-среднезернистые, алевритистые, слабо глинистые, крепкие, плотные; в основном кварц и зерна и обломки силицитов, незначительно хлорит, микрослюда, полевые шпаты, ОРД, пирит; зерна полуугловатые, полуокатанные, окатанные, хорошо отсортированные. Цемент глинисто-кварцевый, кальцитовый, реже полевошпатовый, контактового контактового типа, цементация средняя. В основном в виде цементирующего материала в гравелитах.

Алевролиты светло-зеленовато-серые, массивные, плотные, средне крепкие, единичные агрегаты крепкие (слабо окварцованные), полуплитчатые, слюдистые, зеленовато-серые разности не известковистые.

Средняя и нижняя часть разреза представлена преимущественно водонасыщенными и реже нефтенасыщенными песчаниками с прослойками глин и алевролитов.

Алевролиты зеленовато-серые, массивные, плотные, крепкие, кварцевые, глинистые, микрослюдистые, хлоритизированные, слоистые, не известковистые, излом сланцеватый.

Глинызеленовато-серые, редко красновато-коричневые, плотные, массивные, средне крепкие, хрупкие, хлоритизированные, микрослюдистые, на свежем сколе излом неровный, занозистый, блеск восковидный, шелковистый; пирит в виде гнезд и редких корочек, не карбонатные.

Песчаники темно-зеленовато-серые, полимиктовые, мелкозернистые, крепкие, хрупкие, микро-тонкопористые, глинистые; кварц, глауконит, полевые шпаты, кальцит, хлорит, зерна силицитов, слюда; отмечаются включения и прослойки хлоритовых глин, не выдержанные по мощности и разнонаправленных; зерна прозрачные, зеленые, темно-желтые, белые, полуугловатые, полуокатанные, хорошо отсортированные. Цемент кальцитовый, глинисто-кальцитовый, в основном контактового, локально контакто-порового и порового типа, прочность цементации различная.

К отложениям верхнедаульской подсвиты приурочены продуктивные горизонты М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6.

Вскрытая толщина отложений 211,79-219,74м.

Апт-альб (К1а-а1-2) нерасчлененные ярусы образуют отложения карачетауской и кызылкинской свиты.

Карачетауская свита. Верхняя и средние части разреза карачетауской свиты характеризуется переслаиванием тёмно-серых глин, серых песчаников, с пропластками гравелитов и в кровельной части кварцитовидных песчаников:

Глины темно-серые, пластичные, вязкие, мягкие, частично уплотненные, микрослюдистые, алевритисто-песчанистые, неравномерная градация в глинистый алевролит.

Кварцитовидный Песчаник серый, беловато-серый, мелкозернистый, плотный, крепкий, слабо глинистый; в основном кварц, биотит, так же ОРД, полевые шпаты, обломки карбонатов; зерна угловатые, сдавленные, полуокатанные и окатанные, средне отсортированные. Цемент кварцевый, кремнистый, базального и порового типа.

Песчаники серые, беловато-серые, кварцевые, тонко-мелкозернистые, отдельные среднезернистые агрегаты, плотные, слабо средне крепкие и крепкие: кварц, обломки силицитов, слюда, ОРД, пирит, редко хлорит; зерна полуугловатые, полуокатанные, окатанные средне отсортированные. Цемент глинистый, контактовый, очень слабый; агрегаты на кварцевом цементе контактово-поровом, цементация прочная.

Гравелиты кварц-силицитового состава, кремнистый гравий темно-серого, черного и темно-бурого цвета, крупно-грубозернистый кварцевый песок прозрачный, матовый, редкие угловатые сколы и обломки, фрагменты полевых шпатов, желваки пирита, гнезда биотита; зерна окатанные, сортировка средняя, без видимой цементации.

Нижняя часть разреза характеризуется преимущественно светло-серыми и серыми песчаниками с маломощными прослойками светло-серых известняков, углей и алевролитов:

Песчаники серые, беловато-серые, кварцевые, тонко-среднезернистые, слабо крепкие и крепкие, плотные, глинистые, алевритовые; кварц, кальцит, включения карбонатов, угловатые обломки кремнистых пород, глауконит, ОРД, слюда. Зерна угловатые, полуугловатые, полуокатанные, средне и хорошо отсортированные. Цемент кварцево-карбонатный, кальцитовый, глинисто-известковистый, контактово-порового, порового и базального типа, цементация различная.

Известняк глинистые светло-серые, беловато-серые, пелитоморфные, микрокристаллические, мелоподобные, мягкие, рыхлые, перетертые, глинистые, алевритовые. Глины темно-серые, серые, пластичные, комковатые, вязкие, слабо карбонатные, обильно ОРД, слюдистые, с градацией в алевролит.

Алевролиты темно-серые, массивные, плотные, слюдистые, частично с примесью тонкозернистого кварцевого песка, биотит в виде гнездитонких просечек.

По палинологической анализу в пыльцевой части палиноспектров доминирует пыльца хейролепидиевых – *Classopollis* (35,5%): *Classopollis* sp., *C. Classoides* Pflug., *C. minor* Ros. et Jansonius, *C. gyroflexus* Kos. и пыльца двухмешковых хвойных молодого облика с хорошо развитыми воздушными мешками семейства *Pinaceae-Podocarpaceae* (26,4%) с видами: *Piceapollenites* sp., *P. variabiliformis* (Bolch.) M. Petr., *P. mesophyticus* (Bolch.) M. Petr., *Pinuspollenites* sp. Субдоминирующей является однобороздная пыльца *Ginkgocycadophytus* (14,4%) и пыльца типа *Inaperturopollenites-Araucariacites* (9,6%).

Среди спор отмечены единичные меловые формы *Staplinisporitescaminus* (Balme) Pock., *Trilobosporitesasper* (Bolch.) Vor.

Описанный спектр по таксономическому составу, в первую очередь по доминированию пыльцы *Classopollis*, обнаруживают сходство с меловыми комплексами Восточного Казахстана (Котова, 1991) и других сопредельных регионов. В спектре отмечены нижнемеловые формы *Staplinisporitescaminus* (Balme) Pock., *Trilobosporitesasper* (Bolch.) Vor.

Вскрытые толщины отложения 233,93-243,7 м.

Нижний – верхний отделы - К₁₋₂

Отложения представлены **кызылкиинской свитой (К_{1-2al3-s})** преимущественно глинами с прослойками менее мощных песчаников и алевролитов.

Глины пестроцветные, красновато-бурые, желтовато-серые, светло-коричневые, беловато-серые, светло-зеленые, мягкие, пластичные, слабо вязкие, комковатые, микрослюдистые, алевритистые, слабо известковистые, иногда с примесью тонкозернистого кварцевого песка.

Глины зеленовато-серые, светло-серые, плотные, массивные, средне крепкие, плитчатые, иногда перетертые, мягкие, комковатые, микрослюдистые, гнезда биотита, пирит, местами с примесью тонкозернистого кварцевого песка, не известковистый; отмечается неравномерная градация в глинистый Алевролит.

Песчаники светло-серые, серые, красновато-бурые, тонко-мелкозернистые, кварцевые, слабо крепкие; рых рыхлые, кварц, глауконит, слюда, полевой шпат, ОРД, хлорит, пирит; зерна полуугловатые, полуокатанные и окатанные, хорошо отсортированные. Цемент глинистый, контактового типа, цементация слабая.

Алевролиты светло-зеленые, массивные, хлоритизированные, плотные, слабо средне крепкие, хрупкие, полуплитчатые, микрослюдистые, включения биотита, хлорит в виде пятен и тонких вкраплений, кристаллы пирита, редкий ОРД.

Толщина вскрытых отложений 129-146м.

Верхний отдел – К₂

В его составе выделяются **маастрихтский, кампанский ярус (К₂km)**, **балапанская свита** нижнего турона (**К₂t₁**) и нерасчлененные отложения верхнего турона-сантона (**К₂t₂-st**).

Балапанская свита нижнего турона (**К₂t₁**) в кровле сложена тёмно-серыми и серыми глинами мощностью до 7м. Далее по разрезу тонко-мелкозернистые пески мощностью 33м. Нижняя половина свиты представлена переслаиванием серых и светло-серых глин и песчаников.

Пески светло-серые, серые, полимиктовые, тонко-мелкозернистые, мелкозернистые, глинистые, алевритистые; кварц, мусковит, биотит, хлорит, зерна глауконита, полевые шпаты, ОРД; зерна полуугловатые, полуокатанные, окатанные, сортировка хорошая.

Глины серые, прослойками светло-серые, уплотненные, полуплитчатые, средне крепкие, песчанисто-алевритистые и однородные, микрослюдистые, участками с большим содержанием биотита в виде гнезд, вкраплений и параллельных микрослойков, не карбонатные, участками отмечается неравномерная градация в глинистый алевролит Песчаники серые, светло-серые, полимиктовые, мелкозернистые, алевритистые, иногда очень глинистые, слабо средне крепкие; кварц, обильно слюда (биотит, мусковит), полевые шпаты, включения ОРД, единично кристаллы кальцита; зерна полуугловатые, полуокатанные, окатанные, средне отсортированные. Цемент глинистый контактовый, иногда контактово-поровый, цементация средняя.

Отложения свиты вскрыты толщинами 62-103м.

Турон-сантонский ярус верхнего мела. Отложения турон-сантонского возраста сложены пропластами пестроцветных глин и средне-мелкозернистых песков. Мощность пластов песка достигают 22 м, а глин до 8м.

Пески серые, коричневые, средне-мелкозернистые, полимиктовые, от окатанных до полуокатанных, полусферичные, зерна кварца прозрачные, полупрозрачные, средней сортировки. С включениями пирита, глауконита.

Глины коричневые, темно-серые, серые, местами зеленовато-серые, от полублочных до блочных, алевритистые, мягкие, рыхлые, средней плотности, однородные и неравномерно алевритистые, также местами с обильной примесью тонкозернистого кварцевого песка, участками слабо карбонатные.

Отложения свиты вскрыты толщинами 46-116м.

Кампанский ярус верхнего мела. Отложения представлены в основном песками. В отложениях толща песков достигает 28м. Подошвенная часть свиты представлена глинами с пропластками песка.

Глины серые, местами светло-серые, аморфные, алевритистые, не карбонатные, средней плотности.

Пески серые, средне-мелкозернистые, полимиктовые, зёрна окатанные и полуокатанные, полусферичные, зерна кварца прозрачные, полупрозрачные, хорошей сортировки, с включениями пирита. Толщина отложений 26-71м.

Маастрихтский ярус верхнего мела. Отложения представлены песками серыми, средне-мелкозернистыми, полимиктовыми, зёрна окатанные и полуокатанные, полусферичные, зерна кварца прозрачные, полупрозрачные, хорошей сортировки.

Толщина отложений 40-78м.

Кайнозой-KZ

Палеоген-неоген-четвертичная система – P+N+Q

Отложения палеогена, неогена и четвертичной системы в пределах изучаемой территории вскрыты всеми пробуренными скважинами. Они с размывом залегают на различных горизонтах верхнего мела. В палеогене выделяются палеоцен, эоцен и олигоцен, в неогене – миоцен и плиоцен. В свою очередь, отделы достаточно уверенно расчленяются на ярусы и свиты.

Отложения палеогена залегают горизонтально с несогласием на размытой поверхности мела. Четвертичный покров района очень разнообразен и имеет повсеместное распространение. Осадки типичные для пустынного литогенеза: эоловые, озерно-аллювиальные, солончаково-такырные и др. Толщина каждого генетического типа не превышает 2-3 м. Максимальная толщина четвертичных наносов не превышает 20 м.

2.1.2 Тектоника

В тектоническом отношении район Контрактной территории приурочен к западной периферийной части Южно-Торгайского осадочного бассейна (рис. 3.2.1). В строении по фундаменту участвуют три крупные структуры второго порядка: Жыланшикский и Арыс-кумский прогибы, разделенные Мынбулакским поднятием, осложненных, в свою очередь, структурными элементами более низких порядков.

На преобладающей части территории Южно-Торгайского бассейна непосредственно под мезозойским чехлом залегают отложения верхнего палеозоя – карбон-девонского возраста, а в меньшей части залегают образования нижнего палеозоя и протерозоя (PZ-PR), относимые к складчатому фундаменту, представленные метаморфическими породами: сланцами, гнейсами и порфиритами. Верхнепалеозойские квазиplatformенные образования карбона и девона, представлены карбонатно-терригенными отложениями.

В целом на территории Южно-Торгайского осадочного бассейна выделено два структурных этажа:

I–нижний структурный этаж, который в свою очередь состоит из 2-х подэтажей (ярусов):

Нижний подэтаж – протерозой нижнепалеозойский подэтаж (кристаллический фундамент) сложенный сильно метаморфизованными и сильно дислоцированными образованиями.

Верхний подэтаж - верхнепалеозойский (верхнедевонско (фамен) – каменноугольный (турне-визе)) подэтаж, сложенный слабодислоцированными, слабометаморфизованными карбонатно- терригенными комплексами пород, по аналогии с соседним Шу-Сарысуйским бассейном, относимым к квазиplatformенному переходному комплексу.

II-верхний структурный этаж, внутри которого присутствуют 2 подэтажа:

Юрско-триасовый рифтогенный подэтаж

Мел, палеоген, неогеновый ортоplatformенный подэтаж.

Основные зоны нефтегазонакопления выявлены по различным стратиграфическим комплексам (меловым и палеозойским).

Структура Бестобе находится в пределах западной части Аксайской горст-антиклинали Арыкумского прогиба Южно-Торгайского осадочного бассейна.

Домезозойский структурный этаж.

Домезозойские отложения на месторождении Бестобе вскрыты в скважинах КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-5, Б-9 на глубинах от 990 до 1029 метров и была представлена корой выветривания, а именно брекчированными глинами с включениями угловатых агрегатов кварцитовидных песчаников мощностью чуть более одного метра, далее трещиноватыми кварцитами и сланцами, аргиллитами.

Структура Бестобе по поверхности палеозоя (ОГ-PZ) представляет собой брахиантиклинальную складку, простирающуюся с юга-востока на северо-запад. Структура по краям осложнена серией тектонических разломов: F1, F2, F3 и F4, простирающихся с юго-востока на северо-запад. Западная часть поверхности палеозоя погружается с отметок -930м до -1800 м, где присутствующие разломы F2 и F3 образует мелкие ступени, у которых амплитуда колеблется от 10 до 25 м. Восточная часть структуры ступенчато погружается за счет разломов F1 и F4, где амплитуда разлома F1 равна 60м, амплитуда разлома F4 колеблется от 60 до 250м. Размеры брахиантиклинальной структуры по замкнутой изогипсе -900м составляют по длине 4,8км, ширина колеблется от 0,8км до 1,6км (рис.3.2.2). Предполагаемый малоамплитудный разлом f1 проходит по центру структуры с юго-запада на северо-восток и отделяет скважину Б-10 от остальных скважин.

Платформенный структурный этаж

В строении яруса участвуют юрские, меловые и палеогеновые отложения. Платформенные отложения накапливались на домезозойском палеорельефе, наследуя его выступы, заполняя низкие депрессионные участки или котловины.

Отложения юрского комплекса выделяются в бортовых частях структуры. На структурном плане в центральной части юрские отложения литологически выклиниваются. Также два участка выклинивания находятся в северной и южной частях северо-восточного борта, которая резко погружается в юго-западном направлении (с отметок -1360 до -1410м).

Юго-западная бортовая часть структуры представляет собой поднятие погружающаяся в западном направлении (с отметок -960 до -1160).

Структурные планы отложений K_{1nc1dl_1} и K_{1nc2dl_2} (рис.3.2.3 и 3.2.4) унаследованно повторяют друг друга. Поднятия по кровле отложений K_{1nc1dl_1} и K_{1nc2dl_2} литологически выклиниваются в юго-западном направлении, постепенно погружаясь в северо-восточном направлении с отметок -770 до -1160 м и с -560 м до -810 м, соответственно. Поднятия в центральных частях осложнены тектоническими разломами F1, F2 и f1, где амплитуда разломов составляет 5-10м. Предполагаемый малоамплитудный разлом f1 проходит по центру структуры с юго-запада на северо-восток и отделяет скважину Б-10 от остальных скважин.

На структурной карте K_{1nc1dl_1} в центральной части закартирована брахиантиклинальная двухсводовая структура, простирающаяся с юга на северо-запад. Размеры этой структуры по замкнутой изогипсе -810м составляют по длине 5,8км, ширина колеблется от 1,9 км до 2,25 км, с амплитудой 60м. В рамках данной работы с учетом результатов бурения новых скважин уточнено положение и простираение разлома F2 и высота выступа палеозоя.

На структурной карте K_{1nc2dl_2} в центральной части закартирована брахиантиклинальная двухсводовая (северная и южная своды) структура, простирающаяся с юга на северо-запад. Размеры этой структуры по замкнутой изогипсе -580 мм составляют по длине 5,5 км по ширине 2,0 км.

Поднятия в центральных частях осложнены тектоническими разломами F1, F2, где амплитуда разломов составляет 5-10м.

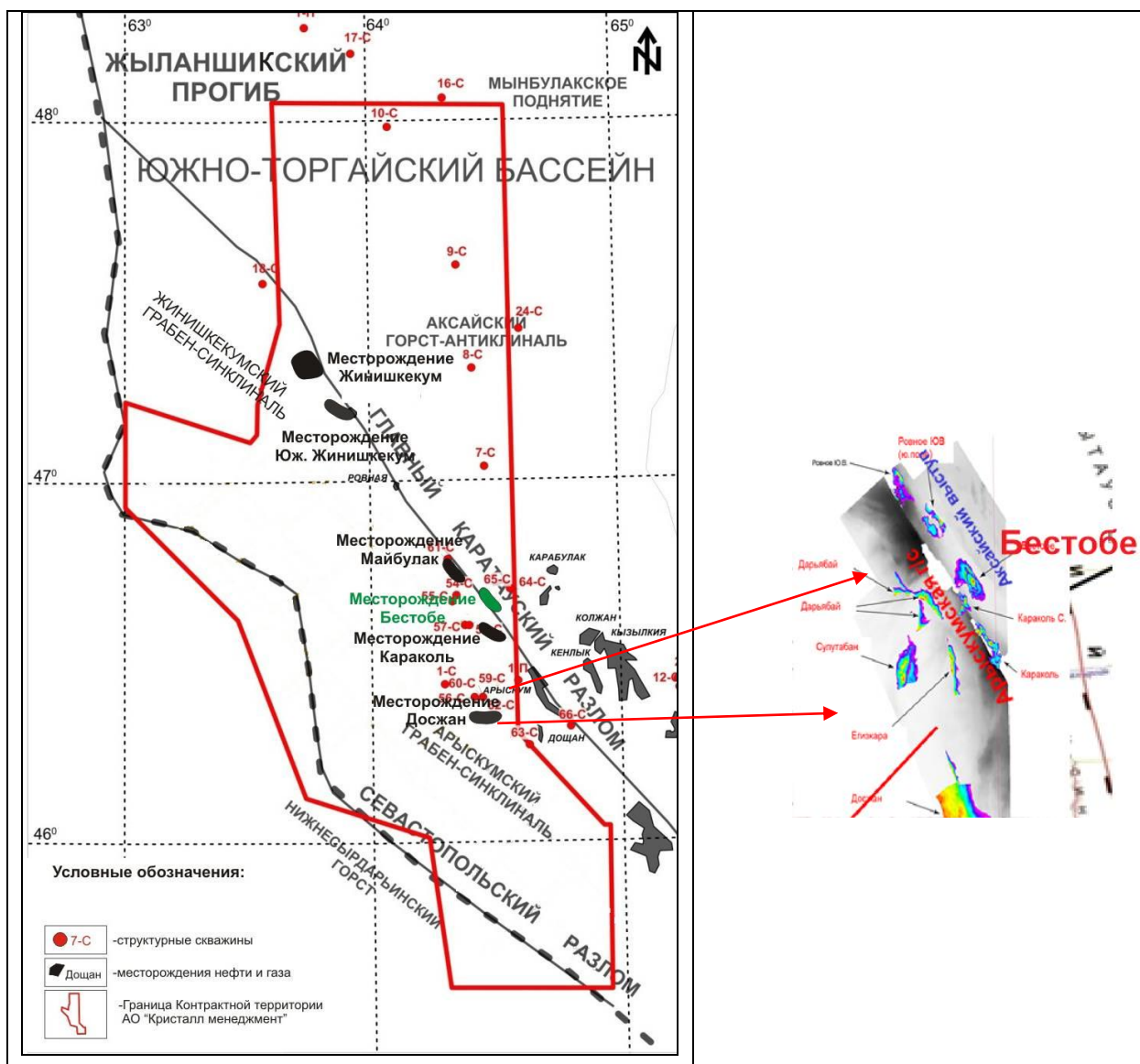


Рисунок 2.1.2.1. Тектоническая схема

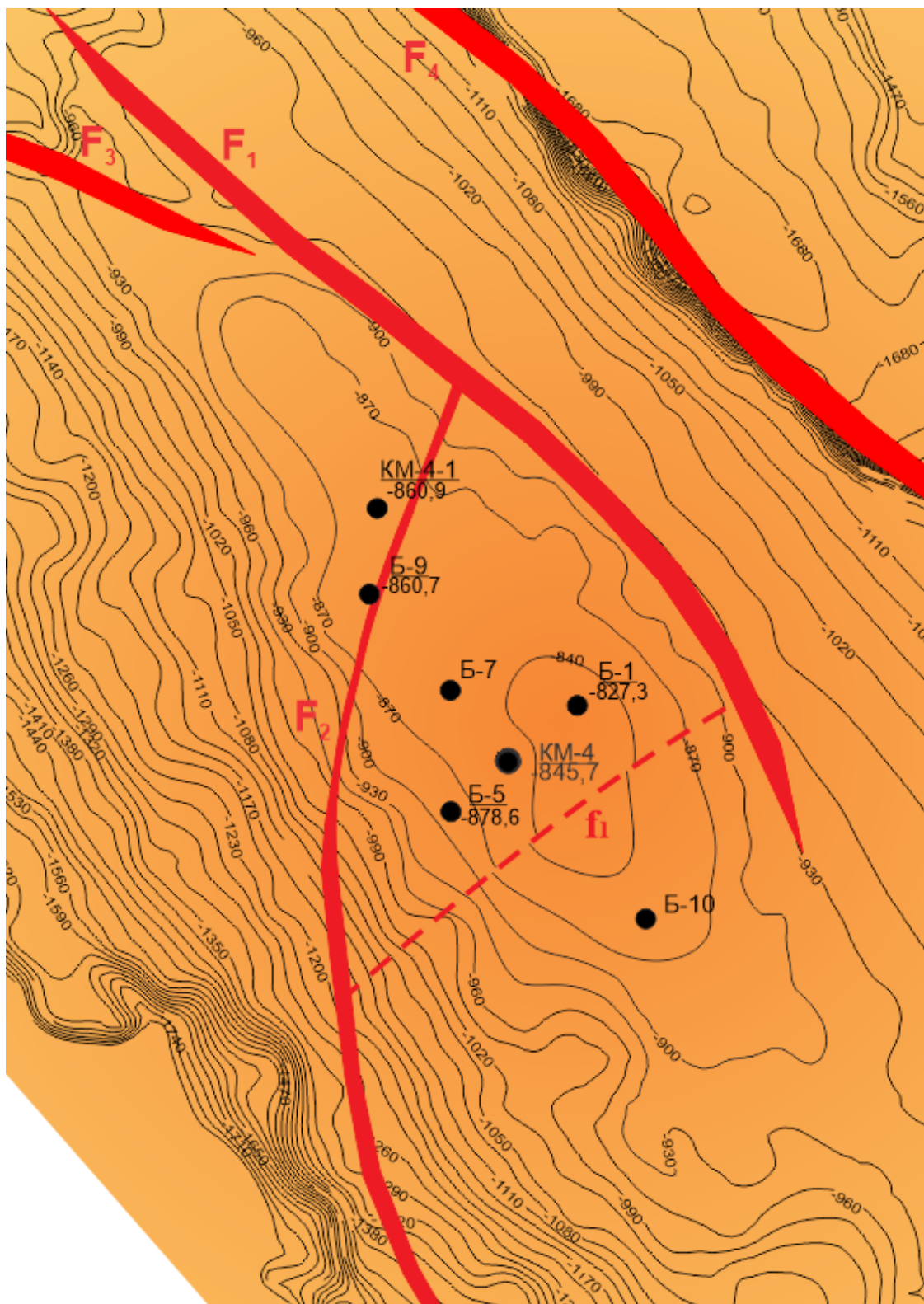


Рисунок 2.1.2.2. Структурная карта по поверхности палеозоя (ОГ-РЗ)

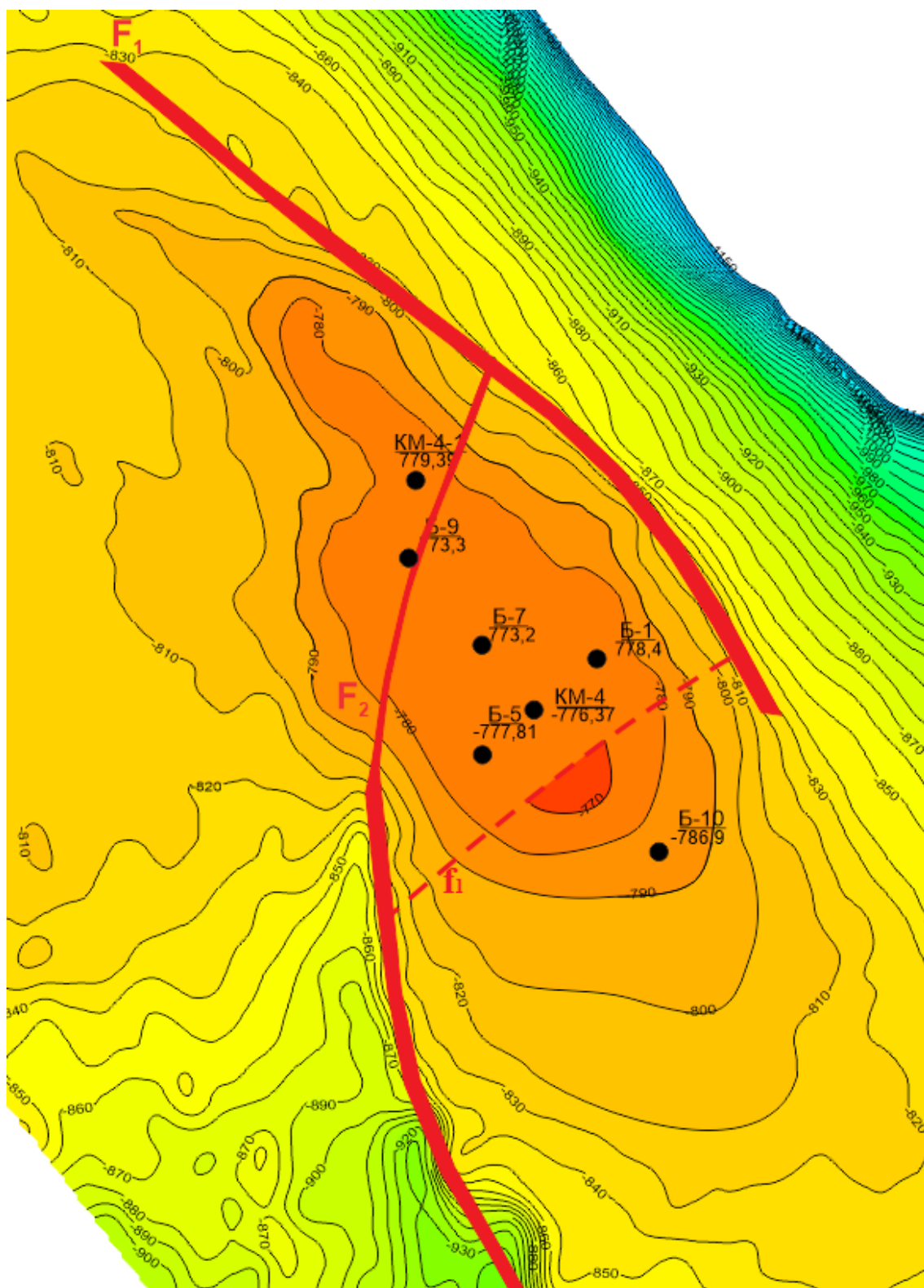


Рисунок 2.1.2.3. Структурная карта по кровле нижнедаульской свиты (К₁nc1d₁)

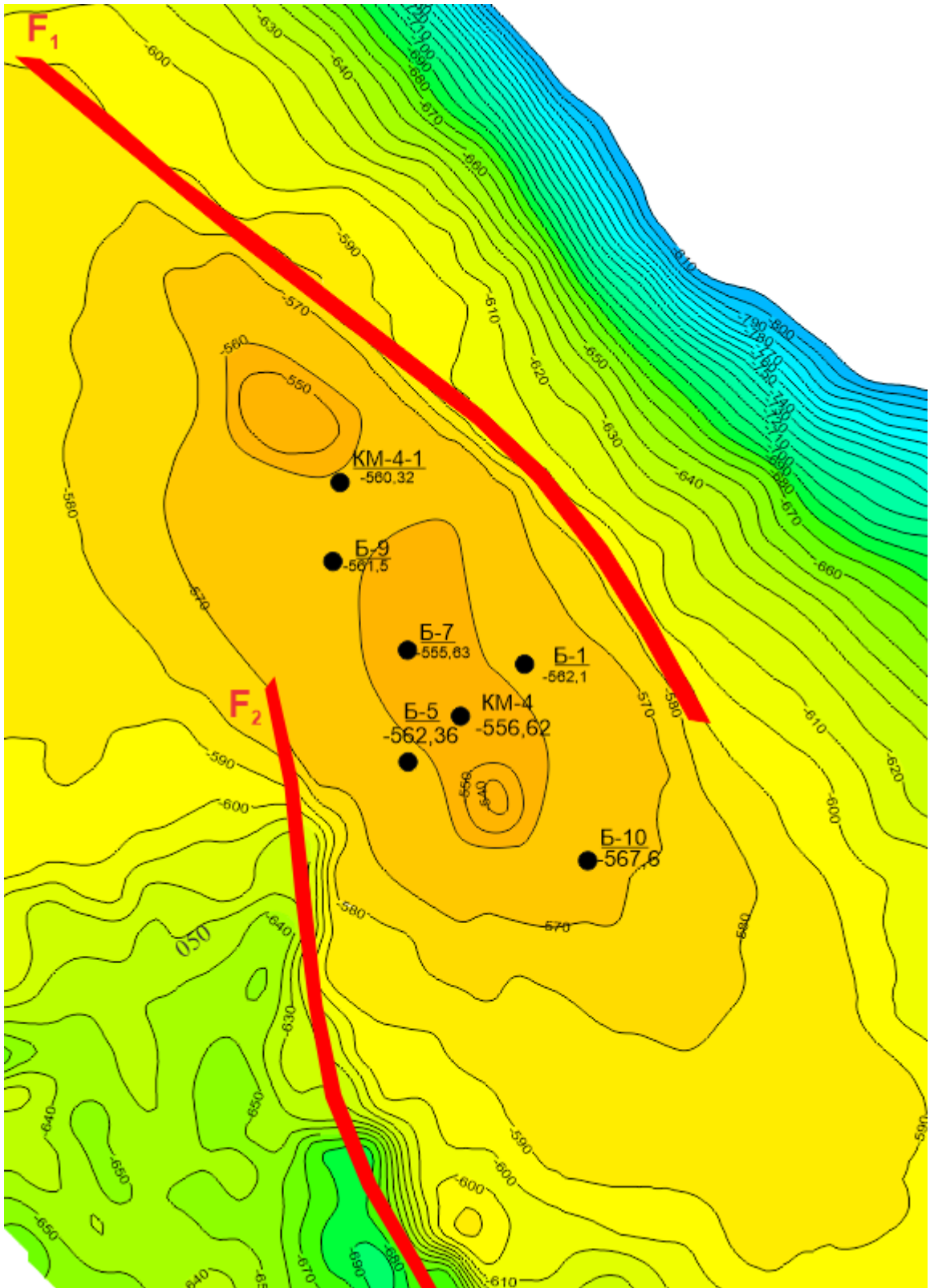


Рисунок 2.1.2.4. Структурная карта по кровле верхнедаульской свиты (K1nc2dl2)

2.1.3 Нефтегазоносность

Месторождение Бестобе расположено в пределах северной приграничной части Арыкумского прогиба, Южно-Торгайской впадины, которая 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 палеозойской и мезозойской групп.

В Южно-Торгайской впадине к настоящему времени выявлено более 35 месторождений нефти и газа. Среди них - Кумколь, Майбулак, Кумколь Южный, Коныс, Арысқум, Кызылкия, Кенлык, Нуралы, Карабулак, Жинишкекум и др.

Залежи нефти и газа открыты в верхнеюрских, среднеюрских, нижнеэокомских и верхнеэокомских отложениях. Кроме того, установлена нефтегазоносность выветрелой части фундамента на структурах Кенлык, Караванчи, Кызылкия, Акшабулак, Карабулак, Юго-Западный Карабулак и др.

Месторождения открыто в 2017-2018 гг. Первооткрывательницей месторождения является скважина КМ-4, где установлена нефтегазоносность отложений палеозоя и даульской свиты нижнего мела. На основе данных по скв. КМ-4 был выполнен «Оперативный подсчет... по месторождению Бестобе (по состоянию изученности на 01.06.2018 г.)», где были выделены продуктивные горизонты PZ и М-0-1, М-0-3, М-0-5, М-0-6, М-0-7, М-0-8.

Продуктивные горизонты уверенно коррелируются по площади. Региональной покрышкой для продуктивных горизонтов М-0 служит пачка глинистых пород нижнемелового возраста (карачетауская свита), толщиной около 240 м.

В прибортовых частях структуры, где идет погружение отложений, накапливаются отложения средней юры, которые на соседних месторождениях Майбулак, Жинишкекум, Южный Жинишкекумнефтегазоносны. Поэтому недропользователям рекомендуется изучить бортовые части площади на перспективность отложений карагансайской и дощанской свит средней юры.

После ОПЗ-2018 г. на месторождении пробурены 3 оценочных (Б-9, Б-10 и КМ-4_1) и 3 опережающе-добывающих (Б-1, Б-5, Б-7) скважин. Результаты бурения этих скважин позволило уточнить геологическую модель месторождения. Так, результаты бурения скважин КМ-4_1, Б-9 и Б-7 позволили уточнить направление и протяженность разлома F2. Также начиная с горизонта М-0-5 из-за значительной разницы характера насыщения между скв. КМ-4 и Б-10 проведен разлом f1.

По результатам бурения и опробования скважин, данных ГИС и сейсморазведки 3Д Бестобе представляет собой многопластовое месторождение нефти и газа, где установле-

ны 10 продуктивных горизонтов: М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6-1, М-0-6-2, М-0-7, М-0-8 и PZ.

К вскрытым горизонтам приурочены тектонически и литологически экранированные нефтегазовые залежи пластово-сводового типа. Водонефтяные и газонефтяные контакты приняты по результатам опробования и промыслово-геофизическим данным.

Горизонт М-0-1 вскрыт во всех 7 скважинах, где вскрыта нефтяная пластово-сводовая залежь, экранированная с северной стороны разломом F₁.

Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 4,8 до 10,7 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины варьирует от 0,8 м (Б-7) до 10,0 м (КМ-4_1). По толщине горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 1-3 пропластков.

Продуктивность залежи доказана опробованием скважин КМ-4, КМ-4_1, Б-7 и Б-9. В скважине КМ-4 опробован один объект в интервале 762-767,7 м (Х об.), где получен приток нефти с дебитами 38,4 м³/сут и 8,1 тыс. м³/сут. При опробовании скв. КМ-4-1 в инт. 781,5-783 был получен 8,3 м³/сут нефти. При опробовании скв. Б-7 в инт. 705-711,5 был получен фонтанный приток нефти расчетным дебитом 10,2 м³/сут. В скважине Б-9 при опробовании инт. 776-777,3 получены 4,7 тыс. м³/сут газа и 20,4 м³/сут нефти. В скважине Б-5 при опробовании инт. 765,4-770,0 в результате проведения ГРП, вертикальные трещины прорвали вышележащий водоносный горизонт, вследствие чего был получен приток пластовой воды.

Во всех скважинах ВНК не вскрыт и УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора (инт. -635,7-636,6 м) в скв. Б-10 на абсолютной отметке -636,6 м.

Высота залежи 26 м. Площадь нефтеносности равна 8230 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

Горизонт М-0-2. Горизонт изучен бурением всех пробуренных скважин, где продуктивная часть вскрыта в скважинах КМ-4_1, Б-7 и Б-9.

Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 20,4 до 47,1 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины меняются от 1,4 м до 4,6 м. По толщине горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 2-8 пропластков.

Результаты бурения скважин КМ-4_1 показали его отличие от основной группы скважин по мощности коллекторов и уровню ВНК, что позволило продлить существующий разлом F₁ и разделить район скважины в отдельный блок I.

Залежь в блоке I выявлена по данным ГИС в скв. КМ-4_1, где выделены 1,4 м нефтенасыщенного коллектора (инт. -639,4-640,8 м). ВНК взят по подошве нефтенасыщенного коллектора на уровне -640,8 м. Высота залежи 10,8 м. Площадь нефтеносности равна 866 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

Во II блоке по данным бурения скважин Б-7 и Б-9 вскрыта нефтяная залежь, где по данным ГИС и опробованию в скважинах выделены нефтенасыщенные коллектора по 4,6 м. Продуктивность данной залежи доказана опробованием скважины Б-9, в инт. 800,2-803,7 получены 1,85 тыс. м³/сут газа и 11,1 м³/сут нефти. ВНК принят по кровле водонасыщенного коллектора -634,0 м (Б-1). Высота залежи 6 м. Площадь нефтеносности равна 1248 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

Горизонт М-0-3 вскрыт всеми скважинами. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 8,3 до 15,3 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины меняются от 2,1 м до 5,3 м. По толщине горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 1-4 пропластков.

Разломом F₁ горизонт разделен на 2 блока, где выявлены нефтяные залежи.

В блоке I, залежь в районе скв. КМ-4_1 выявлена по данным ГИС и опробования. По данным ГИС выделены 5,3 м нефтенасыщенных коллекторов. Продуктивность выделенных коллекторов доказана опробованием в инт. 830,8-832,5м, где получены притоки нефти с дебитами 16,3 м³/сут. ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора на уровне -670,6 м. Высота залежи 10,6 м. Площадь нефтеносности равна 750 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

Во II блоке пробурены скважины Б-9, Б-7, Б-5, Б-1, Б-10 и КМ-4. Из них, скважины Б-1, Б-9, Б-7, и Б-10 вскрыли зоны непроницаемых коллекторов. Нефтяная залежь вскрыта в скв. КМ-4, где по данным ГИС выделены 2,1 м нефтенасыщенных коллекторов. Продуктивность залежи доказана опробованием. Испытан один объект в интервале 822-827,4 м (VIII об), где получен приток нефти с пластовой водой объемом 11,11 м³ и 72,55 м³, соответственно. В скважине КМ-4 ВНК вскрыт по ГИС (инт. -679-680 м) на уровне -680 м. Высота залежи 15 м. Площадь нефтеносности равна 708 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

Горизонт М-0-4 вскрыт всеми скважинами. Общая толщина горизонта изменяется от 16,6 м до 23,9 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины меняются от 3,6 м до 3,9 м.

По данным пробуренных скважин I блок – водонасыщенный, а во II блоке вскрыта нефтяная залежь.

II блок изучен бурением 5 скважин. Из них, скв. Б-5 вскрыла зону замещения непроницаемыми породами, скв. КМ-4 и Б-10 вскрыли водонасыщенные коллектора. В скважинах Б-1 и Б-7 по материалам ГИС выделены нефтенасыщенные коллектора 3,9 и 3,6 м соответственно. Продуктивность залежи доказана опробованием. В скважине Б-1 испытан один объект в интервале 855,5-857,4 м, где получен приток нефти дебитом 1,3

м³/сут. В скважине Б-7 испытан один объект в интервале 853,8-854,8 м, где получен приток нефти дебитом 10,6 м³/сут. ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора (инт. -696,4-698,3 м) в скважине Б-1 на уровне -698,3 м.

Высота залежи 18 м. Площадь нефтеносности равна 1654 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

Горизонт М-0-5 вскрыт всеми пробуренными скважинами, где общая толщина горизонта изменяется от 22,3 м до 35,7 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины меняются от 5,0 м до 13,1 м.

На основании данных бурения и глубинных разрезов, начиная с палеозойского продуктивного горизонта до горизонта М-0-5 прослежен разлом f1. В пределах горизонта выявлены нефтенасыщенные залежи, получившие развитие в I, II и III блоках.

I блок освещен бурением скважин КМ-4_1 и Б-9, где по данным ГИС выделены нефтенасыщенные коллектора 10,7 м и 8,1 м соответственно. В скважинах КМ-4_1 (инт. -713,5-716 м) и Б-9 (инт. -713,2-716 м) подошва нефти вскрыта на отметке -716 м. В связи с этим в данном блоке ВНК принят на отметке -716,0 м. Высота залежи 16 м. Площадь нефтеносности равна 1272 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

Во *II блоке*, все пробуренные скважины, кроме скв. Б-5, вскрыли нефтяную залежь. По данным ГИС мощность нефтенасыщенных коллекторов варьирует от 8,0 м до 13,1 м. Продуктивность нефтяной залежи доказана при совместном опробовании (с нижележащим горизонтом М-0-6-1) в скв. Б-7, где фонтанным способом получили 5,6 м³/сут нефти. Согласно данным PLT к инт. 873,8-876,3 м приходится 97% вклада от общего притока. Также в скв. КМ-4 опробован инт.862,1-873 м (VII об), где получен приток нефти с пластовой водой объемом 7,08 м³ и 149,09 м³, соответственно. Уровень ВНК по блоку принят на отметке -725,8 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине КМ-4 (инт. -721-725,8 м). Высота залежи 15,8 м. Площадь нефтеносности равна 1898 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

В *III блоке* пробурена скважина Б-10, где по данным ГИС выделены 5 м нефтенасыщенный коллектор. ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора (инт. -725,2-730,2 м) на отметке -730,2 м. Высота залежи 20,2 м. Площадь нефтеносности равна 1692 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

Горизонт М-0-6-1 вскрыт всеми пробуренными скважинами, где общая толщина горизонта изменяется от 7,7 м до 14 м. Горизонт в основном заглинизирован. Только в скв. КМ-4 в II блоке вскрыта линзовидная залежь, где по данным ГИС выделены 4,2 м нефтенасыщенных коллекторов. Скважина опробована совместно с нижележащим

горизонтом М-0-6-2, где получены притоки нефти с дебитом $1,8 \text{ м}^3/\text{сут}$. Высота залежи 7,6 м. Площадь нефтеносности равна 548 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

Горизонт М-0-6-2 вскрыт всеми пробуренными скважинами. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 18,6 до 22,6м, а эффективные нефтенасыщенные толщины варьирует от 2,0 м до 10,0 м. По толщине горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 1-5 пропластков. В пределах горизонта выявлены нефтяные залежи, получившие развитие в I, II и III блоках.

I блоке пробурены скважины Б-9 и КМ-4_1, где по ГИС в скв. Б-9 выделены нефтенасыщенные коллектора с толщиной 5,4 м., а в скв. КМ-4_1 толщиной 2,9 м.

В скважине КМ-4_1 (инт. -757,4-762,7 м) и Б-9 (инт. -755,7-759,3 м), ВНК вскрыт по данным ГИС на уровне -759,3 м. Высота залежи 6,7 м. Площадь нефтеносности равна 467 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

II блок. Все пробуренные в пределах блока скважины вскрыли залежь, где по данным ГИС толщина нефтенасыщенных коллекторов варьирует от 4,6 м до 10,0 м. Продуктивность доказана при опробовании скв. КМ-4, где при совместном опробовании с вышележащим горизонтом М-0-6-1, получен приток нефти с дебитом $1,8 \text{ м}^3/\text{сут}$. В скв. Б-5 при опробовании инт. 908-910,5 (дострел) после изоляции интервала 975-980 м (горизонт М-0-8) получен приток нефти $1,6 \text{ м}^3/\text{сут}$.

В скважине Б-1 кровля водонасыщенного пласта вскрыта на уровне -761,6 м, а в скважине Б-5 ВНК вскрыт на уровне -762,4 м. В связи с этим принимается наклонный ВНК от -761,6 м до -762,4 м. Высота залежи 9,8 м. Площадь нефтеносности равна 1353 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

В *III блоке* в скважине Б-10 по ГИС выделен нефтенасыщенный коллектор с толщиной 2 м. Для залежи ВНК принимается по подошве нефтенасыщенного коллектора (инт. -768,9-770,8 м) на уровне -770,8 м. Высота залежи 20,8 м. Площадь нефтеносности равна 959 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

Горизонт М-0-7 вскрыт всеми пробуренными скважинами. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 32,9 до 41 м, а эффективные толщины варьируют от 3,0 м до 3,7 м. Горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 1-5 пропластков. По горизонту продуктивность связана с II и III блоками. I блок горизонта водонасыщен.

Во *II блоке*, из пробуренных скважин нефтяная залежь вскрыта в скв. КМ-4, где по ГИС выделен 3,0 м нефтяной коллектор. Скв. Б-5 и Б-7 вскрыли зону отсутствия коллектора, скв. Б-1 оказалась водонасыщенной по ГИС. При опробовании скв. КМ-4 в интервалах 926,3-927,4, 935-944,6, 947-948м (V об) получен приток нефти объемом $6,34 \text{ м}^3$. Рас-

четные дебиты нефти изменяются в пределах от 2,52 до 38,76 м³ в сутки. ВНК взят по кровле водонасыщенного коллектора в скв. Б-1 на уровне -807,3 м. Высота залежи 18,7 м. Площадь нефтеносности равна 750 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

III блок. Нефтяная залежь в районе скв. Б-10 по данным ГИС вскрыла 0,8 м газонасыщенного и 3,7 м нефтенасыщенных коллекторов. В скважине опробовано 2 интервала. При опробовании инт. 962-968 м были получены притоки нефти 0,6 м³/сут и газа 6,6 тыс. м³/сут. При опробовании инт. 969-974 м получены 7,9 м³/сут пластовой воды. С учетом данных опробования ГНК для газовой шапки взят по кровле нефтенасыщенного коллектора на уровне -810,4 м. ВНК взят по кровле опробованного водонасыщенного коллектора на уровне -816,7 м. Высота залежи 26,7 м. Площадь нефтеносности равна 1699 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

В продуктивном горизонте М-0-8 нефтяная залежь вскрыта бурением скв. КМ-4_1, Б-9, Б-5, КМ-4. Скв. Б-1 вскрыла выступ фундамента. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 12,3 до 16,3 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины меняются от 1 м до 2,5 м. По толщине горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 1-2 пропластков. Продуктивность горизонта связана с I, II и III блоками.

В I блоке скважины Б-9 и КМ-4_1 по данным ГИС вскрыли 2,5 м и 1 м нефтенасыщенных коллекторов соответственно. При опробовании скважины КМ-4_1 в инт. 992,5-998,7 м были получены притоки нефти 1,6 м³/сут. При опробовании скважины Б-9 в инт. 994,5-999, 1001,5-1005,5 м были получены притоки жидкости с УВ.

ВНК взят по кровле опробованного водонасыщенного коллектора в скважине Б-9 на уровне -838,0 м. Высота залежи 9 м. Площадь нефтеносности равна 717 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

Во II блоке нефтяная залежь вскрыта в скв. Б-5 и КМ-4, где по данным ГИС выделены нефтенасыщенные толщины 1,6 и 2,3 м. Продуктивность залежи доказана в обеих скважинах. В скв. КМ-4 испытан один объект в интервале 975-978,8 м (III об), где получен приток нефти объемом 4,0 м³. При опробовании скв. Б-5 в инт. 975-980м, после ГРП получен приток нефти с объемом 4,4 м³/сут.

ВНК принят по кровле опробованного водонасыщенного коллектора в скв. Б-9 на уровне -838 м. Высота залежи 10 м. Площадь нефтеносности равна 1915 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

Нефтяная залежь в *III блоке* предполагается по аналогии с соседнего II блока. ВНК взят на уровне -838 м что соответствует принятому ВНК блока II.

Горизонт PZ вскрыт скв. КМ-4_1, Б-9, Б-7, Б-1, Б-5 и КМ-4. Из них, все скважины кроме КМ-4 вскрыли непродуктивную зону. В скв. КМ-4 по данным ГИС вскрыт 3,6 м

нефтенасыщенного коллектора. Испытанием в интервале 993,2-1000 м (II об) способом свабиrowания получен приток нефти объемом 4,25 м³. За время опробования получено нефти объемом 4,8 м³. ВНК принят на абсолютной отметке -858,3 м по подошве нефтенасыщенного пласта. Высота залежи 18,3 м. Площадь нефтеносности равна 884 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

Продуктивность III блока предполагается аналогии с II блока. ВНК принимается на уровне -858,4 м что соответствует принятому ВНК блока II.

Таблица 2.1.1 – Геолого-физическая характеристика горизонтов

Параметры	Горизонты									
	М-0-1	М-0-2	М-0-3	М-0-4	М-0-5	М-0-6-1	М-0-6-2	М-0-7	М-0-8	PZ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Средняя глубина залегания, м	777,8	815	835,4	860,4	885,2	901,1	925,8	967,6	987,8	1007,7
Тип залежи	Пластовая, сводовая									
Тип коллектора	Терригенные, поровые									
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	8230	2114	1458	1654	4862	548	2779	2449	2632	884
Средняя общая толщина, м	5,2	33,6	11,4	12,2	23,4	3,7	21,0	5,9	3,9	27,4
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	1,9	1,3	1,5	1,9	3,3	2,6	5,4	1,3	1,5	0,6
Пористость, д.ед.	0,27	0,25	0,24	0,25	0,27	0,26	0,29	0,22	0,25	0,10
Средняя насыщенность нефтью, д.ед.	0,62	0,62	0,59	0,62	0,56	0,55	0,47	0,60	0,55	0,83
Проницаемость по ГДИС, *10 ⁻³ мкм ²	6,55	-	30,49	-	1,12	-	-	2,35	-	2,17
Коэффициент песчаности, д.ед.	0,797	0,766	0,660	0,691	0,903	0,853	0,927	0,569	0,848	0,223
Коэффициент расчлененности, д.ед.	2	9	4	4	7	2	6	2	2	9
Пластовая температура, °С	36	-	37	-	40	-	-	40	-	40
Пластовое давление, МПа	7,4	-	7,7	-	8,63	-	-	8,73	-	9,3
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	-	-	3,25	-	-	-	-	5,32	-	-
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	-	-	0,717	-	-	-	-	0,722	-	-
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,771	0,756	0,774	0,812	0,764	0,764	0,764	0,788	0,838	0,788
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	-	-	1,104	-	-	-	-	1,239	-	-
Содержание серы в нефти, %	0,23	0,079	0,06	0,27	0,046	0,046	0,046	0,015	0,318	0
Содержание парафина в нефти, %	4,6	2,49	12,41	3,8	12,43	12,43	12,43	7,15	17,95	4,1
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	-	1	-	-	-	-	2,87	-	-
Газовый фактор, м ³ /т			-	-	-	-	-	64,5	-	-
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	1,05	1,05*	1,05*	1,05*	1,05*	1,05*	1,05*	1,05*	1,05*	1,05*

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,013	1,013*	1,013*	1,013*	1,013*	1,013*	1,013*	1,013*	1,013*	1,013*
Средняя продуктивность, м ³ /[сут*МПа]										
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	5058	503	355	410	3348	101	1104	406	354	117
в том числе: по категории C ₁	1350	178	279	281	1145	59	586	128	125	-
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	2149,8	213,8	150,9	174,2	1422,9	43	469,3	172,6	150,4	42,1
в том числе: по категории C ₁	573,8	75,7	118,6	119,4	486,6	25,1	249,1	54,4	53,1	-
Начальные балансовые запасы растворенного газа, млн.м ³	40,9	4	2,8	3,3	27,2	0,8	8,9	26,1	22,8	7,5
в том числе: по категории C ₁	10,9	1,4	2,2	2,3	9,3	0,5	4,7	8,2	8	-

Начальные извлекаемые запасы растворенного газа, млн.м ³	17,4	1,7	1,3	1,4	11,4	0,3	3,8	11,1	9,8	2,7
в том числе: по категории C ₁	4,6	0,6	1	1	3,9	0,2	2	3,5	3,5	-
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,425	0,425*	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,36
в том числе: по запасам категории C ₁	0,425	0,425*	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	-

* по аналогии

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

По результатам бурения и опробования скважин, данных ГИС и сейсморазведки 3Д Бестобе представляет собой многопластовое месторождение нефти и газа, где установлены 10 продуктивных горизонтов: М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6-1, М-0-6-2, М-0-7, М-0-8 и PZ.

К вскрытым горизонтам приурочены тектонически и литологически экранированные нефтегазовые залежи пластово-сводового типа. Водонефтяные и газонефтяные контакты приняты по результатам опробования и промыслово-геофизическим данным.

Горизонт М-0-1 вскрыт во всех 7 скважинах. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 0,8 до 10,8 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины варьирует от 0,8 м до 10,0 м. По толщине горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 1-3 пропластков.

Горизонт М-0-2 изучен бурением всех пробуренных скважин, где продуктивная часть вскрыта в скважинах КМ-4_1, Б-7 и Б-9. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 19,0 до 49,2 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины меняются от 1,4 м до 4,6 м. По толщине горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 2-8 пропластков.

Горизонт М-0-3 вскрыт всеми скважинами. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 5,9 до 18,0 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины меняются от 2,1 м до 5,3 м. По толщине горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 1-4 пропластков.

Горизонт М-0-4 вскрыт всеми скважинами. Общая толщина горизонта изменяется от 8,0 м до 18,0 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины меняются от 3,6 м до 3,9 м.

Горизонт М-0-5 вскрыт всеми пробуренными скважинами. Общая толщина горизонта изменяется от 9,7 м до 38,4 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины меняются от 5,0 м до 13,1 м.

Горизонт М-0-6-1 вскрыт всеми пробуренными скважинами, где общая толщина горизонта изменяется от 1,0 м до 7,5 м. Горизонт в основном заглинизирован. Только в скв. КМ-4 в II блоке вскрыта линзовидная залежь, где по данным ГИС выделены 4,2 м нефтенасыщенных коллекторов.

Горизонт М-0-6-2 вскрыт всеми пробуренными скважинами. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 17,9 до 23,3 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины варьирует от 1,9 м до 10,0 м. По толщине горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 1-5 пропластков.

Горизонт М-0-7 вскрыт всеми пробуренными скважинами. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 0,9 до 9,7 м, а эффективные толщины варьируют от 3,0 до 4,5 м. Горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 1-5 пропластков.

В продуктивном горизонте М-0-8 нефтяная залежь вскрыта бурением скв. КМ-4_1, Б-9, Б-5, КМ-4. Сква. Б-1 вскрыла выступ фундамента. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 1 до 10,7 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины меняются от 1 м до 2,5 м. По толщине горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 1-2 пропластков.

Горизонт PZ вскрыт скв. КМ-4_1, Б-9, Б-7, Б-1, Б-5 и КМ-4. Из них, все скважины кроме КМ-4 вскрыли непродуктивную зону. В скв. КМ-4 по данным ГИС вскрыт 3,6 м нефтенасыщенного коллектора.

Таблица 2.2.1 – Характеристика толщин горизонтов

№№	Толщина	Наименование	По горизонту (объекту) в целом
1	2	3	4
Горизонт М-0-1			
1	Общая	Средняя, м	5.2
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,492
		Интервал изменения, м	0.8-10.8
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	3.7
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,588
		Интервал изменения, м	0.8-10.0
3	Эффективная	Средняя, м	3.7
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,588
		Интервал изменения, м	0.8-10.0
Горизонт М-0-2			
1	Общая	Средняя, м	35.1
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,070
		Интервал изменения, м	19-49.2
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,5
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,086
		Интервал изменения, м	1,4-4,6
3	Эффективная	Средняя, м	26,3
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,182
		Интервал изменения, м	17-38,6
Горизонт М-0-3			
1	Общая	Средняя, м	11,4
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,192
		Интервал изменения, м	5,9-18
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,7
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,325
		Интервал изменения, м	2,1-5,3
3	Эффективная	Средняя, м	8,2
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,187
		Интервал изменения, м	2,4-13,8

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4
Горизонт М-0-4			
1	Общая	Средняя, м	12,2
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,089
		Интервал изменения, м	8,0-18,0
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,276
		Интервал изменения, м	3,6-3,9
3	Эффективная	Средняя, м	8,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,002
		Интервал изменения, м	5,1-16,6
Горизонт М-0-5			
1	Общая	Средняя, м	23,4
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,113
		Интервал изменения, м	9,7-38,4
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	8,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,094
		Интервал изменения, м	50-13,1
3	Эффективная	Средняя, м	20,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,081
		Интервал изменения, м	9,7-32,2
Горизонт М-0-6-1			
1	Общая	Средняя, м	3,7
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,544
		Интервал изменения, м	1,0-7,5
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	2,6
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,246
		Интервал изменения, м	1,0-4,2
3	Эффективная	Средняя, м	2,6
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,379
		Интервал изменения, м	1,0-4,2
Горизонт М-0-6-2			
1	Общая	Средняя, м	21,0
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,006
		Интервал изменения, м	17,9-23,3
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	5,4
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,005
		Интервал изменения, м	1,9-10,0
3	Эффективная	Средняя, м	19,5
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,219
		Интервал изменения, м	17,2-20,9
Горизонт М-0-7			
1	Общая	Средняя, м	5,9
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,283
		Интервал изменения, м	0,9-9,7
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,241
		Интервал изменения, м	3,0-4,5
3	Эффективная	Средняя, м	2,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,040
		Интервал изменения, м	0,9-5,1
Горизонт М-0-8			
1	Общая	Средняя, м	3,9
		Коэффициент вариации, доли ед.	1,027
		Интервал изменения, м	1,0-10,7
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	1,9
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,280
		Интервал изменения, м	1,0-2,5

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4
3	Эффективная	Средняя, м	2,3
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,103
		Интервал изменения, м	1,0-4,2
Горизонт PZ			
1	Общая	Средняя, м	27,4
		Коэффициент вариации, доли ед.	0
		Интервал изменения, м	-
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,6
		Коэффициент вариации, доли ед.	0
		Интервал изменения, м	-
3	Эффективная	Средняя, м	6,1
		Коэффициент вариации, доли ед.	0
		Интервал изменения, м	-

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	
1	2	3	4	5	6
Горизонт М-0-1					
7	0,797	0,087	2	0,214	1
Горизонт М-0-2					
7	0,766	0,049	9	0,133	1
Горизонт М-0-3					
3	0,660	0,074	4	0,047	1
Горизонт М-0-4					
4	0,691	0,059	4	0,049	1
Горизонт М-0-5					
7	0,903	0,005	7	0,297	1
Горизонт М-0-6-1					
3	0,853	0,059	2	0,500	1
Горизонт М-0-6-2					
7	0,927	0,002	6	0,063	1
Горизонт М-0-7					
5	0,569	0,155	2	0,181	1
Горизонт М-0-8					
4	0,848	0,096	2	0,333	1
Горизонт PZ					
1	0,223	0	9	0	1

Продуктивные залежи месторождения Бестобе приурочены к отложениям палеозоя (PZ), верхнедаулской (М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6-1 и М-0-6-2) и нижнедаулской (М-0-7, М-0-8) подсвитах нижнего мела.

Палеозой (PZ)

Суммарная проходка с отбором керна по отложениям палеозоя составила 12,52 м, вынесено 12,52 м или 100,0% от проходки. Проанализирован один непроницаемый образец. Пористость образца 0,013 доли ед., проницаемость 0,007 мД.

Нижнедаульская подсвита (К₁ пс₁ d₁)

Суммарная проходка с отбором керна по отложению нижнего мела составила 76,23 м, вынесено 76,03 м или 99,74% от проходки. Всего проанализирован 21 образец керна, в том числе кондиционных 12 образцов керна. Пористость кондиционных образцов изменяется в интервале 0,16-0,259 доли ед., проницаемость изменяется в интервале 1,39-347 мД.

Верхнедаульская подсвита (К₁ пс₂ d₂)

Суммарная проходка с отбором керна по отложению составила 331,42 м, вынесено 317,67 м или 95,85% от проходки. Всего проанализировано 526 образца керна, в том числе кондиционных 420 образцов керна. Пористость кондиционных образцов изменяется в интервале 0,168-0,368 доли ед., проницаемость изменяется в интервале 1,4-8100,0 мД.

Все лабораторные исследования выполнялись в атмосферных условиях.

На керне выполнен замер естественной радиоактивности с выделением излучения от U, K, Th.

На керне проведены палеонтологические исследования.

Петрографические исследования выполнены на образцах керна, в общем количестве 66 проб.

Таблица 2.2.3 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горизонта

Метод определения	Наименование	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Коэффициент открытой пористости, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.
1	2	3	4	5
Горизонт М-0-1				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		7	7
	Кол-во определений, шт.		14	14
	Среднее значение		0.27	0.61
	Коэффициент вариации		0.008	0.012
	Интервал изменения		0.24-0.33	0.52-0.75

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1		
	Кол-во определений, шт.	2		
	Среднее значение	0,0655		
	Коэффициент вариации	0,0886		
	Интервал изменения	0,046-0,085		
Горизонт М-0-2				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		7	3
	Кол-во определений, шт.		62	8
	Среднее значение		0.25	0.63
	Коэффициент вариации		0.010	0.005
	Интервал изменения		0.19-0.31	0.58-0.72
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	1	
	Кол-во определений, шт.	83	83	
	Среднее значение	613,7	0,207	
	Коэффициент вариации	1,29	0,144	
	Интервал изменения	0,1-4300	0,03-0,33	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		3	2
	Кол-во определений, шт.		13	5
	Среднее значение		0.24	0.60
	Коэффициент вариации		0.064	0.022
	Интервал изменения		0.15-0.34	0.50-0.74
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1		
	Кол-во определений, шт.	1		
	Среднее значение	0,0018		
	Коэффициент вариации	-		
	Интервал изменения	-		
Горизонт М-0-4				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		4	2
	Кол-во определений, шт.		15	4
	Среднее значение		0.25	0.63
	Коэффициент вариации		0.039	0.011
	Интервал изменения		0.18-0.34	0.56-0.72

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Горизонт М-0-5				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	
	Кол-во определений, шт.	77	77	
	Среднее значение	2226,3	0,31	
	Коэффициент вариации	0,9	0,01	
	Интервал изменения	0,8-7650	0,1-0,35	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		7	6
	Кол-во определений, шт.		46	16
	Среднее значение		0,27	0,54
	Коэффициент вариации		0,010	0,011
	Интервал изменения		0,19-0,32	0,43-0,64
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1		
	Кол-во определений, шт.	1		
	Среднее значение	0,0112		
	Коэффициент вариации	-		
	Интервал изменения	-		
Горизонт М-0-6-1				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	
	Кол-во определений, шт.	62	62	
	Среднее значение	1380,2	0,31	
	Коэффициент вариации	1,675	0,0098	
	Интервал изменения	5,9-7650	0,2-0,37	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		3	2
	Кол-во определений, шт.		6	5
	Среднее значение		0,25	0,55
	Коэффициент вариации		0,011	0,014
	Интервал изменения		0,20-0,28	0,50-0,68
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Горизонт М-0-6-2				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	
	Кол-во определений, шт.	62	62	
	Среднее значение	1380,2	0,31	
	Коэффициент вариации	1,675	0,0098	
	Интервал изменения	5,9-7650	0,2-0,37	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		7	7
	Кол-во определений, шт.		43	18
	Среднее значение		0,27	0,46
	Коэффициент вариации		0,014	0,029
	Интервал изменения		0,20-0,33	0,33-0,60

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Горизонт М-0-7				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		5	2
	Кол-во определений, шт.		12	6
	Среднее значение		0.22	0.58
	Коэффициент вариации		0.017	0.015
	Интервал изменения		0.17-0.28	0.46-0.68
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1		
	Кол-во определений, шт.	1		
	Среднее значение	0,0151		
	Коэффициент вариации	-		
	Интервал изменения	-		
Горизонт М-0-8				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		4	4
	Кол-во определений, шт.		6	5
	Среднее значение		0.25	0.57
	Коэффициент вариации		0.007	0.031
	Интервал изменения		0.21-0.27	0.45-0.70
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
Горизонт PZ				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	
	Кол-во определений, шт.	1	1	
	Среднее значение	0,007	0,013	
	Коэффициент вариации	-	-	
	Интервал изменения	-	-	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		1	1
	Кол-во определений, шт.		9	6
	Среднее значение		0.10	0.83
	Коэффициент вариации		0.123	0.012
	Интервал изменения		0.04-0.17	0.71-0.95

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1		
	Кол-во определений, шт.	2		
	Среднее значение	0,0217		
	Коэффициент вариации	0,116		
	Интервал изменения	0,0143-0,0291		

2.3. Физико-химические свойства нефти, газа и воды

В настоящем отчете, характеристика физико-химических свойств пластовых флюидов меловых горизонтов месторождения Бестобе оценена по результатам исследования проб по состоянию на 05.02.2021. На дату составления отчета, свойства нефти оценивались на основе четырех параллельных глубинных проб, отобранных из скважин КМ-4_1 и Б-10 в рамках оценочных работ.

Исследования физико-химических характеристик поверхностных проб началось на стадии геологоразведочных работ. В утвержденном отчете «ОПЗ-2020 г.» свойства нефти изучены по 10 поверхностным пробам горизонтов М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-5, М-0-7, М-0-8 и PZ. После ОПЗ отбор и исследования свойств нефти, в поверхностных условиях продуктивных горизонтов, продолжились, дополнительно проведены исследования по горизонту М-0-4.

В настоящем «Оперативном подсчете ...» физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях исследованы по 11 пробам.

Компонентный состав попутных нефтяных газов определен на хроматографе согласно ГОСТ 31371.

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические характеристики поверхностных проб нефти изучалась по устьевым пробам с 2017 года. К настоящему времени, проведено десять исследований физико-химических свойств поверхностной нефти. Исследованиями освещены отложения даульской свиты нижнего мела горизонтов: М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-5, М-0-7, М-0-8 и палеозоя (PZ).

Отобранные пробы исследовались в лаборатории ТОО"Научный Аналитический Центр", ТОО «КазНИГРИ» и ТОО «Мунайгазгеолсервис».

Горизонт М-0-1 представлен двумя пробами из скважины КМ-4 из интервала 762-767,7, после утвержденного ОПЗ, новых отборов и исследований не проводилось. Согласно ОПЗ, по результатам замеров плотность нефти изменяется от 0,762 до 0,780 г/см³ и в среднем составляет 0,771г/см³. Групповой углеводородный состав в среднем по горизонту: серы - 0,23%, смол силикагелевых –1,32%, парафина – 4,6%, механические примеси–

0,035. Кинематическая вязкость при 20⁰С в среднем составляет 2,031 мкм²/с, при 50⁰С – 1,42 мкм²/с. Температура вспышки -13,5, застывания -2⁰С. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С в среднем, составляют 50%, керосиновых – 71%.

Нефть, отобранная из горизонта М-0-1, подразделяется к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых.

Горизонт М-0-2 охарактеризован одной пробой из скважины Б-9 из интервала перфорации (776,0-777,3; 800,2-803,7м) исследованной в лаборатории ТОО "Stratum CER" (СТРАТУМ КЭР) Актау. По результатам замеров, плотность нефти составляет 0,756 г/см³. Групповой углеводородный состав по горизонту: серы - 0,079 %, смол силикагелевых –2,3 %, парафина – 2,49%, механические примеси отсутствуют. Кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 1,5 мкм²/с, при 50⁰С – 1,1 мкм²/с. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С в среднем, составляют 50,5%.

Нефть, отобранная из горизонта М-0-2, подразделяется к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых.

Горизонт М-0-3 охарактеризован двумя пробами из скважин КМ-4 и КМ-4_1. Проба скважины КМ-4_1 интервала перфорации 830.8-832.5 м. исследована в лаборатории ТОО "Научный Аналитический Центр». По результатам замеров, плотность нефти варьирует от 0,767 до 0,78 и в среднем составляет 0,774 г/см³. Содержание серы-0,06%, ароматических –6,86 %, парафина – 12,41 %, механические примеси–0,09. Кинематическая вязкость при 20⁰С в среднем составляет 4,39 мкм²/с, при 40⁰С – 2,87 мкм²/с. Температура вспышки -12 ⁰С. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С в среднем, составляют 46%.

Нефть, отобранная из горизонта М-0-3, подразделяется к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу высокопарафинистых.

Горизонт М-0-4 представлен одной пробой из скважины Б-1 из интервала 855,5-857,4. Проба отобрана после утвержденного ОПЗ. По результатам замеров плотность нефти составляет 0,0,812г/см³. Групповой углеводородный состав в среднем по горизонту: серы - 0,27%, смол силикагелевых –4,2%, парафина – 3,8%, механические примеси–0,06. Кинематическая вязкость при 20⁰С в среднем составляет 10,47 мкм²/с, при 50⁰С – 2,69 мкм²/с. Температура вспышки +2, застывания +8⁰С. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С составляют 29%, керосиновых – 54%.

Нефть, отобранная из горизонта М-0-4, подразделяется к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых.

Горизонт М-0-5 Охарактеризован одной пробой из интервала 862,1-873 м скважины КМ-4, изученной в рамках ранее утвержденного ОПЗ. По результатам замера плот-

ность нефти составляет $0,764 \text{ г/см}^3$. Групповой углеводородный состав: серы – 0,046%, смол силикагелевых – 1,51%, парафина – 12,43%, механические примеси – 0,04. Кинематическая вязкость при 20°C составляет $2,06 \text{ мкм}^2/\text{с}$, при 50°C – $1,44 \text{ мкм}^2/\text{с}$. Температура вспышки -16 , застывания -2°C . Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200°C составляют 47%, керосиновых – 71%.

Нефть, отобранная из горизонта М-0-5, подразделяется к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу высокопарафинистых.

Горизонт М-0-6 не изучен поверхностной пробой нефти, в связи с этим данные плотности и парафина принято по аналогии из вышележащего горизонта М-0-5.

Горизонт М-0-7 представлен одной пробой из интервала 935-941,6, 947-948, 926,3-927,4 м скважины КМ-4 и пробой скважины Б-10 интервала 962-968м. По результатам замеров плотность нефти изменяется от 0,78 до $0,796 \text{ г/см}^3$ составляет в среднем $0,788 \text{ г/см}^3$. Групповой углеводородный состав: серы – 0,015 %, смол силикагелевых – 1,7%, парафина – 7,15%, механические примеси – 0,45%. Усредненная кинематическая вязкость при 20°C составляет $2,83 \text{ мкм}^2/\text{с}$, при 50°C – $1,7 \text{ мкм}^2/\text{с}$. Температура вспышки от -14 до $+26$, застывания $-8,5^\circ\text{C}$. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200°C составляют 43,5%, керосиновых – 51,5%.

Нефть, отобранная из горизонта, подразделяется к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу высокопарафиновым.

Горизонт М-0-8 представлен одной поверхностной пробой нефти скважины Б-9 интервал перфорации 994.5-999, 1001.5-1005.5м. По результатам замера плотность нефти составляет $0,838 \text{ г/см}^3$. Групповой углеводородный состав: серы – 0,318%, парафина – 17,95%, механические примеси – 4,38%. Кинематическая вязкость при 20°C составляет $11,6 \text{ мкм}^2/\text{с}$. Температура вспышки 24°C , застывания $-5,5^\circ\text{C}$.

Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200°C составляют 20,2%, керосиновых – 32,8%.

Нефть, отобранная из горизонта, подразделяется к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу высокопарафинистых.

Горизонт PZ представлен одной пробой из интервала 993,2-1000 м. По результатам замеров плотность нефти составляет $0,788 \text{ г/см}^3$. Групповой углеводородный состав: серы - 0%, смол силикагелевых – 1,05%, парафина – 4,1%, механические примеси – отсутствуют. Кинематическая вязкость при 20°C составляет $3,15 \text{ мкм}^2/\text{с}$, при 50°C – $2,0 \text{ мкм}^2/\text{с}$. Температура вспышки -2 , застывания -6°C . Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200°C составляют 44%, керосиновых – 70%.

Нефть, отобранная из горизонта PZ, подразделяется к классу безсернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых.

В целом по месторождению по значениям параметров, поверхностная нефть всех горизонтов является особо лёгкой, малосернистой, относится к первому классу, первому типу и первому виду. По содержанию парафинов – высокопарафиновой.

Таблица 2.3.1 – Физико-химические свойства поверхностных проб нефти

№№ скв	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Плотность, г/см ³	Кинематическая вязкость, мм ² /с						Температура, °С		Групповой углеводородный состав, % масс										Зольность	Коксусесть	Концентрация хлористых солей, мг/дм ³	Фракционный состав по Энглеру, % масс					Компания, выполнявшая анализы		
				10 °С	20 °С	30 °С	40 °С	50 °С	100 °С	вспышки	застывания	Парафин	Сера	Вода по ДС	Сероводород	Метил- и этил меркаптанов	Метано-нафтеновые	Ароматич.	Смолы	Асфальтены	Мех.примеси				НК	100 °С	150 °С	200 °С	250 °С		300 °С	
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	26	27	28	29	30	31	32	
Горизонт М-0-1																																
КМ-4	762-767,7	20.04.2018	0,78	4,16	2,34	2,05	1,82	1,64	1,29	-12	-3	8,35	0,1	0,01	0,288	0,246	93,11	5,25	1,64	отс.	0,01	0,04	0,12	12,96	47	11,5	32	50	60	72	ТОО	
КМ-4	762-767,7		0,762		1,721	1,56	1,345	1,2		-15	-1	0,9	0,36	отс.					1	0,09	0,06				48	18	38	50	60	70	ТОО "Мунай-газгеолсервис"	
			0,771	4,16	2,031	1,805	1,583	1,42	1,29	-13,5	-2	4,63	0,23	0,005	0,288	0,246	93,11	5,25	1,32	0,045	0,035	0,04	0,12	12,96	47,5	14,75	35	50	60	71		
Горизонт М-0-2																																
Б-9	776,0-777,3; 800,2-803,7	04.09.2019	0,7563		1,5	1,38	1,19	1,14		-	-	2,49	0,079	0						2,3	0,05	0				33	20,5	41	50,5		70,5	ТОО "Stratum CER" (СТРАТУМ КЭР) Актау
Горизонт М-0-3																																
КМ-4_1	830.8-832.5	21.09.2019	0,7675		6,269	5,004	3,809			-10	-20	8,22	0,02	0,07	0		10,6	7,24		1,87	0,12								52		24	ТОО "Научный Аналитический Центр"
КМ-4	822-827,4	04.03.2018	0,78	3,43	2,52	2,17	1,93	1,76	1,29	-14	-1	16,6	0,1	0,06	0,103	0,072	91,65	6,48	1,87	отс.	0,06	0,02	0,13	11,46	50	8	28	40	52	67	ТОО "КазНИГРИ"	
			0,774	3,43	4,39	3,59	2,87	1,76	1,29	-12	-11	12,41	0,06	0,07	0,05	0,07	51,13	6,86	1,87	1,87	0,09	0,02	0,24	11,46	50,0	8,0	28,0	46,0	52,0	45,5		
Горизонт М-0-4																																
Б-1	855,5-857,4		0,812		10,47	4,97	3,69	2,69		2	8	3,8	0,27	отс.						4,2	0,08	0,06				-	3	17	29	41	54	ТОО "Мунай-газгеолсервис"
Горизонт М-0-5																																
КМ-4	862,1-873	19.01.2018	0,764	3,72	2,06	1,74	1,57	1,44	1,04	-16	-2	12,43	0	0,03	0,372	0,417	94,9	3,59	1,51	отс.	0,04	0,15	0,21	11,46	55	9	27	47	57	71	ТОО "КазНИГРИ"	
Горизонт М-0-7																																
КМ-4	935-941,6 947-948 926,3-927,4	04.12.2017	0,78	4,51	2,46	2,11	1,88	1,7	-	-14	1	6,16	0	0,18	0,241	0,406	92,31	5,99	1,7	отс.	отс.	0,01	0,34	29,79	68	6	28	43	56	70	ТОО "КазНИГРИ"	
Б-10	962-968	31.08.2019	0,796		3,206	2,961	2,246			26,5	-18	8,141	0,03	0,8	0	0	13,666	7,679		1,624	0,45	0,0003	0,876	49,5				44		33	ТОО "Научный Аналитический Центр"	
			0,788	4,51	2,833	2,5355	2,063	1,7		6,25	-8,5	7,151	0,015	0,49	0,121	0,203	52,99	6,835	1,7	1,624	0,45	0,00515	0,608	39,645	68	6	28	43,5	56	51,5		
Горизонт М-0-8																																
Б-9	994.5-999, 1001.5- 1005.5	31.07.2019	0,838		11,6	9,2	6,9			24	-5,5	17,95	0,318	51,33	0	0	23,194	8,92		3,19	4,38	0,358	2,123	392				20,2		32,8	ТОО "Научный Аналитический Центр"	
Горизонт PZ																																
КМ-4	993,2-1000	14.11.	0,788	6,22	3,15	2,68	2,25	2	-	-2	-6	4,1	0	0,03	0,371	0,278	93,86	5,09	1,05	отс.	отс.	0,06	0,35	25,2	51	8	31	44	58	70	ТОО "КазНИГРИ"	

Таблица 2.3.2 – Массовое содержание металлов в разгазированной нефти

№№ скв.	Интервал, м	Горизонт	Массовое содержание, мг/дм ³						
			Свинец	Цинк	Железо	Ванадий	Марганец	Никель	Медь
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
КМ-4	762-767,7	М-0-1	4,582	0,443	5,829	1,776	0,505	0,785	-
	822-827,4	М-0-3	3,076	0,901	3,707	0,784	отс.	0,764	-
	862,1-873	М-0-5	4,753	0,915	74,669	1,116	1,417	0,955	-
	935-941,6; 947-948; 926,3-927,4	М-0-7	5,753	0,877	14,457	1,326	отс.	0,946	-
	993,2-1000	PZ	3,012	1,539	41,684	3,971	0,499	1,106	-

Состав и свойства нефти в пластовых условиях

В настоящем отчете, характеристика физико-химических свойств пластовых флюидов меловых горизонтов месторождения Бестобе оценена по результатам исследования проб по состоянию на 05.02.2021 г. На дату составления отчета, свойства нефти оценивались на основе параллельных глубинных проб, отобранных из скважин КМ-4_1 и Б-10 в рамках оценочных работ.

Отбор проб осуществлялся сотрудниками АО «КазПромГеофизика», лабораторные исследования проб осуществлялись ТОО «Научный Аналитический Центр». Глубинные пробы отбирались пробоотборником ВПП-300 в два контейнера пробоотборника. Исследования пластового флюида выполнялись на установке УИПН-400 (Россия). Лабораторные исследования проведены по сопровождались расширенным комплексом анализов пластовой нефти и включал в себя помимо сокращенного комплекса также дифференциальное разгазирование и ступенчатую сепарацию пластовой нефти. Каждый отбор глубинных проб сопровождался отбором дублирующих проб, с целью подтверждения качества отбора проб, согласно отраслевым стандартам

В результате проведенных исследований были определены: газосодержание, объемный коэффициент, усадка, плотность пластовой и дегазированной нефти в стандартных условиях, давление насыщения, вязкость пластовой и дегазированной нефти, компонентный состав газа однократного разгазирования, коэффициенты растворимости и сжимаемости пластовой нефти. Рассмотрены имеющиеся значения замеров и построена зависимость температуры и давления от глубины рис. 2.3.1-2.3.2. Геотермический градиент составил $2,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$.

Горизонт М-0-3 охарактеризован двумя новыми параллельными пробами скважины КМ-4_1 отобранными 21.09.2019 г. в рамках ОПЗ. Пластовая нефть характеризуется: плотностью $0,717\text{ г}/\text{см}^3$; вязкостью $3,25\text{ мПа}\cdot\text{с}$. Давление насыщения при $t_{пл.}=38,1^{\circ}\text{C}$ и $R_{пл}-7,72\text{ МПа}$ составляет 1 МПа . При дифференциальном разгазировании величина газосодержания составляет $8,115\text{ м}^3/\text{т}$, объемный коэффициент - $1,104$, пересчетный коэффициент соответственно - $0,905$ д.ед.

Горизонт М-0-7 охарактеризован двумя новыми параллельными пробами скважины Б-10 отобранными 30.08.2019 г. в рамках ОПЗ. Пластовая нефть характеризуется: плотностью $0,722\text{ г}/\text{см}^3$; вязкостью $5,32\text{ мПа}\cdot\text{с}$. Давление насыщения при $t_{пл.}=42,25^{\circ}\text{C}$ и $R_{пл}-8,72\text{ МПа}$ составляет $2,87\text{ МПа}$. При дифференциальном разгазировании величина газосодержания составляет $64,46\text{ м}^3/\text{т}$, объемный коэффициент - $1,239$ пересчетный коэффициент соответственно - $0,807$ д.ед.

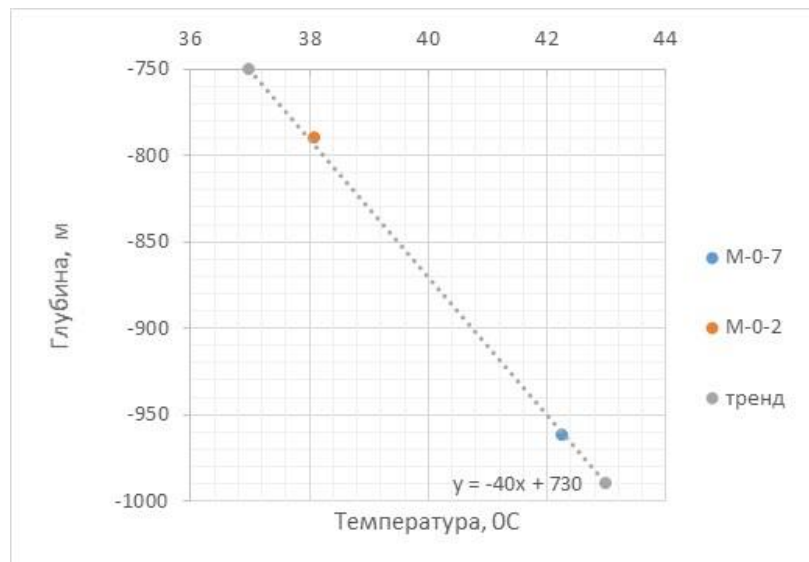


Рис. 2.3.1. Зависимость температуры от глубины

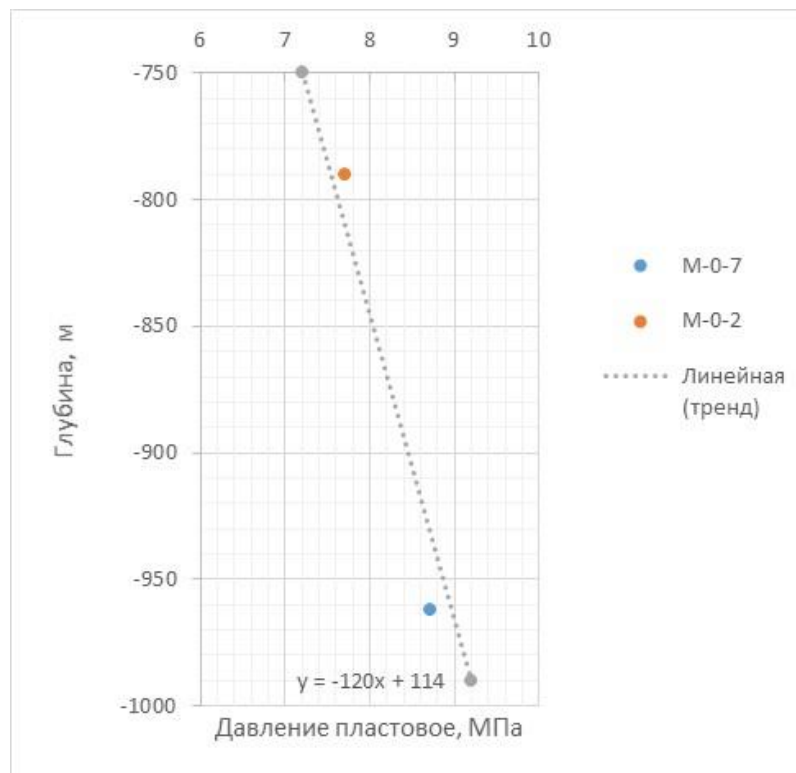


Рисунок 2.3.2. Зависимость давления от глубины

Физико-химические свойства пластовой нефти по продуктивным горизонтам приведены в таблице 2.3.3.

Таблица 2.3.4 – Результаты анализов газа, растворенного в нефти

№№ скв	Интервал перфорации, м	Дата отбора проб	Глубина отбора, м	Пластовая температура, °С	Давление насыщения, Мпа	Давление пласта, Мпа	Газосодержание при дифференциальном разгазировании		Объемный коэффициент	Усадка, %	Плотность нефти, г/см ³		Вязкость пластовой нефти, мПа*с	Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *Мпа	Компания, выполнившая анализы
							м ³ /т	м ³ /м ³			при пластовом давлении	сепарированной нефти (при 20 ⁰ С)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Горизонт М-0-3															
КМ-4_1	830.8-832.5	21.09.2019	790	38,1	1	7,72	8,115	5,702	1,10429	8,04	0,717	0,7675	3,25		ТОО"Научный Аналитический Центр"
Горизонт М-0-7															
Б-10	962-968	30.08.2019	962	42,25	2,87	8,72	64,465	42,41	1,239	19,27	0,722	0,796	5,32	14,78	ТОО"Научный Аналитический Центр"

Состав и свойства растворённого газа

На момент составления данного отчета, по месторождению проведен анализ газа, растворенного в нефти по скважинам КМ-4, КМ-4_1, Б-9 и Б-10. Состав и свойства попутного газа изучены по устьевым пробам скважин Б-9 и Б-10, по скважине КМ-4_1 и Б-10 было проведено исследование газа, выделившегося из пластовых глубинных проб, замеренные параметры последних были отображены в данном отчете, но не приняты при учете подсчетных параметров.

По месторождению отобраны и исследованы три устьевые пробы газа скважин КМ-4, Б-9, Б-10 продуктивных горизонтах М-0-1, М-0-7 и М-0-8 соответственно.

Результаты анализа попутного устьевого газа по скважинам представлены, включающей: компонентный состав С1-С9, азот, кислород, сероводород, двуокись углерода, плотность газа, относительную плотность газа по воздуху, число Воббе (нижшее и высшее), молекулярную массу, теплоту сгорания (низшая и высшая), вязкость газа (расчетная), фактор сжимаемости приведены ниже. Исследования проведены в лабораториях ТОО "КазНИГРИ" и ТОО "Научный Аналитический Центр".

Продуктивный горизонт М-0-1. Газ, растворенный в нефти, изучен по одной пробе скважины КМ-4 из горизонта М-0-1 в отложениях нижнего мела из интервала 762-767,7м. Содержание компонентов составляют: метана – 74,48%, этана – 8,12%, пропана – 5,33 %, бутанов – 3,43 %, пентанов – 1,18%, гексана+высшие – 0,44%. Теплота сгорания, ккал/м³: высшая 10643, низшая 9665. В растворенном газе минимальное содержание углекислого газа 0,05%. Плотность газа по отношению к воздуху составляет – 0,76.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования продуктивного горизонта М-0-1 метан-этанового состава, полужирный, безсернистый, низкоуглекислый.

Продуктивный горизонт М-0-7. Газ, растворенный в нефти, охарактеризован пробой скважины Б-10 интервала 962-968 м. Содержание компонентов составляют: метана – 69,97%, этана – 10,15%, пропана – 7,716 %, бутанов – 4,77 %, пентанов – 1,18%, гексана+высшие – 0,21%. Теплота сгорания, ккал/м³: высшая 10510, низшая 11537. В растворенном газе минимальное содержание углекислого газа 0,074%. Плотность газа по отношению к воздуху составляет – 0,815.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования продуктивного горизонта М-0-7 метан-этанового состава, полужирный, безсернистый, низкоуглекислый.

Продуктивный горизонт М-0-8. Газ, растворенный в нефти, изучен по одной пробе скважины Б-9 интервал 994,5-999: 1001,5-1005,5 м. проводился отбор устьевой пробы

газа через затрубное пространство. Содержание компонентов составляют: метана – 19,69 %, этана – 26,65 %, пропана – 23,76 %, бутанов – 7,82 %, пентанов – 13,71%, гексана+высшие – 3,62%. Теплота сгорания, ккал/м³: высшая 18155, низшая 19754. В растворенном газе минимальное содержание углекислого газа 2,77%. Плотность газа по отношению к воздуху составляет – 1,42 д.ед. Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования М-0-8 продуктивного горизонта пропаново-этанового состава.

Содержание неорганических газов по всем залежам целом по месторождению не превышает следующих значений: азота – 6,95%, углекислого газа – 2,77%. Сероводород по данным анализов отсутствует.

Результаты анализов состава растворенного газа приведены в таблице 2.3.4.

Таблица 2.3.4 – Результаты анализов газа, растворенного в нефти

№№ п/п	№№ скв	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Теплота сгорания, ккал/м ³		Содержание, % мол																	Плотность газа, кг/м ³	Удельный вес по отношению к воздуху	Молекулярная масса, г/моль	Фактор сжимаемости	Организация, Проводившая исследования	
				низшая	высшая	метан	этан	пропан	бутан	изо-бутан	н-бутан	изо-пентан	н-пентан	нео пентан	гексаны	геп-таны	окта-	нона-	сероводород	кислород	угле-кислый газ	азот						
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	26	27	28	
Горизонт М-0-1																												
1	КМ-4	762-767,7		9665	10643	74,475	8,115	5,33	-	1,62	1,807	0,685	0,492	-	0,302	0,132	0,005	-	отс.	0,04	0,05	6,95	0,92	0,76	21,951	0,997	ТОО "Каз-НИГРИ"	
Горизонт М-0-3																												
2	КМ-4_1	830.8-832.5	21.09.2019	20614	22368	5,549	4,328	10,337		18,737	21,345	12,005	7,98		6,92	1,93	0,158				0,218	10,354	2,05					
3	КМ-4_1	830.8-832.5	21.09.2019	19312	20968	6,3494	5,036	10,599		19,52	21,73	12,04	7,27		4,16	0,46	0,017				0,19	12,49	2,05					
Горизонт М-0-7																												
4	Б-10	962-968	30.08.2019	10509,7	11536,9	69,975	10,153	7,716		2,232	2,538	0,034	0,875	0,271	0,168	0,032	0,01	0	<0,001		0,074	5,922		0,815	23,25	0,999	ТОО"Научный Аналитический Центр"	
5	Б-10	962-968	30.08.2019	20774	22568	5,92	8,556	25,901		15,645	21,312	10,235	6,499		3,592	0,39	0,014				0,324	4,601	1,871					
Горизонт М-0-8																												
6	Б-9	994,5-999: 1001,5-1005,5	31.07.2019	18155,2	19754	19,689	26,652	23,761		7,82	8,094	3,398	2,223		2,425	0,925	0,228	0,048	<0,001		2,772	1,957		1,42	40,078	0,997	ТОО"Научный Аналитический Центр"	

Физические свойства и химический состав пластовых вод

Месторождение Бестобе находится в пределах северо-западной части Торгайского артезианского бассейна. Торгайский бассейн является бассейном первого порядка и занимает Южно–Торгайскую впадину. Южно–Торгайская впадина расчленена на Жыланшикский и Арыскупский прогибы, разделенные Мынбулакской седловиной. С ними и связаны бассейны второго порядка. В геолого–структурном отношении рассматриваемый бассейн – это сложно построенный прогиб, заложенный в сильно дислоцированных породах фундамента протерозойского возраста.

Повсеместная закрытость структур бассейна, значительная удаленность от областей питания наряду с сухим климатом и отсутствием полноценных рек определяют особенности накопления и водообмена в водоносных горизонтах.

В разрезе Южно–Торгайской впадины выделяются три гидрохимические зоны: верхняя, средняя и нижняя. Водоносные горизонты разделены глинистыми флюидоупорами, развитыми по всей площади месторождения.

Верхняя зона включает верхнемеловой водоносный комплекс, водоносные горизонты палеогена и грунтовые воды неоген – четвертичных отложений. Пластовые воды этой зоны пресные сульфатно–гидрокарбонатно–хлоридные. Зона характеризуется активным инфильтрационным гидрохимическим режимом поверхностных вод и неблагоприятными условиями для образования и сохранения залежей углеводородов.

Средняя гидрохимическая зона в составе карачетауской свиты апт–альба характеризуется изменчивым составом и минерализацией от пресных и слабосоленоватых вод и бортах Арыскупского бассейна, аналогичных по солевому составу верхней зоне, до высоко минерализационных хлоридно–натриево–кальциевого состава во внутренней части бассейна.

Питание горизонтов осуществляется, в основном, за счет инфильтраций атмосферных осадков на участках выходов их на поверхность и частично за счет фильтрации по водковых вод.

Средняя зона также характеризуется свободным водообменном и неблагоприятными условиями для образования и сохранения залежей УВ.

Нижняя зона в составе водоносных комплексов неокома и юры содержит пластовые воды хлоридно-натриево-кальциевого состава, величина минерализации которых увеличивается, с глубиной залегания, до 100 г/л. Эти пластовые воды относятся в основном к седиментогенным водам элизионного гидродинамического режима, что является благоприятным условием для формирования и сохранения залежей УВ.

Физические свойства и химический состав пластовых вод

На месторождении Бестобе для изучения физико-химических свойств пластовых вод нижнего мела были отобраны и проведены лабораторные исследования 2-х проб пластовой воды из скважин КМ-4 (инт. 862,1-873м) и Б-9 (инт. 776-777.3, 800,2-803,7м). Лабораторные исследования пластовых вод проводились в лаборатории ТОО “КазНИГРИ” и ТОО “Stratum CER”

Результаты анализов воды приведены в приложении 10, Книги II.

Согласно 2 имеющимся пробам пластовые воды нижнего мела характеризуется общей минерализацией 18,5-22,1 г/л. Содержания по хим. анализу (в мг/л) анионов: хлориды 11099,7-14605 мг/л; сульфаты 89-532,6 мг/л; гидрокарбонаты 248-602,2 мг/л; катионов: кальций 630-1978,3 мг/л; магний 226-1200,4 мг/л и натрия+калия 3140,9-6214мг/л. Удельный вес 1,013 г/см³, рН = 7,17-7,77, общая жесткость 50,1-197,44 мг-экв/л. Вода по классификации В.А. Сулина хлоркальциевого типа.

Кроме того, были определено содержания тяжелых металлов в воде, мг/кг: ванадий 0,0017-0,008; хром 0,111-0,123; марганец 0,073-0,076; железо 0,12-0,145; висмут 0,125-0,131; никель 0,01-0,063; медь 0,024-0,092; свинец 0,034-0,11.

Как видно по полученным данным в ходе анализа содержание элементов имеют достаточный разброс, а полученные значения минерализации нижнего мела несколько отличаются от минерализации данного района. Например, значения минерализации нижнемеловых отложений месторождений данного района изменяются в следующих диапазонах: Арысқум 43,2-62,1 г/см³; Нуралы 56.3-73 г/см³; Южный Кумколь 53.6-55.8 г/см³; Кызылкия 43.7-94.8 г/см³; ЮЗ Карабулак 67.5-95.3 г/см³.

Кроме того, плотность проанализированной пластовой воды (0,013 г/см³) соответствует или незначительно отличается от плотности тех. воды (1,01 г/см³), а в пробе воды присутствуют нефтепродукты и тяжелые металлы, что возможно может говорить, что полученная на анализ пластовая воды возможно не является пластовой или проба загрязнена и соответственно не передает истинные значения пластовой воды.

В связи с вышеизложенными авторами предлагается на данном этапе, как и в предыдущих ОПЗ-2018 г. и 2020 г. воздержаться от использования полученных параметров проб воды, полученной в ходе испытания чисто нефтяных пластов (ГИС, получены притоки УВ) и в будущем отобрать дополнительные пробы пластовой воды из водонасыщенных пластов для определения истинных значений пластовой воды.

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

Альб-сеноманские пластовые воды хлормагнезиевого и хлоркальциевого 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 чем нижележащих горизонтов. Так, по своим характеристикам почти близкие к питьевой воде, в отдельных пробах отмечается барий от 0,3 до 1,5 мг/л.

Из перечисленных пластовых вод наименьшую минерализацию имеют сенонские – до 1-1,5 г/л и туронские – от 1 до 2,2 г/л воды.

Возможность использования пластовых вод

Пластовые воды для получения микроэлементов в промышленных целях непригодны.

Воды, извлекаемые попутно с нефтью, можно использовать в качестве заводнения продуктивных пластов для поддержания пластового давления.

Воды верхних водоносных горизонтов (альб-сеноманские и турон-сенонские) могут быть использованы для организации орошаемого земледелия, водоснабжения и обводнения пастбищных территорий, а также для технических целей и бытовых нужд. Они не пригодны в качестве питьевой воды и для заводнения.

Для питьевого водоснабжения рекомендуется использовать воды неоген-четвертичных и турон-сенонских водоносных комплексов.

Таблица 2.3.5 – Химический состав и физические свойства пластовых вод месторождения Бестобе

№ п.п.	№ скв.	Дата отбора анализа	Интервал перфорации, м	Плотность, г/см ³	рН	Вязкость, сПз	Содержание ионов, мг/дм ³ , мг-экв/дм ³ , %-экв						Общая минерал, мг/дм ³	Общая минерал, г/л	Общая жесткость, мг-экв/л	Коэффициент метаморфизации				Тип воды
							HCO ³⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺				$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{rCa^{2+}}{rMg^{2+}}$	$\frac{rCl^- - rNa^+}{rMg^{2+}}$	$\frac{rSO_4^{2-} \cdot 100}{rSO_4^{2-} + rCl^-}$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	Б-9	04.09.2019г	776-777,3 800,2-803,7	1,0137	7,77	1,05	248	89	14605	630	226	6214	22065	22,1	50,1	0,66	1,69	7,62	0,45	ХК
							4,07	1,85	411,86	31,44	18,58	270,31	738,10							
							0,55	0,25	55,80	4,26	2,52	36,62	100							
2	КМ-4	19.01.2018г	862,1-873	1,013	7,17	1,05	602,2	532,6	11099,7	1978,3	1200,4	3140,9	18554	18,6	197,44	0,44	1,00	1,79	3,42	ХК
							9,88	11,08	313,01	98,72	98,67	136,63	667,98							
							1,48	1,66	46,86	14,78	14,77	20,45	100							

2.4. Физико-гидродинамические характеристики

Анализ смачиваемости. Эксперимент выполнен на 10 образцах керна скважин КМ-4. Исследования показали, что все образцы – гидрофильные. В таблице 2.4.1 приведены результаты анализа смачиваемости по Амотту.

Таблица 2.4.1 – Результаты анализа смачиваемости по Амотту

№ п/п	Интервал, м	Вытеснение водой		Вытеснение нефтью		Показатель смачиваемости Амотта	
		Самопроизвольное	Принудительное	Самопроизвольное	Принудительное		
		выход нефти, мл	выход нефти, мл	выход воды, мл	выход воды, мл		
1	846,94	2	7,2	1,04	9,34	0,17	гидрофильная
2	863,78	2,01	7,19	1,06	9,45	0,17	гидрофильная
3	830,72	1,93	7,07	1,08	9,64	0,16	гидрофильная
4	784,27	1,57	5,93	0,84	7,53	0,15	гидрофильная
5	911,99	2,21	8,59	1,16	10,4	0,15	гидрофильная
6	909,53	2,18	8,42	1,17	10,42	0,15	гидрофильная
7	827,85	2,28	7,72	1,04	9,3	0,18	гидрофильная
8	872,75	1,11	3,89	0,57	5,13	0,17	гидрофильная
9	797,35	2,53	8,47	1,14	10,23	0,19	гидрофильная
10	884,67	2,8	9,2	1,25	11,17	0,19	гидрофильная

Относительная фазовая проницаемость (ОФП) в системе нефть-вода выполнена на 10 образцах керна. Все образцы представляют верхнедаульскую подсвиту. Исходные данные для построения кривых относительных проницаемостей нефти и воды по каждому образцу представлены в таблице 2.4.2 и на рисунке 2.4.1.

Таблица 2.4.2 – Результаты анализа относительной фазовой проницаемости

№ режима	Доля флюида в потоке, %		Насыщенность, %		Относительная фазовая проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	
	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода
1	2	3	4	5	6	7
Верхнедаульская подсвита						
020К03Н						
1	100	0	0.69	0.310	1.000	0.000
2	90	10	0.61	0.390	0.783	0.004
3	75	25	0.54	0.460	0.415	0.030
4	50	50	0.46	0.540	0.289	0.048
5	25	75	0.38	0.620	0.116	0.094
6	10	90	0.31	0.690	0.063	0.122
7	0	100	0.23	0.770	0.000	0.206
033К04Н						
1	100	0	0.77	0.230	1.000	0.000
2	90	10	0.67	0.330	0.721	0.007
3	75	25	0.58	0.420	0.425	0.029
4	50	50	0.49	0.510	0.228	0.061
1	2	3	4	5	6	7
5	25	75	0.39	0.610	0.102	0.104
6	10	90	0.30	0.700	0.060	0.164
7	0	100	0.21	0.790	0.000	0.241

Продолжение таблицы 2.4.2

1	2	3	4	5	6	7
063K03H						
1	100	0	0.76	0.240	1.000	0.000
2	90	10	0.67	0.330	0.732	0.006
3	75	25	0.58	0.420	0.429	0.029
4	50	50	0.49	0.510	0.228	0.062
5	25	75	0.40	0.600	0.100	0.105
6	10	90	0.30	0.700	0.059	0.162
7	0	100	0.21	0.790	0.000	0.230
066K01H						
1	100	0	0.66	0.340	1.000	0.000
2	90	10	0.58	0.420	0.698	0.008
3	75	25	0.51	0.490	0.502	0.023
4	50	50	0.44	0.560	0.233	0.066
5	25	75	0.36	0.640	0.144	0.094
6	10	90	0.29	0.710	0.037	0.168
7	0	100	0.22	0.780	0.000	0.255
079K02H						
1	100	0	0.68	0.320	1.000	0.000
2	90	10	0.60	0.400	0.609	0.013
3	75	25	0.53	0.470	0.435	0.029
4	50	50	0.46	0.540	0.300	0.049
5	25	75	0.38	0.620	0.117	0.101
6	10	90	0.31	0.690	0.062	0.135
7	0	100	0.24	0.760	0.000	0.245
096K01H						
1	100	0	0.67	0.33	1.000	0.000
2	90	10	0.60	0.40	0.635	0.012
3	75	25	0.53	0.47	0.453	0.027
4	50	50	0.45	0.55	0.313	0.047
5	25	75	0.38	0.62	0.123	0.100
6	10	90	0.31	0.69	0.065	0.142
7	0	100	0.23	0.77	0.000	0.250
105K04H						
1	100	0	0.72	0.280	1.000	0.000
2	90	10	0.63	0.370	0.683	0.009
3	75	25	0.54	0.460	0.398	0.033
4	50	50	0.45	0.550	0.209	0.067
5	25	75	0.36	0.640	0.141	0.088
6	10	90	0.27	0.730	0.051	0.142
7	0	100	0.17	0.830	0.000	0.240
117K03H						
1	100	0	0.80	0.200	1.000	0.000
2	90	10	0.70	0.300	0.632	0.011
3	75	25	0.59	0.410	0.394	0.032
4	50	50	0.49	0.510	0.227	0.061
5	25	75	0.38	0.620	0.113	0.098
1	2	3	4	5	6	7
6	10	90	0.27	0.730	0.044	0.142
7	0	100	0.17	0.830	0.000	0.238
134K04H						
1	100	0	0.72	0.280	1.000	0.000
2	90	10	0.64	0.360	0.674	0.009
3	75	25	0.55	0.450	0.508	0.021
4	50	50	0.47	0.530	0.267	0.054
5	25	75	0.38	0.620	0.116	0.101
6	10	90	0.30	0.700	0.034	0.142
7	0	100	0.21	0.790	0.000	0.254

Продолжение таблицы 2.4.2

1	2	3	4	5	6	7
137K02H						
1	100	0	0.73	0.270	1.000	0.000
2	90	10	0.64	0.360	0.652	0.011
3	75	25	0.56	0.440	0.489	0.023
4	50	50	0.47	0.530	0.253	0.059
5	25	75	0.39	0.610	0.106	0.109
6	10	90	0.31	0.690	0.060	0.142
7	0	100	0.22	0.780	0.000	0.273

Непосредственно эксперимент по определению ОФП включал в себя ряд опытов (режимов), при проведении которых нефть и вода подаются в модель в определенных пропорциях, которые от опыта к опыту менялись при увеличении доли воды в потоке. При этом суммарный объем обеих фаз оставался постоянным.

Распределение и подвижность фаз в поровой среде зависят от насыщенности и от смачивающих свойств соответствующих фаз. Согласно графикам ОФП относительная проницаемость воды в конечной точке меньше, чем относительная проницаемость нефти в конечной точке, что является критерием смачиваемости. Из этого следует, что проницаемая среда отобранных образцов является гидрофильной.

Из представленных графиков следует, что относительная проницаемость воды по нефти изменяется от 0,21 доли ед. до 0,27 доли ед. Равными проницаемостями обоих флюидов становятся при суммарной водонасыщенности от 0,6 доли ед. до 0,65 доли ед. Проницаемость нефти резко падает до 0,1 доли ед. при появлении в потоке воды и сходит на нет по достижении водонасыщенности в $\approx 0,6$ доли ед. и более процентов.

Коэффициент вытеснения нефти водой. Вытеснение нефти из образца было произведено при пропитке водой с постоянной заданной скоростью методом центрифугирования. Процесс пропитки нефтенасыщенного образца моделью пластовой воды был выполнен при пластовой температуре и давлении обжима.

Коэффициент вытеснения нефти водой подсчитывался по формуле:

$$\beta_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{н.выт}}}{V_{\text{н.нач}}},$$

где: $V_{\text{н.выт}}$ - количество вытесненной из модели нефти, см³; $V_{\text{н.нач}}$ - количество нефти, первоначально содержащееся в модели, см³.

Для моделирования процесса вытеснения было отобрано 10 образцов керна из верхнедаульской подсвиты. В таблице 7.3.6 приведены результаты исследования по определению коэффициента вытеснения нефти водой. По результатам исследования получены коэффициенты вытеснения 0,733-0,900 доли ед.

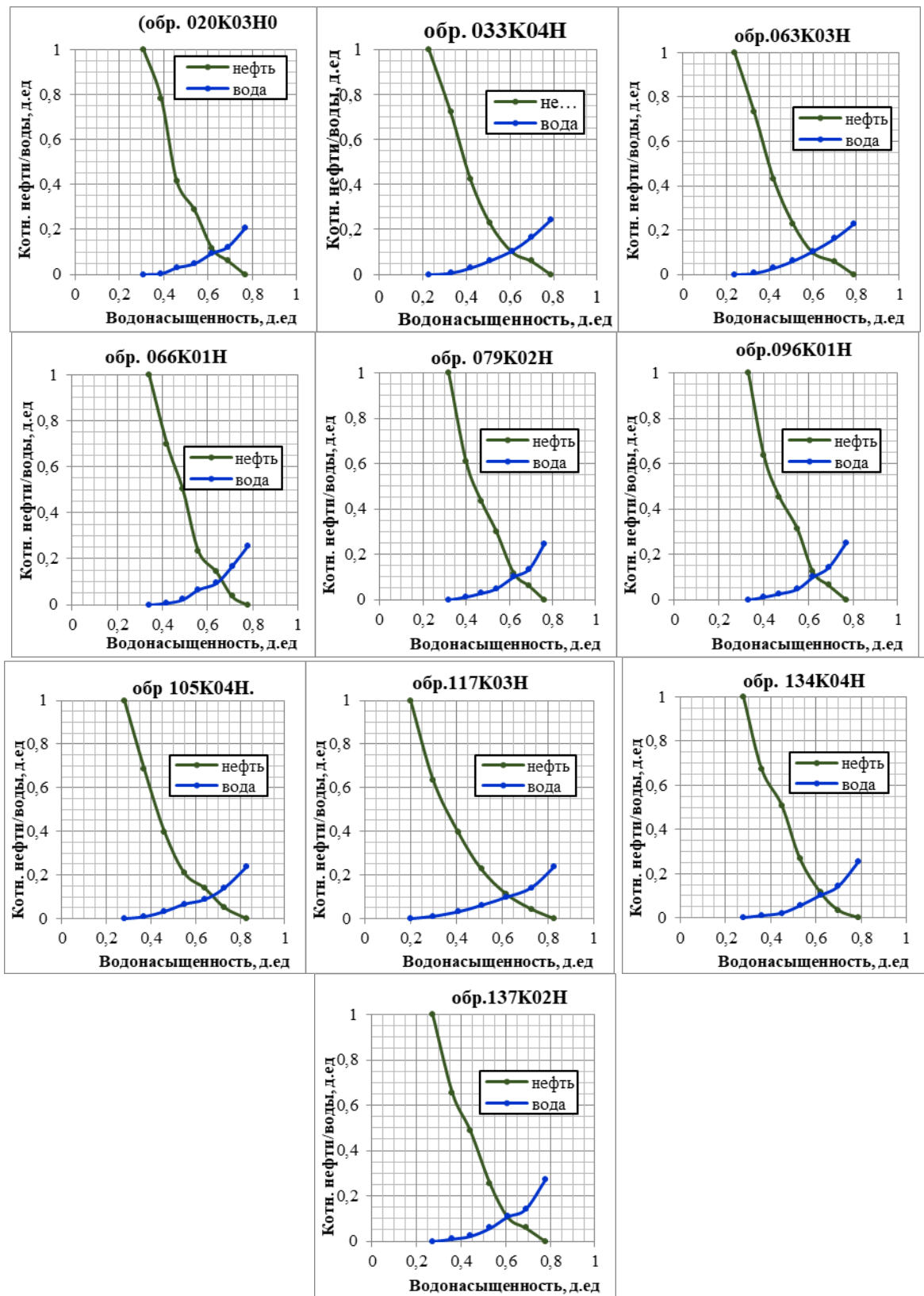


Рисунок 2.4.1. Результаты определения фазовой проницаемости продуктивных отложений верхнедаульской подсвиты (скв. КМ-4)

Таблица 2.4.3 – Результаты эксперимента фазовой проницаемости

№ п/п	№ образца	Кп, доли ед.	Кпр по газу, мД	Кпр по воде, мД	Кпр по нефти при Кво, мД	Кво, доли ед.	Кно, доли ед.	Квыт., доли ед.	Кп дин. доли ед.
Верхнедаульская подсвита									
1	020K03H	0,22	91,6	37,2	293,0	0,235	0,209	0,754	0,12
2	033K04H	0,29	596,6	221,0	293,0	0,235	0,209	0,836	0,16
3	063K03H	0,26	333,6	95,3	121,2	0,239	0,213	0,821	0,14
4	066K01H	0,28	30,3	13,7	17,3	0,344	0,219	0,759	0,12
5	079K02H	0,27	27,7	10,2	13,2	0,322	0,236	0,733	0,12
6	096K01H	0,28	27,7	12,3	16,3	0,329	0,233	0,733	0,12
7	105K04H	0,30	404,6	165,1	186,5	0,275	0,174	0,873	0,17
8	117K03H	0,31	2880,	996,0	1320	0,196	0,168	0,900	0,20
9	134K04H	0,30	171,2	76,3	89,2	0,178	0,211	0,797	0,18
10	137K02H	0,31	106,3	41,2	56,9	0,273	0,222	0,797	0,16

2.5 Запасы нефти и газа

Впервые на месторождении Бестобе Оперативный подсчет запасов нефти был произведен по результатам бурения и опробования скважины КМ-4. Отчет был составлен и утвержден протоколом ГКЗ РК от 04.12.2018 г. (Протокол № 1995-18-П от 04.12.2018 г.).

В 2020 году компанией ТОО «Timal Consulting Group» был составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Бестобе по состоянию изученности на 02.01.2020 г.» на основе 7-ми пробуренных скважин (Б-1, Б-5, Б-7, Б-9, Б-10, КМ-4, КМ-4_1) (Протокол №2182-20-П от 29 мая 2020 года).

В 2021 году компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» был составлен и утвержден протоколом ГКЗ РК Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Бестобе, по состоянию изученности на 05.02.2021 г. (Протокол № 2335-21-П от 22 июля 2021 года).

По состоянию на 05.02.2021 г. подсчитанные геологические и извлекаемые запасы УВ составили:

Категория	Нефть, тыс. т.		Растворенный газ, млн.м ³		Свободный газ, млн.м ³
	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые	геологические
C ₁	4131	1 755,8	47,5	20,3	
C ₂	7625	3 233,2	96,8	40,6	14,0

Соотношение запасов нефти промышленной категорий C₁ к запасам с категорией C₂ составляет 35% и 65%.

Всего по месторождению Бестобе геологические и извлекаемые запасы нефти по категориям C₁+C₂, составляют: геологические 11756 тыс. т; извлекаемые 4989 тыс.т; растворенного газа, геологические – 144.3 млн.м³; извлекаемые – 60.9 млн.м³; геологические запасы свободного газа – 14.0 млн.м³.

Коэффициент извлечения нефти для нижнеокомских меловых залежей был принят на уровне 0.425 д.ед. а для палеозоя – 0.36 д.ед, по аналогии с соседними месторождениями.

Таблица 2.5.1. Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Бестобе

Залежь	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средне взвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	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 М-0-1															
Б-1, Б-5, Б-7, Б-9, Б-10, КМ-4, КМ-4-1	ЧНЗ	C ₁	2403	4,6	11141	0,28	0,62	0,905	0,771	1350	0,425	573,8	8,1	10,9	4,6
		C ₂	4049	6,0	24154	0,28	0,62	0,905	0,771	2926	0,425	1243,6	8,1	23,7	10,1
	ВНЗ	C ₂	1778	3,6	6458	0,28	0,62	0,905	0,771	782	0,425	332,4	8,1	6,3	2,7
Итого по горизонту		C ₁	2403		11141					1350		573,8		10,9	4,6
		C ₂	5827		30612					3708		1576,0		30,0	12,8
Горизонт М-0-2															
КМ-4-1	ВНЗ	C ₂	866	1,0	860	0,26	0,60	0,905	0,756	92	0,425	39,1	8,1	0,7	0,3
Итого по залежи		C ₂	866		860					92		39,1		0,7	0,3
Б-7, Б-9	ВНЗ	C ₁	562	3,1	1725	0,24	0,63	0,905	0,756	178	0,425	75,7	8,1	1,4	0,6
		C ₂	686	3,3	2257	0,24	0,63	0,905	0,756	233	0,425	99,0	8,1	1,9	0,8
Итого по залежи		C ₁	562		1725					178		75,7		1,4	0,6
		C ₂	686		2257					233		99,0		1,9	0,8

Итого по горизонту		C ₁	562		1725					178		75,7		1,4	0,6
		C ₂	1552		3117					325		138,1		2,6	1,1
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Горизонт М-0-3															
КМ-4-1	ВНЗ	C ₁	428	3,6	1538	0,32	0,66	0,905	0,774	228	0,425	96,9	8,1	1,8	0,8
		C ₂	322	1,6	511	0,32	0,66	0,905	0,774	76	0,425	32,3	8,1	0,6	0,3
Итого по залежи		C ₁	428		1538					228		96,9		1,8	0,8
		C ₂	322		511					76		32,3		0,6	0,3
КМ-4	ВНЗ	C ₁	396	1,5	591	0,24	0,51	0,905	0,774	51	0,425	21,7	8,1	0,4	0,2
Итого по залежи		C ₁	396		591					51		21,7		0,4	0,2
Итого по горизонту		C ₁	824		2129					279		118,6		2,2	1,0
		C ₂	322		511					76		32,3		0,6	0,3
Горизонт М-0-4															
Б-1, Б-7	ВНЗ	C ₁	1025	2,1	2115	0,31	0,62	0,905	0,764	281	0,425	119,4	8,1	2,3	1,0
		C ₂	629	1,5	968	0,31	0,62	0,905	0,764	129	0,425	54,8	8,1	1,0	0,4
Итого по горизонту		C ₁	1025		2115					281		119,4		2,3	1,0
		C ₂	629		968					129		54,8		1,0	0,4
Горизонт М-0-5															
Б-9, КМ-4-1	ВНЗ	C ₂	1272	5,3	6696	0,30	0,53	0,905	0,76	736	0,425	312,8	8,1	6,0	2,5
Итого по залежи		C ₂	1272		6696					736		312,8		6,0	2,5
Б-1, Б-7, КМ-4	ВНЗ	C ₁	1154	8,1	9358	0,30	0,59	0,905	0,76	1145	0,425	486,6	8,1	9,3	3,9
		C ₂	744	7,1	5273	0,30	0,59	0,905	0,76	645	0,425	274,1	8,1	5,2	2,2
Итого по залежи		C ₁	1154		9358					1145		486,6		9,3	3,9
		C ₂	744		5273					645		274,1		5,2	2,2
Б-10	ВНЗ	C ₂	1692	4,7	7886	0,29	0,52	0,905	0,76	822	0,425	349,4	8,1	6,7	2,8
Итого по залежи		C ₂	1692		7886					822		349,4		6,7	2,8
Итого по горизонту		C ₁	1154		9358					1145		486,6		9,3	3,9
		C ₂	3708		19855					2203		936,3		17,9	7,5

Горизонт М-0-6-1															
Б-5, КМ-4	ВНЗ	C ₁	196	3,1	598	0,26	0,55	0,905	0,764	59	0,425	25,1	8,1	0,5	0,2
		C ₂	351	1,2	423	0,26	0,55	0,905	0,764	42	0,425	17,9	8,1	0,3	0,1
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>
Итого по горизонту		C ₁	196		598					59		25,1		0,5	0,2
		C ₂	351		423					42		17,9		0,3	0,1
Горизонт М-0-6-2															
Б-9, КМ-4-1	ВНЗ	C ₂	467	2,4	1134	0,29	0,49	0,905	0,764	111	0,425	47,2	8,1	0,9	0,4
Итого по залежи		C ₂	467		1134					111		47,2		0,9	0,4
Б-1, Б-7, КМ-4	ВНЗ	C ₁	969	6,2	5960	0,29	0,49	0,905	0,764	586	0,425	249,1	8,1	4,7	2,0
		C ₂	384	4,0	1548	0,29	0,49	0,905	0,764	152	0,425	64,6	8,1	1,2	0,5
Итого по залежи		C ₁	969		5960					586		249,1		4,7	2,0
		C ₂	384		1548					152		64,6		1,2	0,5
Б-10	ВНЗ	C ₂	959	2,8	2648	0,29	0,48	0,905	0,764	255	0,425	108,4	8,1	2,1	0,9
Итого по залежи		C ₂	959		2648					255		108,4		2,1	0,9
Итого по горизонту		C ₁	969		5960					586		249,1		4,7	2,0
		C ₂	1810		5330					518		220,2		4,2	1,8
Горизонт М-0-7															
Б-10	ВНЗ	C ₁	197	3,1	601	0,26	0,56	0,807	0,788	56	0,425	23,8	64,5	3,6	1,5
		C ₂	1502	1,9	2785	0,26	0,56	0,807	0,788	258	0,425	109,7	64,5	16,6	7,1
Итого по залежи		C ₁	197		601					56		23,8		3,6	1,5
		C ₂	1502		2785					258		109,7		16,6	7,1
КМ-4	ВНЗ	C ₁	471	1,7	819	0,22	0,63	0,807	0,788	72	0,425	30,6	64,5	4,6	2,0
		C ₂	279	0,8	225	0,22	0,63	0,807	0,788	20	0,425	8,5	64,5	1,3	0,5
Итого по залежи		C ₁	471		819					72		30,6		4,6	2,0
		C ₂	279		225					20		8,5		1,3	0,5

Итого по горизонту		C ₁	668		1420					128		54,4		8,2	3,5
		C ₂	1781		3010					278		118,2		17,9	7,6
Горизонт М-0-8															
Б-9, КМ-4-1	ВНЗ	C ₁	155	0,9	138	0,26	0,55	0,807	0,838	13	0,425	5,5	64,5	0,8	0,4
		C ₂	562	1,5	829	0,26	0,55	0,807	0,838	80	0,425	34,0	64,5	5,2	2,2
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>
Итого по залежи		C ₁	155		138					13		5,5		0,8	0,4
		C ₂	562		829					80		34,0		5,2	2,2
Б-5, КМ-4	ВНЗ	C ₁	715	1,8	1273	0,24	0,54	0,807	0,838	112	0,425	47,6	64,5	7,2	3,1
		C ₂	1200	1,4	1704	0,24	0,54	0,807	0,838	149	0,425	63,3	64,5	9,6	4,1
Итого по залежи		C ₁	715		1273					112		47,6		7,2	3,1
		C ₂	1200		1704					149		63,3		9,6	4,1
Итого по горизонту		C ₁	870		1411					125		53,1		8,0	3,5
		C ₂	1762		2533					229		97,3		14,8	6,3
Горизонт PZ															
КМ-4	ВНЗ	C ₂	884	1,9	1711	0,13	0,83	0,807	0,788	117	0,360	42,1	64,5	7,5	2,7
Итого по горизонту		C ₂	884		1711					117		42,1		7,5	2,7
Всего по месторождению		C ₁	8 671		35 857					4 131		1 755,8		47,5	20,3
		C ₂	18 626		68 070					7 625		3 233,2		96,8	40,6

Таблица 2.5.2. Сводная таблица подсчета запасов газа газовой шапки месторождения Бестобе

Залежь в районе скв.	зона	Категория	Площадь газоносности, тыс.м ²	Средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина, м	Эффективный объем пород-коллекторов, тыс.м ³	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент газонасыщенности, д.ед.	Пластовое давление, Мпа		Поправка за отклонение от закона Бойля-Мариотта		Поправка за температуру	Коэффициент перевода технических атмосфер в физические	Запасы пластового газа, млн.м ³	Коэфф.перевода запасов на сухой газ	Запасы сухого газа, млн.м ³	Коэффициент извлечения газа за, д.ед	Извлекаемые запасы сухого газа, млн.м ³
								Начальное	Конечное	Начальная	Конечная							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Горизонт М-0-7																		
р-н скв.Б-10	ГВЗ	С ₂	996	1,28	1276	0,26	0,51	7,24	0,1	1,27	1	0,93	9,87	14	0,98	14	0,731	10
Итого по месторождению		С ₂	996	1,28	1276									14		14		10

3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.1. Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации

Цель пробной эксплуатации – уточнение имеющейся и получение 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 пробной эксплуатации – бурение и ввод в пробную эксплуатацию пяти проектных опережающих добывающих скважин с задачами доразведки и ввод в пробную эксплуатацию семи ранее пробуренных скважин; изучение приемистости коллекторов и пробная закачка воды в интервалы продуктивного горизонта М-0-4; изучение эффективных способов эксплуатации скважин и оптимальных технологических режимов; изучение возможных осложнений при добыче, сборе и подготовке скважинной продукции; проведение лабораторных биостратиграфических 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; для доразведки и перевода запасов категории С₂ в промышленную категорию С₁, рекомендовано провести дополнительные опробования объектов в существующих и проектных опережающих добывающих скважинах.

Срок пробной эксплуатации – согласно Дополнения № 8 (Государственный регистрационный № 4849-УВС МЭ от «22» сентября 2020 г.) к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., период разведки по письменному обращению недропользователя Компетентным органом был продлен до «31» октября 2023 г.

3.2. Обоснование пространственных границ залежей для проведения пробной эксплуатации

На основании бурения, интерпретации материалов геофизических исследований и опробования поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин, по материалам повторного оперативного подсчета запасов нефти и газа, на месторождении Бестобе установлены 9 нефтяных и 1 – газонефтяной горизонт, девять из которых в пределах нижнемеловых и одна – палеозойских отложениях.

По материалам оперативного подсчета запасов, водонефтяные контакты по установленным залежам изменяются от «минус» 636,6 м (горизонт М-0-1) до «минус» 858,3 м

(горизонт Pz). Поэтому максимальная глубина для проведения пробной эксплуатации составит 860 м.

На рисунке 3.1 представлена выкопировка из картограммы Геологического отвода, где указаны границы месторождения Бестобе для проведения пробной эксплуатации, площадь которой составляет 22,2 км². В таблице 3.1 представлены координаты угловых точек Геологического отвода, а в таблице 3.2 – координаты границ для проведения пробной эксплуатации.

Таблица 3.1. Координаты утвержденных угловых точек границ Геологического отвода

№№ п/п	Северная широта	Восточная долгота
1	45° 38' 00"	64° 20' 00"
2	45° 41' 25"	64° 18' 45"
3	46° 02' 36"	64° 17' 05"
4	46° 08' 54"	63° 45' 12"
5	46° 40' 00"	63° 30' 00"
6	47° 00' 00"	63° 00' 00"
7	47° 12' 00"	63° 01' 00"
8	47° 04' 30"	63° 30' 00"
9	47° 02' 50"	65° 35' 00"
10	47° 11' 00"	65° 35' 00"
11	47° 26' 30"	63° 41' 00"
12	47° 40' 00"	63° 40' 30"
13	47° 53' 00"	63° 40' 00"
14	47° 55' 01"	63° 41' 00"
15	48° 00' 00"	63° 40' 00"
16	48° 00' 00"	64° 30' 00"
17	46° 16' 09"	64° 30' 00"
18	46° 00' 00"	64° 52' 15"
19	46° 00' 00"	65° 00' 00"
20	45° 38' 00"	65° 00' 00"
21	45° 38' 00"	64° 30' 00"

Таблица 3.2. Координаты угловых точек границ для проведения пробной эксплуатации

№№ п/п	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 41' 20"	64° 26' 43"
2	46° 42' 11"	64° 29' 13"
3	46° 44' 59"	64° 26' 19"
4	46° 43' 52"	64° 23' 52"

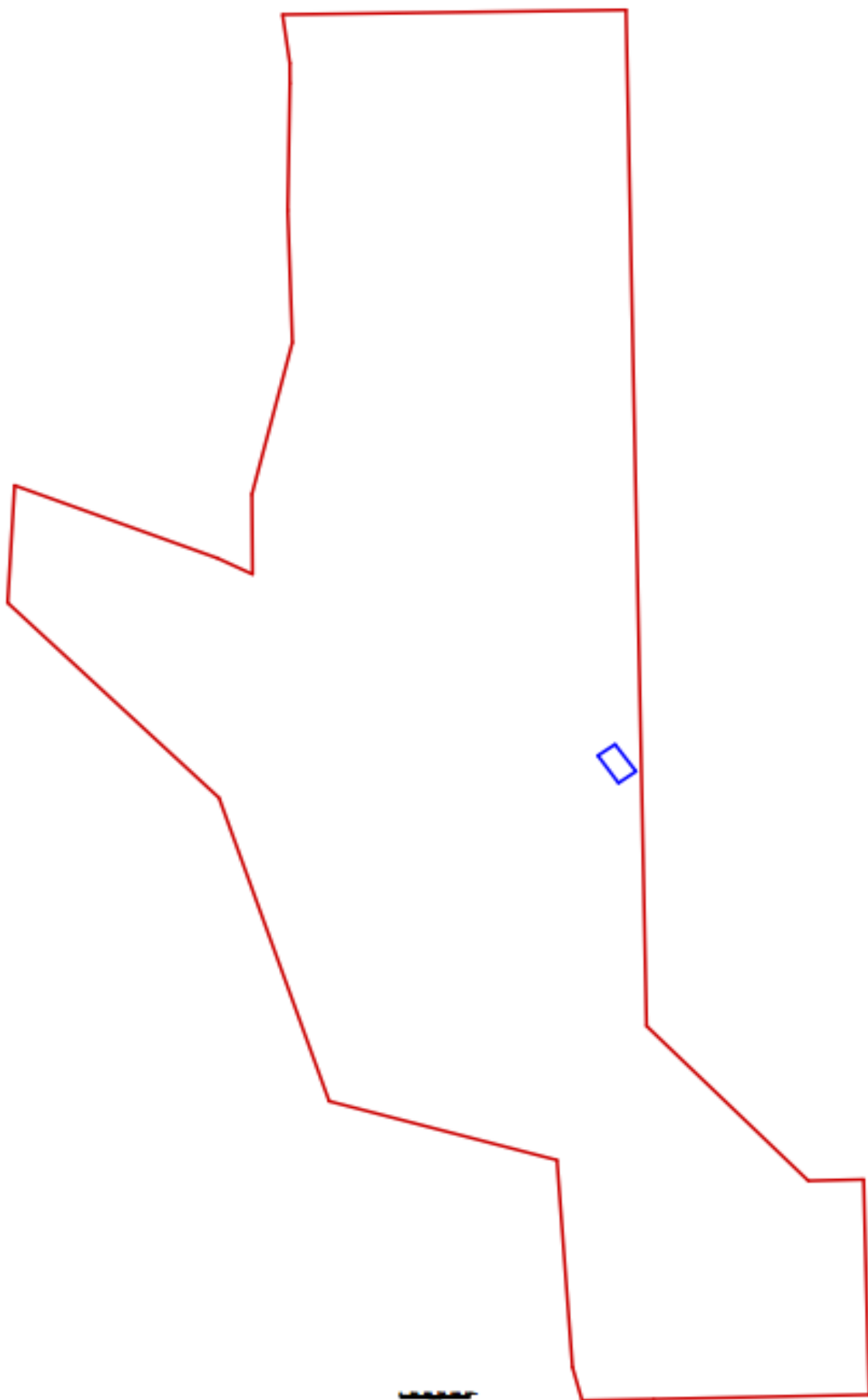


Рисунок 3.1. Границы геологического отвода и участка для проведения пробной эксплуатации месторождения Бестобе

3.3. Анализ результатов опробования и гидродинамических исследований

3.3.1. Результаты опробования и гидродинамических исследований скважин

Испытание перспективных интервалов в процессе бурения поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин не проводилось.

После разработки и утверждения проектного документа (13) на проведение пробной эксплуатации на месторождении Бестобе были пробурены три проектные опережающие добывающие (Б-1, Б-5 и Б-7) и три оценочные (Б-9, Б-10 и КМ-4_1) скважины. Опробование в колонне в скважинах Б-1 и Б-7 проведено по три объекта, в скважине Б-5 – два объекта. В оценочных скважинах Б-9 и КМ-4_1 проведено опробование в колонне по три объекта, в скважине Б-10 – двух объектов.

После утверждения дополнения к проектному документу (15), бурение новых скважин не производилось, лишь дополнительно опробованы два интервала в существующих скважинах Б-1 и Б-7.

При получении фонтанирующих притоков проводились режимные исследования методом установившихся отборов (МУО) – последовательная замена штуцеров различного диаметра. При отсутствии фонтанного притока исследования проводились методом прослеживания уровней (МПУ) – компрессированием, свабированием и установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН). Вне зависимости от способа опробования, исследования производились методом не установившихся отборов – регистрацией кривой восстановления давления (КВД).

Всего проведено 10 ГДИ методом регистрации КВД в скважинах КМ-4, Б-7, Б-10 и КМ-4_1, из которых дополнительно – три ГДИ в скважинах Б-7, Б-10 и КМ-4_1.

Всего ГДИ МУО проведено два исследования в скважинах КМ-4 и Б-10, из которых дополнительно – одно ГДИ в скважине Б-10.

Ниже приведены результаты опробования скважин.

После спуска и цементирования эксплуатационной колонны в семи скважинах были опробованы 23 объекта. Вторичное вскрытие перспективных интервалов для обеспечения их сообщения со скважиной проведено при помощи перфоратора типа ПК-114 ORION 102-04-RDX и DYNAWELLHMXDP-3, плотность перфорации на погонный метр которой составляет 15-16 отверстий. Колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) наружного диаметра 73 мм спускалась на глубину 10-15 м выше верхних отверстий перфорации.

Опробование проводилось по схеме: «снизу-вверх», т.е. сначала исследовался низзалегавший интервал, а после изоляции установкой цементного моста – самостоятельно исследовался вышезалегавший интервал и т.д.

В **скважине КМ-4** было опробовано 10 объектов.

Первый интервал опробования (горизонт Pz). Опробование интервалов 1012-1021 м, 1026,5-1037,0 м и 1045-1056 м было проведено в период с «24» октября по «02» ноября 2017 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 488 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 1186,6 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием. В процессе освоения было проведено 115 рейсов сваби́рования, при котором извлечено 75,3 м³ воды.

Второй интервал опробования (горизонт Pz). Опробование интервала 993,2-1000,0 м было произведено в период с «03» ноября по «21» ноября 2017 гг. В интервале опробования всего было прострелено 109 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 1006 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием. В процессе опробования было сначала произведено 10 рейсов сваби́рованием, при котором извлечено 4,25 м³ воды. «09» ноября 2017 г. призабойная зона скважины (ПЗС) была обработана соляной кислотой (СКО), после чего приток увеличился до 17,04 м³ (нефти 4,6 м³ и воды – 12,44 м³) за 42 рейса свабом. Далее, в период с «15» по «19» ноября 2017 гг. вызов притока в скважину осуществлялся при помощи струйного насоса, при котором объем притока составил 4,42 м³ (нефти 0,2 м³ и воды – 4,22 м³).

«17» ноября 2017 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 605 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (993,2 м) составило 8,6 МПа, температура – 40,4 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 1,36 мкм²*см/[мПа*с]; проницаемость – 29,1 мД; пьезопроводность – 2031 см²/с; коэффициент продуктивности – 1,14 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 4,0, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС, радиус исследования составил 70 м.

Повторное исследование регистрацией КВД проведено с «19» по «20» ноября 2017 г. Манометр был спущен на глубину 932 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (993,2 м) составило 8,8 МПа, температура – 40,4 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики, которые несколько отличаются по сравнению с предыдущим исследованием: гидропроводность составила 1,50 мкм²*см/[мПа*с]; проницаемость – 14,3 мД; пьезопроводность – 1755 см²/с; коэффициент продуктивности – 1,31 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 2,7, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС, радиус исследования составил 53 м.

Третий интервал опробования (горизонт М-0-8). Опробование интервала 975,0-978,5 м было проведено в период с «23» по «28» ноября 2017 гг. В интервале опробования всего было прострелено 56 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 984 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компресси́рованием. В процессе опробования было произведено 34 рейса сваби́рования, при котором извлечено 21,18 м³ воды с «пленкой» нефти. В процессе компресси́рования извлечено 8,67 м³ воды с «пленкой» нефти.

Четвертый интервал опробования (горизонт М-0-7). Опробование интервалов 958,5-961,3 м и 963,5-966,0 м было проведено в период с «29» по «30» ноября 2017 гг. В интервале опробования всего было прострелено 85 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 974 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием. В процессе опробования было произведено 39 рейсов сваби́рованием, при котором извлечено 15,81 м³ технической воды без признаков нефти.

Пятый интервал опробования (горизонт М-0-7). Опробование интервалов 926,3-927,4 м, 935,0-941,6 м, 947,0-948,0 м, 958,5-961,3 м и 963,5-966,0 м было проведено в период с «02» по «12» декабря 2017 гг. Верхние три интервала были достреляны. В интервалах опробования всего было прострелено 130 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 974 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием. В процессе совместного опробования вышеуказанных интервалов извлечено всего 44,53 м³ жидкости, из которых нефти – 11,76 м³. Время отработки составило 36 часов. Расчетный дебит нефти и воды составили соответственно 7,8 м³/сут и 21,8 м³/сут.

В период с «06» по «08» декабря 2017 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 926,3 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (926,3 м) составило 3,6 МПа, температура – 39,8 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 0,86 мкм²*см/[мПа*с]; проницаемость – 15,1 мД; пьезопроводность – 144 см²/с; коэффициент продуктивности – 0,58 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 0,7, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС.

Необходимо отметить, что пластовое давление, приведенное к верхним отверстиям перфорации, составило 3,6 МПа, что значительно ниже гидростатического. По всей веро-

ятности, давление не характеризует естественное энергетическое состояние продуктивного пласта, поэтому в дальнейших расчетах пренебрегается.

Шестой интервал опробования (горизонт М-0-7). Опробование интервалов 926,3-927,4 м, 935,0-941,6 м, 941,6-944,6 м (дострел) и 947,0-948,0 м было проведено в период с «14» декабря 2017 г. по «04» января 2018 г. В интервалах опробования всего было прострелено 48 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 948 м.

Освоение осуществлено свабиrowанием и установкой ЭЦН. В процессе совместного опробования вышеуказанных интервалов извлечено всего 8,5 м³ воды и 6,34 м³ нефти. Время отработки составило 49,5 часов. Расчетный дебит нефти и воды составили соответственно 3,1 м³/сут и 4,1 м³/сут.

Седьмой интервал опробования (горизонт М-0-6). Опробование интервалов 895,0-905,0 м и 905,0-910,0 м было проведено в период с «05» по «12» января 2018 гг. В интервалах опробования всего было прострелено 240 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 921 м.

Вызов притока осуществлен свабиrowанием и компрессированием. В процессе опробования извлечено всего 16,4 м³ технической воды с «пленкой» нефти за 42 рейса свабиrowания и 14,45 м³ технической воды с «пленкой» нефти – компрессированием.

Восьмой интервал опробования (горизонт М-0-5). Опробование интервалов 862,1-873,0 м и 862,1-865,0 м (перестрел) было проведено в период с «14» января по «01» марта 2018 гг. В интервалах опробования всего было прострелено 222 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 893 м.

Вызов притока осуществлен свабиrowанием и установкой ЭЦН. В процессе опробования извлечено всего 149,09 м³ пластовой воды и 7,08 м³ нефтяной эмульсии.

В период с «21» по «26» января 2018 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 862,1 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (862,1 м) составило 9,2 МПа, температура – 39,9 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 1,13 мкм²*см/[МПа*с]; проницаемость – 11,2 мД; пьезопроводность – 49 см²/с; коэффициент продуктивности – 0,78 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 1,0, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС.

Девятый интервал опробования (горизонт М-0-3). Опробование интервала 822,0-827,4 м и 822,0-827,4 м (перестрел) было проведено в период с «03» марта по «05» апреля 2018 гг. В интервалах опробования всего было прострелено 183 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 852,5 м.

Вызов притока осуществлен свабированием и установкой ЭЦН. В процессе опробования извлечено всего 72,55 м³ пластовой воды и 11,11 м³ нефтяной эмульсии.

В период с «17» по «23» марта 2018 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 821 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (862,1 м) составило 7,6 МПа, температура – 37,3°С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 0,32 мкм²*см/[МПа*с]; проницаемость – 1,8 мД; пьезопроводность – 219 см²/с; коэффициент продуктивности – 0,21 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 1,7, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС.

Десятый интервал опробования (горизонт М-0-1). Опробование интервалов 764,0-767,0 м и 762,0-767,7 м (дострел) было проведено в период с «07» апреля по «25» мая 2018 гг. В интервалах опробования всего было прострелено 80 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 815 м.

При опробовании вышеуказанных интервалов был получен фонтанный приток нефти и газа. Из интервала 764,0-767,0 м был получен приток нефти объемом 106,91 м³ и газа 15293,3 м³ за 75 часов, а из интервала 762,0-767,7 м получен приток нефти объемом 1153,08 м³ и газа 258173,05 м³ за 952,5 часа.

В период с «09» по «11» апреля 2018 г. на скважине проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 760 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (762 м) составило 7,4 МПа, температура – 35,7 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 26,7 мкм²*см/[МПа*с]; проницаемость – 85 мД; пьезопроводность – 25 см²/с; коэффициент продуктивности – 20,4 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 2,6, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС, радиус исследования составил 35,3 м.

В период с «17» по «26» апреля 2018 г. на скважине проведено исследование регистрацией КВД. Перед проведением режимных исследований, скважина эксплуатировалась на 7 мм диаметре штуцера в течение 4-х суток, после чего закрыли для регистрации КВД. Манометр был спущен на глубину 762 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (762 м) составило 7,4 МПа, температура – 35,2 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 14,4 мкм²*см/[МПа*с]; проницаемость – 46 мД; пьезопроводность – 20 см²/с; коэффициент продуктивности – 11,4 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 1,7, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС, радиус исследования составил 29,4 м.

Далее провели режимные исследования с последовательной сменой штуцеров различного диаметра – 3 мм, 5мм и 7 мм. Пластовое давление составило 7,4 МПа, при изменении забойных давлений от 6,6 МПа до 4,1 МПа, дебит скважины по нефти изменялся от 8,2 м³/сут до 36,7 м³/сут. Средний коэффициент продуктивности составил 11,4 м³/[сут*МПа].

В опережающей добывающей **скважине Б-1** было опробовано три объекта.

Первый интервал опробования (горизонт М-0-4). Опробование интервалов 859,1-860,3 м и дострел интервала 860,3-863,3 м было проведено в период с «26» июля по «04» августа 2019 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 67 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 868,0 м. Гидростатическое давление составило 8,5 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компресси́рованием.

При сваби́ровании из интервала 859,1-860,3 м был получен приток воды объемом 40,77 м³ плотностью 1,0 г/см³. При компресси́ровании того же интервала получен приток воды объемом 29,46 м³ плотностью 1,0 г/см³. После дострела интервала 860,3-863,3 м и совместном опробовании сваби́рованием получен приток воды объемом 17,78 м³.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-2). Опробование интервалов 815,0-818,3 м и 820,0-825,0 м, а также дострел интервала 796,0-811,4 м было проведено в период с «05» по «13» августа по 2019 гг. В интервалах опробования, с учетом дострела всего было простреляно 246 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 843,9 м. Гидростатическое давление составило 8,3 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

При опробовании интервалов 815,0-818,3 м и 820,0-825,0 м получен приток воды объемом 31,04 м³ плотностью 1,0 г/см³. После дострела интервала 796,0-811,4 м и совместном опробовании интервалов получен приток воды объемом 33,84 м³ плотностью 1,0 г/см³. Гидростатическое давление составило 8,2 МПа.

Третий интервал опробования (горизонт М-0-4). Опробование интервала 855,5-857,4 м было проведено в период с «07» января по «27» января 2021 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 23 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 869,6 м. Гидростатическое давление составило 8,5 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компресси́рованием.

При сваби́ровании был получен приток воды объемом 4,52 м³ плотностью 1,01 г/см³. При компресси́ровании того же интервала получен приток воды с нефтью. Дебит нефти составил 1,3 м³/сут плотностью 0,78 г/см³.

В опережающей добывающей **скважине Б-5** было опробовано два объекта.

Первый интервал опробования (горизонты М-0-8 и М-0-6). Опробование интервала 975,0-980,0 м и дострел интервала 908,0-910,5 м было проведено в период с «12» июня по «04» июля 2019 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 80 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 1028,1 м. Гидростатическое давление составило 9,9 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компрессированием.

При опробовании интервала 975,0-980,0 м притока не было получено. «14» июня 2019 г. проведена соляно-кислотная обработка (СКО), при которой закачано 3 м³ раствора: приток отсутствовал.

«22» июня проведен гидравлический разрыв пласта (ГРП), при котором закачано 15 т пропанта: получены продукты реакции с «пленкой» нефти. Всего был получен приток 115,0 м³ жидкости, из которых 26,357 м³ нефти.

После дострела интервала 908,0-910,5 м и совместном опробовании интервалов был получен приток нефти объемом 3,256 м³ плотностью 0,775 г/см³.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-1). Опробование интервала 765,4-770,0 м было проведено в период с «07» по «18» декабря 2019 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 74 отверстия. Искусственный забой установлен на глубине 903,7 м. Гидростатическое давление составило 7,6 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

«06» декабря 2019 г. в скважине проведен ГРП, при котором закачано всего 5 т пропанта, в результате получен приток распавшегося геля объемом 38,36 м³.

В опережающей добывающей **скважине Б-7** было опробовано три объекта.

Первый интервал опробования (горизонты М-0-5 и М-0-6). Одновременное опробование интервалов 873,8-876,3 м и 915,5-917,5 м было проведено в период с «16» по «29» июня 2019 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 74 отверстия. Искусственный забой установлен на глубине 987,0 м. Гидростатическое давление составило 7,4 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и механизированным способом (ВШГН).

При опробовании в период с «16» по «20» июня 2019 г. из интервалов было отобрано 25,73 м³ нефти. Далее в период с «20» по «28» июня 2019 г. скважина начала периодически переливать нефтью, при котором всего было извлечено 50,255 м³.

В период с «25» по «26» июня 2019 г. при помощи ВШГН (50 об/мин) было извлечено 10,71 м³ нефти, «28» июня 2019 г. при ВШГН (90 об/мин) было извлечено 16,485 м³ нефти.

В период с «20» по «23» июня 2019 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 850,0 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (873,8 м) составило 8,2 МПа, температура – 37,2 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила $7,7 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см} / [\text{МПа} \cdot \text{с}]$; проницаемость – 13,9 мД; пьезопроводность – 54,8 $\text{см}^2/\text{с}$; коэффициент продуктивности – $6,40 \text{ м}^3 / [\text{сут} \cdot \text{МПа}]$. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 2,8, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-1). Опробование интервала 705,0-711,5 м было проведено в период с «20» по «29» сентября 2019 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 72 отверстия. Искусственный забой установлен на глубине 806,0 м. Гидростатическое давление составило 7,0 МПа.

Вызов притока осуществлен свабированием.

При опробовании интервала свабированием с «21» по «22» сентября 2019 г. было извлечено нефти объемом 21,2 м³ плотностью 0,74-0,76 г/см³. Далее в период с «22» по «27» сентября 2019 г. скважина начала фонтанировать нефтью, при котором было извлечено 61,4 м³.

Третий интервал опробования (горизонт М-0-4). Опробование интервалов 853,8-857,8 м и 874,0-878,0 м было проведено в период с «28» октября по «12» ноября 2020 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 12 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 905,0 м. Гидростатическое давление составило 7,3 МПа.

Вызов притока осуществлен механизированным способом (ВШГН).

При опробовании в период с «28» по «29» октября 2020 г. из интервалов получен приток нефти с пластовой водой. «30» октября 2020 г. проведены работы по определению профиля притока (ОПП), после которого принято решение об изоляции интервала 874,0-878,0 и реперфорации интервала 853,8-857,8 м.

«04» ноября 2020 г. при помощи ВШГН (110 об/мин) было извлечено 7,106 м³ нефти за 8 часов, в период с «05» по «12» ноября 2020 гг. при ВШГН (111 об/мин) было извлечено 91,772 м³ нефти за 192 часа.

В оценочной **скважине Б-9** было опробовано три объекта.

Первый интервал опробования (горизонт М-0-8). Опробование интервалов 994,5-999,0 м и 1001,5-1005,5 м было проведено в период с «28» июля по «01» августа 2019 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 136 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 1029,6 м. Гидростатическое давление составило 9,9 МПа.

Вызов притока осуществлен свабированием.

При опробовании интервалов был получен приток воды объемом 9,0 м³ плотностью 1,0 г/см³.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-2). Опробование интервала 800,2-803,7 м было проведено в период с «02» августа по «26» октября 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 56 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 987,6 м. Гидростатическое давление (расчётное) составило 6,8 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компрессированием.

При опробовании интервала сваби́рованием в период с «03» по «13» августа 2019 г. было извлечено нефти объемом 26,368 м³. Далее в период с «13» по «16» августа 2019 г. скважина начала фонтанировать нефтью, при котором было извлечено 90,2 м³ за 89,5 часа.

Необходимо отметить, что в скважине «09» августа 2019 г. проведена СКО с установкой кислотной ванны объемом 1,0 м³.

Третий интервал опробования (горизонт М-0-1). Опробование интервала 776,0-777,3 м было проведено в период с «26» по «29» октября 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 21 отверстие. Искусственный забой установлен на глубине 791,0 м. Гидростатическое давление составило 7,5 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

При опробовании интервала сваби́рованием «27» октября 2019 г. было извлечено нефти объемом 20,45 м³. Далее в период с «28» по «29» октября 2019 г. скважина начала фонтанировать нефтью, при котором было извлечено 40,69 м³ за 48,0 часов.

В оценочной **скважине Б-10** было опробовано два объекта.

Первый интервал опробования (горизонт М-0-7). Опробование интервала 962,0-968,0 м было проведено в период с «22» августа по «09» сентября 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 96 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 1034,0 м. Гидростатическое давление составило 9,8 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

При опробовании интервала сваби́рованием «23» сентября 2019 г. был получен приток воды объемом 3,96 м³. Далее скважина начала фонтанировать: сначала водой и «пленкой» нефти, а затем – с переходом на безводную нефть. Всего было извлечено 12,244 м³ нефти и 12,312 м³ воды за 267,5 часа.

В период с «23» августа по «06» сентября 2019 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 962,0 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (962,0 м) составило 8,6 МПа, температура – 42,3 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 0,2 мкм²*см/[МПа*с]; проницаемость – 3,15 мД; пьезопро-

водность – 146,3 см²/с; коэффициент продуктивности – 1,57 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил положительную величину – «плюс» 2,1, что свидетельствует о ухудшенном состоянии ПЗС.

В этот же период были проведены режимные исследования с последовательной сменой штуцеров различного диаметра – 3 мм, 5 мм и 7 мм. Пластовое давление составило 8,6 МПа, при изменении забойных давлений от 1,7 МПа до 7,2 МПа, дебит скважины по газу изменялся от 1,8 тыс.м³/сут до 5,2 тыс.м³/сут. Определенные коэффициенты фильтрационных сопротивлений составили соответственно: $A = 10,95 \text{ МПа}^2 / (\text{тыс.м}^3/\text{сут})$; $B = 0,5 \text{ МПа}^2 (\text{тыс.м}^3/\text{сут})^2$.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-7). Опробование интервала 969,0-974,0 м было проведено в период с «10» по «15» сентября 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 80 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 1034,0 м. Гидростатическое давление составило 9,8 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компрессированием.

При опробовании интервала сваби́рованием в период с «11» по «12» сентября 2019 г. было отобрано 11,16 м³ воды. Далее при компрессировании отобрано 7,92 м³ воды.

В оценочной **скважине КМ-4 1** было опробовано три объекта.

Первый интервал опробования (горизонт М-0-8). Опробование интервала 992,5-998,7 м было проведено в период с «12» по «14» сентября 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 74 отверстия. Искусственный забой установлен на глубине 1043,7 м. Статическое давление составило 9,9 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

В период с «12» по «13» сентября 2019 г. сваби́рованием было отобрано 19,323 м³ воды и 0,7 м³ нефти. После 19-го рейса сваба в скважине наблюдался слабый приток газа при эксплуатации скважины на 5 мм диаметре штуцера.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-3). Опробование интервала 830,8-832,5 м было проведено в период с «16» по «23» сентября 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 27 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 1043,7 м. Статическое давление составило 8,3 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

При сваби́ровании «16» сентября 2019 г. было отобрано 7,0 м³ воды и 5,96 м³ нефти. Скважина в период с «17» по «22» сентября 2019 г. начала фонтанировать через 5 мм диаметр штуцера, при котором было извлечено 107,66 м³ нефти.

В период с «22» сентября по «03» октября 2019 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 830,8 м. Пластовое давление на отметке

кровли интервала перфорации (830,8 м) составило 7,8 МПа, температура – 38,1 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 12,7 мкм²*см/[мПа*с]; проницаемость – 345 мД; пьезопроводность – 640,1 см²/с; коэффициент продуктивности – 7,7 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 6,6, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС.

Третий интервал опробования (горизонт М-0-1). Опробование интервала 781,5-783,0 м было проведено в период с «14» по «18» декабря 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 2 отверстия. Искусственный забой установлен на глубине 801,0 м. Статическое давление составило 6,0 МПа.

Вызов притока осуществлен свабированием.

При свабировании «16» декабря 2019 г. было отобрано 9,0 м³ воды и 4,56 м³ нефти. Скважина в период с «16» по «18» декабря 2019 г. начала фонтанировать через 5 мм диаметр штуцера, при котором было извлечено 23,4 м³ нефти.

По результатам режимных исследований построены индикаторные диаграммы по скважинам КМ-4 и Б-10 (рисунки 3.2 и 3.3), которые характеризуются прямолинейными зависимостями.

По результатам ГДИС были уточнены и построены зависимости изменения пластового давления и температуры от глубины, которые представлены на рисунках 3.4 и 3.5 соответственно.

Изменение пластового давления от глубины описывается уравнением:

$$P_{пл} = 0,011 * H + 0,772,$$

где H – глубина залегания (абс.отм.), м.

Уточненный по данным дополнительных исследований скважин градиент давления составляет 0,011 МПа/м (ранее было принято на уровне 0,006 МПа/м).

Изменение пластовой температуры от глубины описывается зависимостью:

$$T_{пл} = 0,0314 * H + 16,2,$$

где H – глубина залегания (абс.отм.), м.

Уточненный по данным дополнительных исследований скважин градиент температуры составляет 3,1°С на 100 м (ранее было принято на уровне 2,2 °С на 100 м).

В таблице 3.3 представлены результаты опробования поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин, а в таблицах 3.4 и 3.5 – результаты гидродинамических исследований скважины (ГДИС) соответственно методами не установившихся (КВД) и установившихся отборов (МУО).

В таблице 3.6 представлены приведенные к отметке водонефтяных контактов уточненные по данным дополнительных исследований скважин начальные пластовые давление и температура по продуктивным горизонтам.

В таблице 3.7 представлены сводные характеристики по данным исследования скважин и пластов.

Как показывают проведенные на скважинах ГДИ, наибольшим коэффициентом продуктивности и гидропроводностью характеризуется горизонт М-0-1, а наименьшими – горизонт М-0-7. Все скважины, кроме Б-10 при исследованиях характеризовались отрицательным скин-фактором, что характеризует призабойную зону этих скважин как улучшенную по сравнению с удаленной частью пласта.

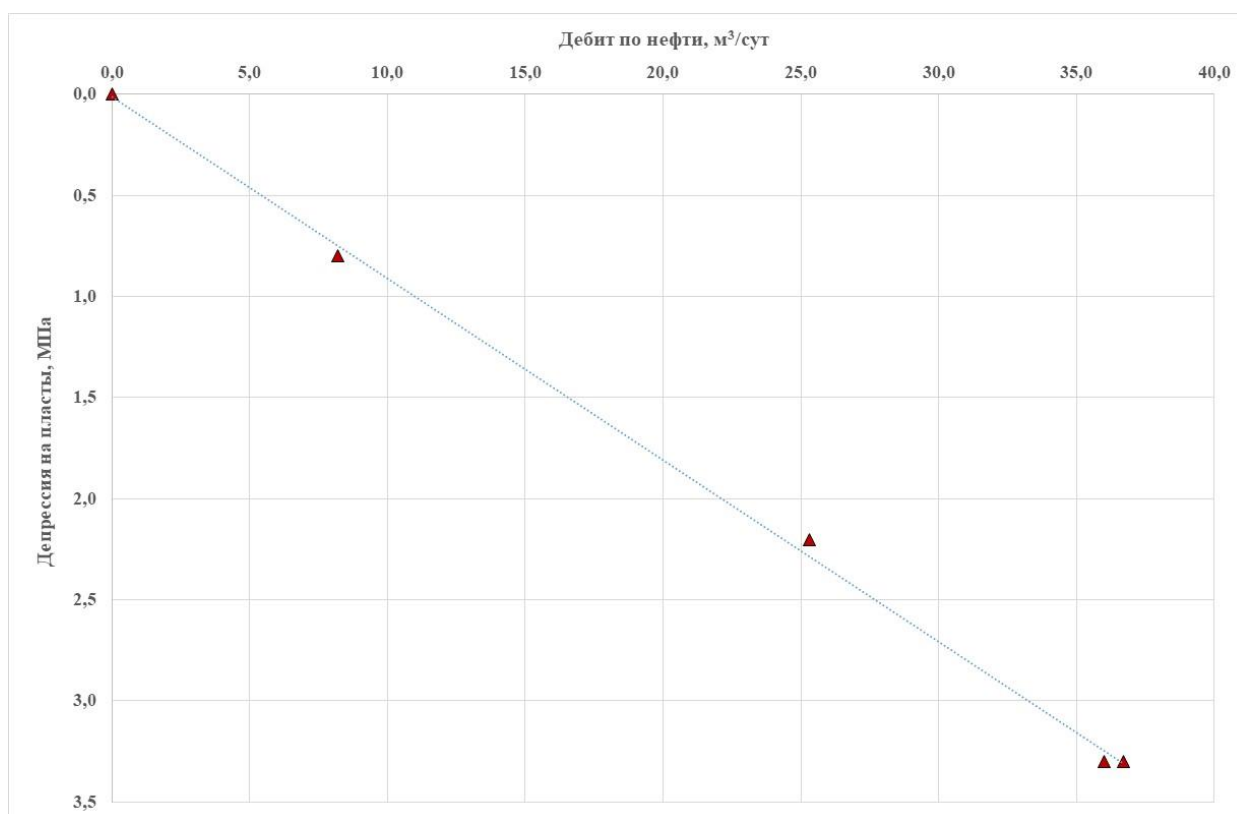


Рисунок 3.2-Индикаторная диаграмма по скважине КМ-4. Интервал опробования – 762,0-767,7 м

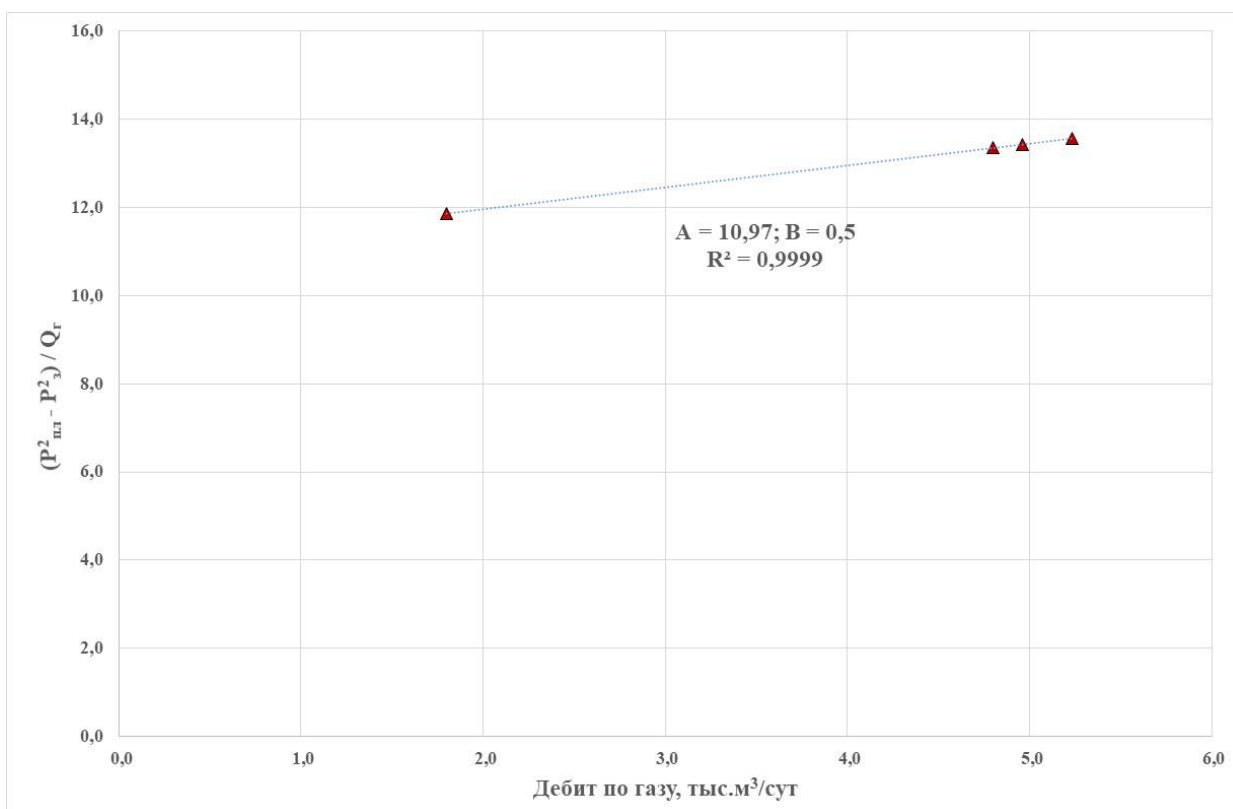


Рисунок 3.3-Индикаторная диаграмма по скважине Б-10. Интервал опробования – 962,0-968,0 м

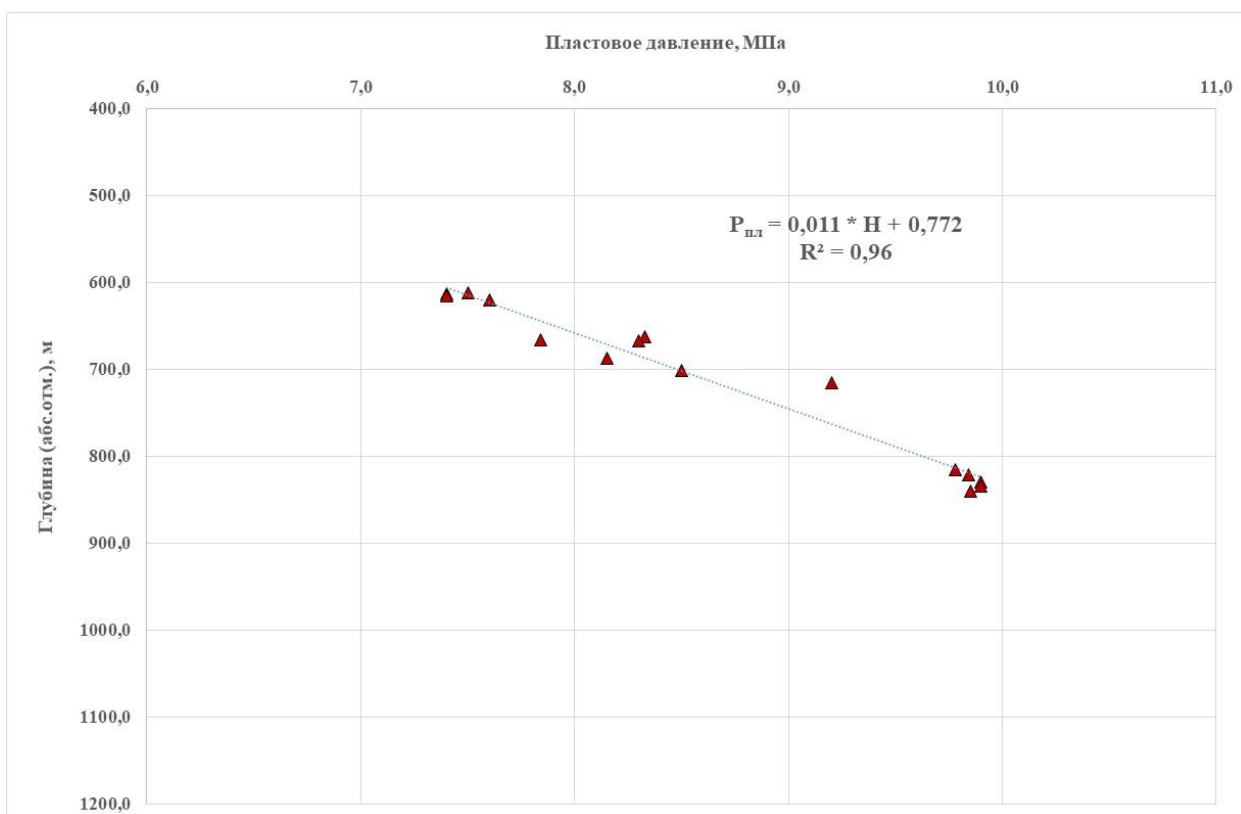


Рисунок 3.4-Зависимость изменения начального пластового давления от глубины

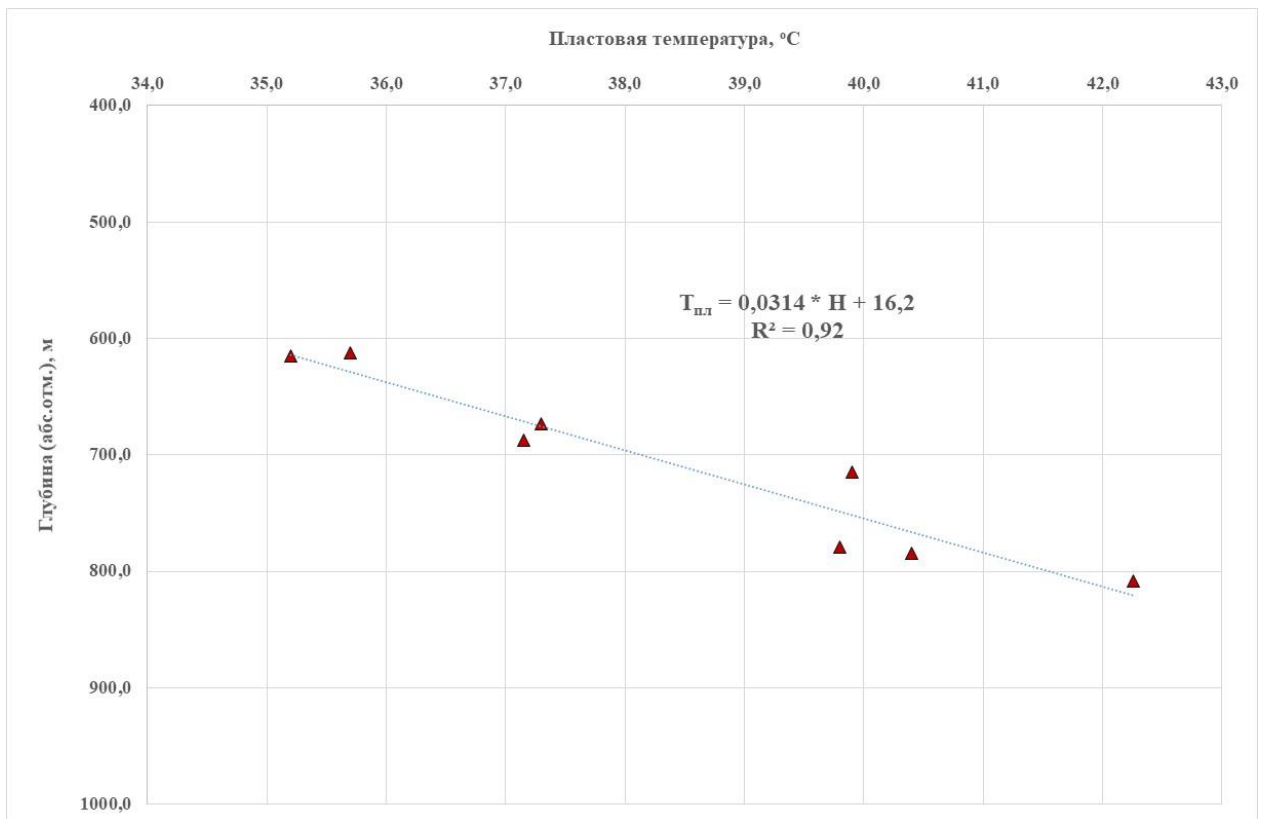


Рисунок 3.5-Зависимость изменения начальной пластовой температуры от глубины

Таблица 3.3. Результаты опробования поисково-разведочных и опережающих добывающих скважин месторождения Бестобе

Скважина	Объект опробования	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата опробования	Способ опробования	Способ вскрытия	Искусственный забой, м	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
КМ-4	I	Pz	1012,0-1021,0 1026,5-1037,0 1045,0-1056,0	24.10.2017- 02.11.2017	Свабирование	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 488 отв.)	1186,6	Получен приток воды объемом 75,3 м ³
КМ-4	II	Pz	993,2-1000,0	03.11.2017- 21.11.2017	Свабирование	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 109 отв.)	1006,0	До СКО методом свабирования был получен приток жидкости объемом 4,5 м ³ , после СКО объем увеличился до 17,04 м ³ (нефти - 4,6 м ³ и воды 12,44 м ³). При работе скважины при помощи струйного насоса «УЭОС-4» общий приток жидкости составил 4,42 м ³ (нефти - 0,2 м ³ и воды 4,22 м ³)
КМ-4	III	M-0-8	975,0-978,5	23.11.2017- 28.11.2017	Свабирование и ком- прессирование	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 56 отв.)	984,0	При свабировании получен приток технической воды и «пленки» нефти объемом 21,18 м ³ и компрессировании - 8,67 м ³
КМ-4	IV	M-0-7	958,5-961,3 963,5-966,0	29.11.2017- 30.11.2017	Свабирование	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 85 отв.)	974,0	Техническая вода объемом 15,8 м ³ плотностью 1,01 г/см ³ без признаков нефти
КМ-4	V	M-0-7	926,3-927,4 935,0-941,6 947,0-948,0 958,5-961,3 963,5-966,0	02.12.2017- 12.12.2017	Свабирование	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 130 отв.)	974,0	Получен приток жидкости объемом 44,53 м ³ плотностью 1,01 г/см ³ и нефти - 11,76 м ³ плотностью 0,77-0,80 г/см ³
КМ-4	VI	M-0-7	947,0-948,0 941,6-944,6 (дострел) 935,0-941,0 926,3-927,4	14.12.2017- 04.01.2018	Свабирование и УЭЦН-25-900	ПК-114 мм ORION 102-04-RDX (всего 48 отв.)	948,0	Получен приток воды объемом 8,5 м ³ плотностью 1,01 г/см ³ и нефти - 6,34 м ³ плотностью 0,80 г/см ³
КМ-4	VII	M-0-6	895,0-905,0 905,0-910,0 (дострел)	05.01.2018- 12.01.2018	Свабирование и ком- прессирование	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 240 отв.)	921,0	Техническая вода объемом 30,85 м ³ плотностью
КМ-4	VIII	M-0-5	862,1-873,0 862,1-865,0 (перестрел)	14.01.2018- 01.03.2018	Свабирование и УЭЦН-25-900	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 222 отв.)	893,0	Получен приток пластовой воды объемом 149,09 м ³ плотностью 1,01-1,02 г/см ³ и нефтяной эмульсии -
КМ-4	IX	M-0-3	822,0-827,4 822,0-827,4 (перестрел)	03.03.2018- 05.04.2018	Свабирование, ком- прессирование и УЭЦН	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 183 отв.)	852,5	Получен приток пластовой воды объемом 72,55 м ³ плотностью 1,01 г/см ³ и нефтяной эмульсии - 11,11 м ³ плотностью 0,80-0,82 г/см ³
КМ-4	X	M-0-1	764,0-767,0 762,0-767,7 (дострел)	07.04.2018- 25.05.2018	Фонтан	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 80 отв.)	815,0	Из интервала 764,0-767,0 м получен приток нефти объемом 106,9 м ³ и газа - 15,293 тыс.м ³ . Из интервала 762,0-767,7 м получен приток нефти объемом 1153,1 м ³ и газа - 258,1731 тыс.м ³
Б-1	-	M-0-4	859,1-860,3 860,3-863,3 (дострел)	26.07.2019- 04.08.2019	Свабирование и ком- прессирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 67 отв.)	868,0	При свабировании из интервала 859,1-860,3 м был получен приток воды объемом 40,77 м ³ плотностью 1,0 г/см ³ . При компрессировании того же интервала получен приток воды объемом 29,46 м ³ плотностью 1,0 г/см ³ . Поле дострела и совместном опробовании свабированием интервалов 859,1-860,3 м и 860,3-863,3 м получен приток воды объемом 17,78 м ³
Б-1	-	M-0-2	815,0-818,3 820,0-825,0 796,0-811,4 (дострел)	05.08.2019- 13.08.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 133 отв., дострел - 246 отв.)	843,9	При опробовании интервалов 815,0-818,3 м и 820,0-825,0 м получен приток воды объемом 31,04 м ³ плотностью 1,0 г/см ³ . После дострела и совместном опробовании интервалов получен приток воды объемом 33,84 м ³ плотностью 1,0 г/см ³
Б-1	-	M-0-4	855,5-857,4	07.01.2021- 27.01.2021	Свабирование и ком- прессирование	ПКО-114, Power Jet 4505 HMX, 39 гр., 23 отв.	869,6	При свабировании был получен приток воды объемом 4,52 м ³ плотностью 1,01 г/см ³ . При компрессировании того же интервала получен приток воды с нефтью. Дебит нефти составил 1,3 м ³ /сут плотностью 0,78 г/см ³

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Б-5	-	М-0-8 М-0-6	975,0-980,0 908,0-910,5 (дострел)	12.06.2019- 04.07.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 80 отв.)	1028,1	При опробовании интервала притока не было получено. «14» июня 2019 г. проведена СКО (закачено раствора в объеме 3 м ³): приток отсутствует. «22» июня 2019 г. проведен ГРП (закачено 15 т проппанта): при опробовании получены продукты реакции с пленкой нефти. Всего получено 115,0 м ³ жидкости, из которых 26,357 м ³ - нефти. После дострела и совместном опробовании получен приток нефти объемом 3,256 м ³ плотностью 0,775г/см ³
Б-5	-	М-0-1	765,4-770,0	07.12.2019- 18.12.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 74 отв.)	903,7	«06» декабря 2019 г. проведен ГРП (закачено 5 т проппанта), по результатам опробования получен приток распавшегося геля объемом 38,36 м ³ .
Б-7	-	М-0-5 М-0-6	873,8-876,3 915,5-917,5	16.06.2019- 29.06.2019	Свабирование, механический отбор	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 74 отв.)	987,0	В период с «16» по «20» июня 2019 г. из интервалов было отобрано 25,73 м ³ нефти. В период с «20» по «28» июня 2019 г. скважина периодически переливала нефтью, всего было извлечено 50,255 м ³ . В период с «25» по «26» июня 2019 г. при помощи ВШГН (50 об/мин) было извлечено 10,71 м ³ нефти, «28» июня 2019 г. при ВШГН (90 об/мин) было извлечено 16,485 м ³ нефти.
Б-7	-	М-0-1	705,0-711,5	20.09.2019- 29.09.2019	Свабирование, фонтанирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 72 отв.)	806	Свабированием с «21» по «22» сентября 2019 г. было извлечено нефти объемом 21,2 м ³ плотностью 0,74-0,76 г/см ³ . Фонтанированием в период с «22» по «27» сентября 2019 г. было извлечено нефти объемом 61,4 м ³
Б-7	-	М-0-4	853,8-857,8 874,0-878,0 реперфорация 853,8-854,8	28.10.2020- 12.11.2020	Мех. отбор ВШГН	ПКО-114, Power Jet 4505 HMX, 39 гр, 12 отв	905	При опробовании в период с «28» по «29» октября 2020 г. из интервалов получен приток нефти с пластовой водой. «30» октября 2020 г. после проведения ОПП, принято решение об изоляции интервала 874,0-878,0 и реперфорации интервала 853,8-857,8 м. В период с «04» по «12» ноября 2020 г. из интервала 853,8-854,8 м при помощи ВШГН было извлечено 91,772 м ³ нефти за 200 часов.
Б-9	-	М-0-8	994,5-999,0 1001,5-1005,5	28.07.2019- 01.08.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 136 отв.)	1029,6	В период опробования было извлечено 9,0 м ³ воды плотностью 1,0 г/см ³
Б-9	-	М-0-2	800,2-803,7	02.08.2019- 26.10.2019	Свабирование и компрессирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 56 отв.)	987,6	При свабиrowании в период с «03» по «13» августа 2019 г. извлечено 26,368 м ³ нефти. В период с «13» по «16» августа 2019 г. скважина фонтанировала нефтью, всего было отобрано 90,2 м ³ за 89,5 часа. «09» августа 2019 г. в скважине проведена СКО, с установкой кислотной ванны объемом 1,0 м ³
Б-9	-	М-0-1	776,0-777,3	26.10.2019- 29.10.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 21 отв.)	791,0	При свабиrowании «27» октября 2019 г. извлечено 20,45 м ³ нефти. В период с «28» по «29» октября 2019 г. скважина фонтанировала, всего было отобрано 40,69 м ³ нефти за 48 часов.
Б-10	-	М-0-7	962,0-968,0	22.08.2019- 09.09.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 96 отв.)	1034,0	«23» сентября 2019 г. за счет свабиrowания было извлечено 3,96 м ³ воды. Скважина начала фонтанировать: сначала водой и "пленкой" нефти с переходом на безводную нефть. Всего было извлечено 12,244 м ³ нефти и 12,312 м ³ воды за 267,5 часа
Б-10	-	М-0-7	969,0-974,0	10.09.2019- 15.09.2019	Свабирование и компрессирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 80 отв.)	1034,0	В период с «11» по «12» сентября 2019 г. свабиrowанием отобрано 11,16 м ³ воды, далее - при компрессировании отобрано 7,92 м ³ воды
КМ-4_1	-	М-0-8	992,5-998,7	12.09.2019- 14.09.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 74 отв.)	1043,7	В период с «12» по «13» сентября 2019 г. отобрано 19,323 м ³ воды и 0,7 м ³ нефти. После 19 рейса сваба со скважины пошел слабый приток газа при работе скважины на 5 мм диаметре штуцера
КМ-4_1	-	М-0-3	830,8-832,5	16.09.2019- 23.09.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 27 отв.)	1043,7	При свабиrowании «16» сентября 2019 г. отобрано 7,0 м ³ воды и 5,96 м ³ нефти. Начиная с «17» по «22» сентября 2019 г. скважина начала фонтанировать и через 5 мм диаметр штуцера извлечено 107,66 м ³ нефти
КМ-4_1	-	М-0-1	781,5-783,0	14.12.2019- 18.12.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 21 отв.)	801,0	При свабиrowании «16» декабря 2019 г. отобрано 9,0 м ³ воды и 4,56 м ³ нефти. Начиная с «16» по «18» декабря 2019 г. скважина начала фонтанировать и через 5 мм диаметр штуцера извлечено 23,4 м ³ нефти

Таблица 3.4. Результаты гидродинамических исследований скважин методом регистрации КВД

Скважина	Объект опробования	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата исследования	Искусственный забой, м	Диаметр и глубина спуска НКТ, м	Глубина установки манометра, м	Пластовое		Гидропроводность, мкм ² *см / [мПа*с]	Проницаемость, мкм ²	Пьезопроводность, см ² /с	Скин-фактор	Радиус информативности исследования, м	Коэффициент продуктивности, м ³ /[сут*МПа]
								давление, МПа	температура, °С						
КМ-4	II	Pz	993,2-1000,0	17.11.2017	1186,6	73 / 962	605,0	8,6	40,4	1,36	0,0291	2031,0	-4,0	70	1,14
КМ-4	II	Pz	993,2-1000,0	19.11.2017-20.11.2017	1186,6	73 / 962	932,0	8,8	40,4	1,50	0,0143	1755,0	-2,7	53	1,31
КМ-4	IV+V	M-0-7	926,3-927,4 935,0-941,6 947,0-948,0 958,5-961,3 963,5-966,0	06.12.2017-08.12.2017	1186,6	73 / 913	926,3	3,6	39,8	0,86	0,0151	144,0	-0,7	-	0,58
КМ-4	VII	M-0-5	862,1-873,0	21.01.2018-26.01.2018	1187,6	73 / 840	862,1	9,2	39,9	1,13	0,0112	49,0	-1,0	-	0,78
КМ-4	VIII	M-0-3	822,0-827,4	17.03.2018-23.03.2018	1186,6	73 / 795	821,0	7,6	37,3	0,32	0,0018	219,0	-1,7	-	0,21
КМ-4	X	M-0-1	764,0-767,0	09.04.2018-11.04.2018	805,3	-	760,0	7,4	35,7	26,70	0,0850	25,0	-2,6	35,3	20,40
КМ-4	X	M-0-1	762,0-767,7	17.04.2018-26.04.2018	805,3	73 / 743	762,0	7,4	35,2	14,40	0,0460	20,0	-1,7	29,4	11,40
Б-7	-	M-0-5 M-0-6-2	873,8-876,3 915,5-917,5	20.06.2019-23.06.2019	987,0	73 / 850	850,0	8,2	37,2	7,70	0,0139	54,8	-2,8	73,8	6,40
Б-10	-	M-0-7	962,0-968,0	23.08.2019-06.09.2019	1034,0	73 / 940	962,0	8,6	42,3	0,20	0,00315	146,3	2,1	92,6	1,57
КМ-4_1	-	M-0-3	830,8-832,5	22.09.2019-03.10.2019	902,0	73 / 808	830,8	7,8	38,1	12,70	0,345	640,1	-6,6	424	7,70

Таблица 3.5-Результаты гидродинамических исследований МУО

Скважина	Объект опробования	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата исследования	Искусственный забой, м	Глубина спуска НКТ, м	Диаметр штуцера, мм	Давление, МПа		Депрессия, МПа	Дебит, м ³ /сут			Коэффициент продуктивности, м ³ /[сут*МПа]	Температура, °С	Примечание
								P _{пл}	P _з		нефти	воды	газа			
КМ-4	X	M-0-1	762,0-767,7	17.04.2018-26.04.2018	805,3	73 / 743	7	7,4	4,1	3,2	36,0	-	-	11,2	33,7	До остановки для регистрации КВД, скважина эксплуатировалась на 7 мм диаметре штуцера в течение 4-х суток
							3		6,6	0,7	8,2	-	-	11,1	35,1	
							5		5,2	2,1	25,3	-	-	11,8	34,7	
							7		4,1	3,2	36,7	-	-	11,3	33,9	
Б-10	-	M-0-7	962,0-968,0	23.08.2019-06.09.2019	1034,0	73 / 940	3	8,6	7,2	1,3	-	1 800	-	1 570	42,3	Получены коэффициенты фильтрационного сопротивления A = 10,95 МПа ² / (тыс.м ³ /сут) и B = 0,5 МПа ² / (тыс.м ³ /сут) ²
							7		2,7	5,9	-	4 962	-			
							8		3,1	5,5	-	4 798	-			
							9		1,7	6,9	-	5 234	-			

Таблица 3.6. Приведенные к отметке ВНК начальные пластовые давление и температура

Продуктивный горизонт	Блок	Глубина (абс.отм.), м	Начальное пластовое	
			давление, МПа	температура, °С
M-0-1	-	636,6	7,7	36,1
M-0-2	I	640,8	7,8	36,3
	II	634,0	7,8	36,2
M-0-3	I	670,6	8,1	37,3
	II	680,0	8,2	37,5
M-0-4	II	698,1	8,5	38,1
M-0-5	I	716,0	8,6	38,6
	II	725,8	8,7	38,9
	III	730,2	8,8	39,1
M-0-6-1	II	752,8	9,0	39,7
M-0-6-2	I	759,3	9,1	40,0
	II	762,4	9,1	40,1
	III	761,6	9,2	40,4
M-0-7	II	807,3	9,7	41,6
	III	816,7	9,8	41,8
M-0-8	I	838,0	10,0	42,5
	II	838,0	10,0	42,5
Pz	II	858,3	10,2	43,2

Таблица 3.7. Результаты исследования скважин и пластов

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скв.	иссл.		
1	2	3	4	5
Горизонт М-0-1				
Начальное пластовое давление, МПа	1	2	7,4	7,4
Начальная пластовая температура, °С	1	2	35,2-35,7	35,5
Дебит нефти, м ³ /сут	1	1	8,2-36,7	26,6
Газовый фактор, м ³ /т	1	1	232,0	232,0
Коэффициент продуктивности, (м ³ /[сут*МПа])/м	1	2	11,4-20,4	15,9
Коэффициент приемистости, (м ³ /[сут*МПа])/м	-	-	-	-
Гидропроводность, мкм ² *см/[мПа*с]	1	2	14,4-26,7	20,6
Приведенный радиус, м	1	2	29,4-35,3	32,4
Пьезопроводность, см ² /с	1	2	20,0-25,0	22,5
Проницаемость, мкм ²	1	2	0,0460-0,0850	0,0655
Горизонт М-0-3				
Начальное пластовое давление, МПа	2	2	7,6-7,8	7,7
Начальная пластовая температура, °С	2	2	37,3-38,1	37,7
Дебит нефти, м ³ /сут	-	-	-	-
Газовый фактор, м ³ /т	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, (м ³ /[сут*МПа])/м	2	2	0,2-7,7	4,0
Коэффициент приемистости, (м ³ /[сут*МПа])/м	-	-	-	-
Гидропроводность, мкм ² *см/[мПа*с]	2	2	0,3-12,7	6,5
Приведенный радиус, м	2	2	424,0	424,0
Пьезопроводность, см ² /с	2	2	219,0-640,1	429,6
Проницаемость, мкм ²	2	2	0,002-0,345	0,173

Продолжение таблицы 3.7

1	2	3	4	5
Горизонт М-0-5				
Начальное пластовое давление, МПа	2	2	8,2-9,2	8,7
Начальная пластовая температура, °С	2	2	37,2-39,9	38,5
Дебит нефти, м ³ /сут	-	-	-	-
Газовый фактор, м ³ /т	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, (м ³ /[сут*МПа])/м	2	2	0,8-6,4	3,6
Коэффициент приемистости, (м ³ /[сут*МПа])/м	-	-	-	-
Гидропроводность, мкм ² *см/[мПа*с]	2	2	1,1-7,7	4,4
Приведенный радиус, м	2	2	73,8	73,8
Пьезопроводность, см ² /с	2	2	49,0-54,8	51,9
Проницаемость, мкм ²	2	2	0,011-0,014	0,013
Горизонт М-0-7				
Начальное пластовое давление, МПа	2	2	3,6-8,6	9,7
Начальная пластовая температура, °С	2	2	39,8-42,3	41,0
Дебит газа, тыс.м ³ /сут	1	1	1,8-5,2	4,2
Газовый фактор, м ³ /т	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, (м ³ /[сут*МПа])/м	2	2	0,6-1,6	1,1
Коэффициент приемистости, (м ³ /[сут*МПа])/м	-	-	-	-
Гидропроводность, мкм ² *см/[мПа*с]	2	2	0,2-0,9	0,5
Приведенный радиус, м	2	2	92,6	92,6
Пьезопроводность, см ² /с	2	2	144,0-146,3	145,2
Проницаемость, мкм ²	2	2	0,0032-0,0151	0,0091
Горизонт Pz				
Начальное пластовое давление, МПа	1	2	8,6-8,8	8,7
Начальная пластовая температура, °С	1	2	40,4	40,4
Дебит нефти, м ³ /сут	-	-	-	-
Газовый фактор, м ³ /т	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, (м ³ /[сут*МПа])/м	1	2	1,1-1,3	1,2
Коэффициент приемистости, (м ³ /[сут*МПа])/м	-	-	-	-
Гидропроводность, мкм ² *см/[мПа*с]	1	2	1,35-1,5	1,4
Приведенный радиус, м	1	2	53,0-70,0	61,5
Пьезопроводность, см ² /с	1	2	1755,0-2031,0	1893,0
Проницаемость, мкм ²	1	2	0,0143-0,0291	0,0217

3.3.2. Результаты геофизических исследований скважин в колонне

В процессе поинтервального опробования поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин проводились геофизические исследования в колонне по определению герметичности колонны и профиля притока (ГИС-к).

Исследования проводились компанией ТОО «ГеоМунайРесурс». При проведении исследований использовался аппаратный комплекс «ПИК-38», содержащий в своем составе набор датчиков: манометр, термометр, индикатор притока, резистивиметр, влагомер, механический расходомер.

Выполнялись, в основном, следующие методы ГИС: регистрация ГК и ЛМ; термометрия, манометрия, влагометрия и резистивиметрия в статическом режиме; термометрия, манометрия, влагометрия, резистивиметрия и индикатор притока в динамическом режиме; регистрация механической расходомерии МД и БД на протяжке в работающей скважине.

Всего было выполнено 14 исследований на скважинах КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-7, Б-9 и Б-10, из которых дополнительно было проведено 7 исследований на 5-ти скважинах.

Результаты исследований скважин по определению профиля притока и герметичности колонны представлены в таблице 3.8.

Скважина КМ-4.

Так, «16» ноября 2017 г. на скважине КМ-4 было выполнено исследование в интервале перфорации 993,2-1000,0 м (горизонт PZ). Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 972,3 м. Статический уровень в скважине установился на глубине 50 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 993,2 м составили 9,2 МПа и 43,5 °С. Согласно результату исследования, как «работающий» выделяется один интервал – 994,0-995,0 м, откуда поступает вода с расчетным дебитом 6,3 м³/сут. Коэффициент охвата составил 14,7 %.

«18» ноября 2017 г. проведено повторное исследование в интервале 993,2-1000,0 м (горизонт PZ). Башмак колонны НКТ установлен на той же глубине, что и при предыдущем исследовании. Статический уровень в скважине установился на глубине 36 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 993,2 м составили 9,4 МПа и 43,9 °С. По результатам исследования, как «работающие» выделяются уже два интервала – 994,0-995,0 м и 998,2-1000,0 м. Из указанных интервалов поступает жидкость с высокой (до 99,0 %) обводненностью, на долю нижнего интервала приходится почти 70 % всего притока в скважину. Коэффициент охвата верхнего интервала составил 14,7 %, нижнего – 26,5 %.

«05» декабря 2017 г. в интервалах 926,3-927,4 м, 935,0-941,6 м, 947,0-948,0 м, 958,5-961,3 м и 963,5-966,0 м (горизонт М-0-7) было проведено исследование. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 913,2 м. Статический уровень в скважине установился на глубине 667 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 926,3 м составили 1,8 МПа и 40,3 °С. По результатам исследования установлены три «работающих» интервала – 940,0-941,1 м, 958,5-960,0 м и 963,5-965,7 м. Верхний интервал «работает» жидкостью расчетным дебитом 2,7 м³/сут при обводненности около 12 %, а два нижних – жидкостью расчетными дебитами 6,6 м³/сут и 2,2 м³/сут, при высоких обводненностях – 97 % и 93 % соответственно. На долю верхнего интервала приходится около 24 % всего притока в скважину, а на два нижних – 57 % и 19 % соответственно. Коэффициенты охвата изменяются сверху-вниз от 16,7 %, 53,6 % и 88,0 %.

Исследование интервала перфорации 862,1-873,0 м (горизонт М-0-5) в скважине КМ-4 проведено «20» января 2018 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 848,3 м. Статический уровень в скважине установился на глубине 358,7

м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 862,1 м составили 4,9 МПа и 40 °С. По результатам исследований установлена два «работающих» интервала – 868,8-870,1 м и 872,0-873,0 м, причем из верхнего интервала получен приток жидкости расчетным дебитом 6,5 м³/сут при 92 % обводненности, из нижнего – 4,5 м³/сут, при 90,8 % обводненности. Коэффициент охвата верхнего интервала составил 11,9 %, нижнего – 9,2 %.

Исследование интервала перфорации 822,0-827,4 м (горизонт М-0-3) в скважине КМ-4 проведено «17» марта 2018 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 801,9 м. Статический уровень в скважине установился на глубине 451,2 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 822 м составили 3,3 МПа и 38 °С. По исследованиям установлена «работа» четырех интервалов – 822,2-824,2 м, 826,8-828,0 м, 834,0-836,0 м и 839,0-840,0 м. Общий расчетный дебит жидкости составил 13 м³/сут, обводненность первых трех интервалов изменяется в пределах 50-72,2 %, а нижнего – 100 %. Коэффициент охвата составил 48,1 %. По результатам исследования выявлено нарушение герметичности муфтового соединения. На долю первых сверху-вниз двух интервалов приходится 28 % и 25 % соответственно, а нижних двух – 15 % и 32 % соответственно.

«09» апреля 2018 г. проведено исследование в скважине КМ-4 в интервале перфорации 764,0-767,0 м (горизонт М-0-1). Статический уровень в скважине установился на глубине 393,8 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 764 м составили 6,9 МПа и 35,5 °С. По данным исследования, как «работающий» выделен интервал – 764,8-767,0 м, расчетный дебит по нефти которого составил 29,7 м³/сут и газа 6,995 тыс.м³/сут. Коэффициент охвата по данным исследования составил 73,3 %.

В период с «17» по «23» апреля 2018 г. в скважине КМ-4 в интервале перфорации 762,0-767,7 м были проведены геофизические исследования при эксплуатации скважины на трех режимах – штуцерах диаметра 3 мм, 5 мм и 7 мм. Статический уровень в скважине установился на уровне 661 м.

Так, при работе скважины на 3 мм диаметре штуцера, как «работающие» выделены два интервала – 762,5-764,0 м и 764,0-767,0 м, с расчетными дебитами по нефти 2 м³/сут (газа – 0,544 тыс.м³/сут) и 3,2 м³/сут (газа – 2,329 тыс.м³/сут) соответственно. Коэффициент охвата составил 78,9 %.

При работе скважины на 5 мм диаметре штуцера, как «работающий» выделен интервал – 764,0-767,0 м, расчетные дебиты по нефти и газу составили 25,5 м³/сут и 6,523 тыс.м³/сут соответственно. Коэффициент охвата составил 52,6 %.

При работе скважины на 7 мм диаметре штуцера, также как и на работе при 5 мм, выделен один «работающий» интервал – 765,0-767,2 м, с расчетными дебитами по нефти и газу 35,8 м³/сут и 6,232 тыс.м³/сут соответственно. Коэффициент охвата составил 38,6 %.

Скважина Б-7.

Исследование интервалов перфорации 873,8-876,3 м и 915,5-917,5 м (горизонты М-0-5 и М-0-6-2) в скважине проведено «20» июня 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 850,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 873,8 м составили 7,8 МПа и 39,5 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» двух интервалов –874,0-876,0 м и 915,5-917,4 м. Верхний интервал «работает» безводной нефтью расчетным дебитом 17,98 м³/сут и дебитом газа – 1,798 тыс.м³/сут (расчетный газовый фактор 100 м³/м³), а нижний интервал «работает» водой расчетным дебитом 0,63 м³/сут и дебитом газа – 27,6 м³/сут. Коэффициент охвата верхнего пласта составил 80,0 %, нижнего – 95,0 %.

По результатам исследований колонна герметична.

Исследование интервалов перфорации 853,8-857,8 м, 873,8-876,3 м и 874,0-878,0 м (горизонт М-0-4) в скважине проведено в период с «30» по «31» октября 2020 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 831,2 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 853,8 м составили 7,8 МПа и 38,4 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» двух пластов в интервале перфорации 853,8-857,8м. Верхний пласт 853,8-855,8 м «работает» водой с пленкой УВ расчетным дебитом 46,5 м³/сут, а нижний пласт 856,3-857,8 м «работает» водой расчетным дебитом 40,0 м³/сут. Коэффициент охвата пластов составляет 67,0 %. Доля в общем потоке жидкости верхнего пласта составляет 53,7 %, нижнего – 46,3 %.

По результатам исследований колонна герметична.

Скважина Б-9.

Исследование интервалов перфорации 994,5-999,0 м и 1001,5-1005,5 м (горизонт М-0-8) в скважине проведено «29» июля 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 978,0 м. Статический уровень установился на отметке 611,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 994,5 м составили 3,8 МПа и 44,6 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» двух интервалов – 994,8-996,0 м и 1004,7-1005,5 м. Верхний интервал «работает» нефтью и водой расчетными дебитами соответственно 0,14 м³/сут и 3,7 м³/сут, а нижний интервал «работает» нефтью и водой расчетными дебитами соответственно 0,04 м³/сут и 5,2 м³/сут. Коэффициент охвата верхнего пласта составил 26,6 %, нижнего – 20,0 %. Расчетный дебит газа верхнего интервала составил 1,307 тыс.м³/сут (расчетный газовый фактор 9 337 м³/м³), нижнего 470,3

м³/сут (расчетный газовый фактор 11 458 м³/м³). Доля в общем потоке жидкости верхнего интервала составляет 42,0 %, нижнего – 58,0 %.

По результатам исследований колонна герметична.

Исследование интервала перфорации 800,2-803,7 м (горизонт М-0-2) в скважине проведено «07» августа 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 782,0 м. Статический уровень установился на отметке 404,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 800,2 м составили 2,9 МПа и 27,2 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» интервала 800,2-803,0 м. Интервал «работает» нефтью и незначительной водой расчетными дебитами соответственно 13,5 м³/сут и 0,3 м³/сут. Коэффициент охвата пласта составил 80,0 %. Расчетный дебит газа интервала составил 43,0 м³/сут (расчетный газовый фактор 3,2 м³/м³).

По результатам исследований колонна герметична.

Скважина Б-1.

Исследование интервала перфорации 859,1-860,3 м (горизонт М-0-4) в скважине проведено «31» июля 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 830,0 м. Статический уровень установился на отметке 69,6 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 859,1 м составили 7,6 МПа и 40,0 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» двух интервалов – 859,1-859,7 м и 859,7-860,3 м. Верхний интервал «работает» нефтью и водой расчетными дебитами соответственно 0,03 м³/сут и 4,2 м³/сут, а нижний интервал «работает» нефтью и водой расчетными дебитами соответственно 0,01 м³/сут и 11,9 м³/сут. Коэффициент охвата пластов составляет 100 %. Расчетный дебит газа верхнего интервала составил 4,9 м³/сут (расчетный газовый фактор 163 м³/м³), нижнего 12,2 м³/сут (расчетный газовый фактор 1 220 м³/м³). Доля в общем потоке жидкости верхнего интервала составляет 26,0 %, нижнего – 74,0 %.

По результатам исследований колонна герметична.

Исследование интервала перфорации 855,5-857,4 м (горизонт М-0-4) в скважине проведено «30» января 2021 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 835,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 855,5 м составили 4,7 МПа и 38,5 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» интервала 855,5-857,4 м. Коэффициент охвата пласта составил 100,0 %. Интервал «работает» водой с пленкой УВ. Расчетный суточный дебит не производился из-за низкой информативности кривых. Отмечается незначительное поступление флюида из изолированного интервала 859,1-860,5 м плотностью 1,035 г/см³.

По результатам исследований колонна герметична.

Скважина Б-10.

Исследование интервала перфорации 962,0-968,0 м (горизонт М-0-7) в скважине проведено «25» августа 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 940,0 м. Статический уровень установился на отметке 650,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 962,0 м составили 8,5 МПа и 42,2 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» интервала 962,0-965,7 м. Интервал «работает» безводной нефтью расчетным дебитом 0,65 м³/сут. Коэффициент охвата пластов составляет 61,7 %. Расчетный дебит газа составил 4,181 тыс.м³/сут (расчетный газовый фактор 163 м³/м³), нижнего 12,2 м³/сут (расчетный газовый фактор 6 432 м³/м³).

По результатам исследований колонна герметична.

Скважина КМ-4_1.

Исследование интервала перфорации 830,8-832,5 м (горизонт М-0-3) в скважине проведено «22» сентября 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 808,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 830,8 м составили 7,2 МПа и 37,8 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» интервала 830,8-832,0 м. Интервал «работает» безводной нефтью расчетным дебитом 14,5 м³/сут. Коэффициент охвата пластов составляет 70,6 %. Расчетный дебит газа составил 751 м³/сут (расчетный газовый фактор 51,8 м³/м³).

По результатам исследований колонна герметична.

Исследование интервалов перфорации 781,5-783,0 м и 830,8-832,5 м (горизонты М-0-1 и М-0-3) в скважине проведено «24» ноября 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 762,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 830,8 м составили 6,8 МПа и 37,6 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» интервала 830,8-832,0 м. Интервал «работает» безводной нефтью расчетным дебитом 9,9 м³/сут. Коэффициент охвата пластов составляет 70,6 %. Расчетный дебит газа составил 592,3 м³/сут (расчетный газовый фактор 59,8 м³/м³).

По результатам исследований колонна герметична.

Таким образом, результаты геофизических исследований показывают, что исследуемые перфорированные интервалы пластов-коллекторов «работают» с коэффициентами охвата от 9,2 % до 100,0 %. Заколонных перетоков в процессе исследований не выявлено.

При исследовании в интервале горизонта М-0-3, в скважине была выявлена «работа» двух интервалов ниже перфорированного, что, скорее всего, связана с нарушением герметичности муфтового соединения. Также по результатам исследований выявлено, что при увеличении диаметра штуцера уменьшается коэффициент охвата, т.е. «работающий»

интервал уменьшается. Отметим, что исследование скважины при одновременной работе двух и более горизонтов (интервалов) не проведено.

Вместе с тем, при одновременной перфорации горизонтов М-0-5 и М-0-6 в скважине Б-7, а также горизонтов М-0-1 и М-0-3 в скважине КМ-4_1 по данным исследования выявлена работа лишь одного из интервалов, что может говорить об отсутствии эффективности объединения горизонтов в один объект эксплуатации.

Таблица 3.8. Результаты геофизических исследований в колонне поисково-разведочных и опережающих добывающих скважин

Скважина	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата исследования	Диаметр и глубина спуска НКТ, м	Статический уровень, м	Давление, МПа	Температура, °С	Работающие интервалы, м	Дебит, м ³ /сут			Коэффициент охвата, %	Примечание
									нефти	воды	газа		
КМ-4	Pz	993,2-1000,0	16.11.2017	73 / 972,3	50,0	9,2	43,5	994,0-995,0	-	6,31	-	14,7	Давление и температура приведены на глубину 993,2 м
КМ-4	Pz	993,2-1000,0	18.11.2017	73 / 972,4	36,0	9,4	43,9	994,0-995,0 998,2-1000,0	0,011 0,010	1,02 2,41	-	14,7 26,5	Давление и температура приведены на глубину 993,2 м
КМ-4	M-0-7	926,3-927,4 935,0-941,6 947,0-948,0 958,5-961,3 963,5-966,0	05.12.2017	73 / 913,2	667,0	1,8	40,3	- 940,0-941,1 - 958,5-960,0 963,5-965,7	- 2,40 - 0,18 0,16	- 0,34 - 6,44 2,03	-	- 16,7 - 53,6 88,0	Давление и температура приведены на глубину 926,3 м
КМ-4	M-0-5	862,1-873,0	20.01.2018	73 / 848,3	358,7	4,9	40,0	868,8-870,1 872,0-873,0	0,52 0,41	5,97 4,04	-	11,9 9,2	Давление и температура приведены на глубину 862,1 м
КМ-4	M-0-3	822,0-827,4	17.03.2018	73 / 801,9	451,2	3,3	38,0	822,2-824,2 826,8-828,0 834,0-836,0 839,0-840,0	1,0 1,1 1,0 0,0	2,6 2,2 1,0 4,1	4,7 5,6 5,9 0,4	48,1	Давление и температура приведены на глубину 822,0 м. Выявлено нарушение герметичности муфтового соединения
КМ-4	M-0-1	764,0-767,0	09.04.2018	73 / -	393,8	6,9	35,5	764,8-767,0	29,7	-	6 995	73,3	Давление и температура приведены на глубину 764,0 м
КМ-4	M-0-1	762,0-767,7	17.04.2018- 23.04.2018	73 / 743,0	661,0	-	-	762,5-764,0 764,0-767,0	2,0 3,2	-	544 2 329	78,9	Данные при работе скважины на 3 мм диаметре штуцера
						-	-	764,0-767,0	25,5	-	6 523	52,6	Данные при работе скважины на 5 мм диаметре штуцера
						6,6	35,1	765,0-767,2	35,8	-	6 232	38,6	Давление и температура приведены на глубину 762,0 м. Данные при работе скважины на 7 мм диаметре штуцера
Б-7	M-0-5 M-0-6	873,8-876,3 915,5-917,5	20.06.2019	73 / 850,0	-	7,8	39,5	874,0-876,0 915,5-917,4	17,98 -	- 0,63	1 798,0 27,6	80,0 95,0	Давление и температура приведены на глубину 873,8 м
								853,8-857,8 873,8-876,3 874,0-878,0	30-31.10.2020	73 / 831,2	56,0	7,8	38,4
Б-9	M-0-7	994,5-999,0 1001,5-1005,5	29.07.2019	73 / 978,0	611,0	3,8	44,6	994,8-996,0 1004,7-1005,5	0,14 0,04	3,7 5,2	1 307,2 470,3	26,6 20,0	Давление и температура приведены на глубину 994,5 м
Б-1	M-0-5	859,1-860,3	31.07.2019	73 / 830,0	69,6	7,6	40,0	859,1-859,7 859,7-860,3	0,03 0,01	4,2 11,9	4,9 12,2	100,0	Давление и температура приведены на глубину 859,1 м
Б-1	M-0-4	855,5-857,4	30.01.2021	73 / 835,0	360,3	4,7	38,5	855,5-857,4	-	-	-	100,0	Давление и температура приведены на глубину 855,5 м Отмечается незначительное поступление флюида из изолированного интервала 859,1-860,5 м
Б-9	M-0-2	800,2-803,7	07.08.2019	73 / 782,0	404,0	2,9	27,2	800,2-803,0	13,5	0,3	43,0	80,0	Давление и температура приведены на глубину 800,2 м
Б-10	M-0-7	962,0-968,0	25.08.2019	73 / 940,0	650,0	8,5	42,2	962,0-965,7	0,65	-	4 180,6	61,7	Давление и температура приведены на глубину 962,0 м
КМ-4_1	M-0-3	830,8-832,5	22.09.2019	73 / 808,0	-	7,2	37,8	830,8-832,0	14,5	-	751,0	70,6	Давление и температура приведены на глубину 830,8 м
КМ-4_1	M-0-1 M-0-3	781,5-783,0 830,8-832,5	24.11.2019	73 / 762,0	-	6,8	37,6	- 830,8-832,0	- 9,9	-	- 592,3	- 70,6	Давление и температура приведены на глубину 830,8 м

3.4. Анализ текущего состояния пробной эксплуатации

Пробную эксплуатацию месторождения Бестобе рекомендовалось продолжить эксплуатацией 6 существующими скважинами (КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-5, Б-7 и Б-9) и дополнительным вводом из бурения 3 проектных опережающих добывающих скважин (Б-2, Б-3 и Б-4) с июня 2020 по июнь 2022 гг. (включительно).

В пробную эксплуатацию рекомендовалось ввести три основных объекта – горизонты М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2, а также один возвратный – М-0-3 горизонт, на режиме истощения пластовой энергии, без организации системы поддержания пластового давления (ППД).

В рамках утвержденного дополнения к проектному документу (15) были запланированы следующие геолого-технические мероприятия:

Объект эксплуатации	Скважина	Категория скважины	Дата ввода в пробную эксплуатацию	Примечание
М-0-1	КМ-4	существующая поисковая	июнь 2020	-
	Б-7	существующая опережающая добывающая	июнь 2020	-
	Б-9	существующая оценочная	октябрь 2020	-
	Б-3	проектная опережающая добывающая	ноябрь 2021	-
	Б-4	проектная опережающая добывающая	март 2022	-
М-0-5	Б-7	существующая опережающая добывающая	октябрь 2020	перевод с вышележащего объекта М-0-1
	Б-2	проектная опережающая добывающая	январь 2022	-
М-0-6-2	Б-1	существующая опережающая добывающая	октябрь 2020	-
	Б-5	существующая опережающая добывающая	октябрь 2020	-
М-0-3	КМ-4_1	существующая оценочная	сентябрь 2020	-
	КМ-4	существующая поисковая	январь 2022	перевод с вышележащего объекта М-0-1

Эксплуатацию скважин в период пробной эксплуатации планировалось осуществлять механизированным способом.

По горизонту М-0-1 дебиты скважин по нефти были запланированы исходя из фактических данных: по скважине КМ-4 на уровне 8,7 т/сут, по скважине Б-7 – 11,6 т/сут. По проектным скважинам Б-3 и Б-4 – на уровне 17,1 т/сут при поддержании проектной депрессии на пласты 2,0 МПа.

По горизонту М-0-5 проектные дебиты во всех вводимых в пробную эксплуатацию скважинах были запланированы на уровне 14,7 т/сут при поддержании проектной депрессии на пласты 3,0 МПа.

Ввиду отсутствия самостоятельного опробования и исследования горизонта М-0-6-2 проектный дебит во вводимых в пробную эксплуатацию скважинах был запланирован на уровне 5,0 т/сут.

По возвратному горизонту М-0-3 проектный дебит в скважине КМ-4_1 был запланирован на уровне 17,9 т/сут, а по скважине КМ-4, после перевода ее из горизонта М-0-1, на уровне 3,0 т/сут.

Проектные коэффициенты эксплуатации по скважинам заложены исходя из необходимого времени для проведения исследовательских работ и по горизонтам изменяются от 0,92 д.ед. до 0,95 д.ед.

Для прогнозирования объемов добычи растворенного газа на период пробной эксплуатации по горизонту М-0-1 принят газовый фактор на основании фактических показателей пробной эксплуатации на уровне 400 м³/т, а по остальным горизонтам, ввиду отсутствия фактических показателей и замеров при опробовании, приняты на уровне утвержденного в ГКЗ Республики Казахстан значения газосодержания, равного 8,1 м³/т.

На период пробной эксплуатации на всех скважинах планировалось поддерживать забойные давления на 2,0-3,0 МПа меньше пластового. Давление насыщения, определенное по горизонту М-0-3, составило 1,0 МПа и ввиду отсутствия исследования по другим горизонтам, приняты по аналогии.

В период продолжения пробной эксплуатации – с июня 2020 г. по июнь 2022 г. (включительно) в целом по месторождению Бестобе прогнозировалось отобрать 47,9 тыс.т нефти, 48,6 тыс.т жидкости и 8,045 млн.м³ растворенного в нефти газа. При этом отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти составит 3,6 %, а обводненность добываемой продукции достигнет 2,5 %. Коэффициент извлечения нефти достигнет всего 0,015 д.ед. при утвержденной величине 0,425 д.ед.

3.4.1. Характеристика структуры пробуренного фонда скважин и показателей их эксплуатации

По состоянию на 01.09.2021 г. на месторождении Бестобе пробурено всего 7 скважин (КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-5, Б-7, Б-9 и Б-10), из которых: скважина КМ-4 – поисковая, Б-1, Б-5 и Б-7 – опережающие добывающие и Б-9, Б-10 и КМ-4_1 – оценочные.

Согласно утвержденному дополнению к проектному документу (15), ввод из бурения новых скважин на 01.09.2021 г. не планировалось.

В эксплуатационном фонде числятся 3 скважины КМ-4, Б-7 и Б-9, из них одна скважина Б-9 в действующем фонде и две скважины КМ-4 и Б-7 – бездействующем.

Скважины Б-1, Б-5, Б-10 и КМ-4_1 – во временной консервации.

В таблице 3.9 представлена характеристика пробуренных скважин, в таблице 3.10 – их техническое состояние.

По состоянию на 01.09.2021 г. согласно утвержденного дополнения к проектному документу (15) предусматривалась эксплуатация трех основных объектов (горизонты М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) и одного возвратного объекта (горизонт М-0-3). Фактически в пробной эксплуатации числились горизонты М-0-1 и М-0-3.

Рассмотрим характеристики эксплуатации скважин отдельно по горизонтам (объектам).

Основной объект пробной эксплуатации I (горизонт М-0-1).

Скважина КМ-4. В пробной эксплуатации скважина находилась с июля 2019 до июня 2020 гг., эксплуатация характеризовалась безводной продукцией. В июле 2020 г. наблюдается резкий рост обводненности до 20 % и монотонным увеличением до 87 % в апреле 2021 г. С июня 2021 г. скважина числится в бездействующем фонде.

При вводе в эксплуатацию дебит по нефти составил 17,8 т/сут и в процессе эксплуатации наблюдалось снижение дебита. После увеличения обводненности дебит нефти в среднем составлял 2-3 т/сут.

Скважина Б-7. В пробной эксплуатации скважина находилась с июня 2019 г. С марта 2020 г. и до остановки скважины (май 2021 г.) в добываемой продукции наблюдается резкий рост обводненности в пределах 18,3-24,5 %. С апреля 2021 г. скважина числится в бездействующем фонде.

При вводе в эксплуатацию дебит по нефти составил 16,4 т/сут и в процессе эксплуатации наблюдалось снижение дебита. После увеличения обводненности дебит нефти в среднем составлял 1-3 т/сут.

Необходимо отметить, что данную скважину планировалось в октябре 2020 г. перевести на II-й основной объект пробной эксплуатации (горизонт М-0-5), которая не была реализована.

Скважина Б-9. Как и было запланировано, в пробную эксплуатацию скважина была введена в октябре 2020 г. На дату составления настоящего проектного документа, скважина числится в действующем фонде.

При вводе в эксплуатацию характеризовалась безводной продукцией, в процессе эксплуатации наблюдается монотонное увеличение обводненности до 11,1%. За все время эксплуатации дебит по нефти составлял 5-6 т/сут.

Возвратный объект пробной эксплуатации (горизонт М-0-3).

Скважина КМ-4_1. Фактически скважину в пробную эксплуатацию ввели в ноябре 2020 г. Отработав ноябрь и декабрь в 2020 г. скважина с января 2021 г. переведена во

временную консервацию. За время эксплуатации дебит по нефти в среднем составлял 4,0 т/сут, при обводненности 75 %.

Таблица 3.9-Характеристика пробуренных скважин

№№ п/п	Наименование	Объекты пробной эксплуатации (горизонты)				В целом по месторождению
		I (М-0-1)	Возв. (М-0-3)	II (М-0-5)	III (М-0-6-2)	
1	В эксплуатационном фонде	3 (КМ-4, Б-7, Б-9)	-	-	-	3
2	в том числе:					
3	действующие	1 (Б-9)	-	-	-	1
4	бездействующие	2 (КМ-4, Б-7)	-	-	-	2
5	В консервации	4 (Б-1, Б-5, Б-10 и КМ-4_1)				4
6	В испытании	-	-	-	-	-
7	Итого пробуренный фонд	Б-1, Б-5, Б-7, Б-9, Б-10, КМ-4 и КМ-4_1				7

Таблица 3.10-Техническое состояние пробуренных скважин

Скважина	Категория	Сроки бурения		Глубина, м		Горизонт	
		начало	конец	проект	факт	проект	факт
КМ-4	Поисковая	20.07.2017	18.09.2017	1 200	1 200	Pz	Pz
Б-1	Опережающая	10.06.2019	14.07.2019	1 000	1 015	Pz	Pz
Б-5	Опережающая	15.03.2019	10.06.2019	1 000	1 050	Pz	Pz
Б-7	Опережающая	15.05.2019	14.06.2019	1 000	1 000	Pz	K ₁
Б-9	Оценочная	12.06.2019	24.07.2019	1 000	1 046	Pz	Pz
Б-10	Оценочная	04.07.2019	01.08.2019	1 000	1 050	Pz	K ₁
КМ-4_1	Оценочная	26.07.2019	28.08.2019	1 000	1 200	Pz	Pz

Продолжение таблицы 3.10

Скважина	Конструкция скважины					
	направление			кондуктор		
	диаметр, мм	глубина, м	ВПЦ, м	диаметр, мм	глубина, м	ВПЦ, м
КМ-4	426,0	10,0	0,0	324,0	156,3	0,0
Б-1	323,9	46,0	0,0	-	-	-
Б-5	323,9	46,5	0,0	-	-	-
Б-7	323,9	47,4	0,0	-	-	-
Б-9	323,9	46,0	0,0	-	-	-
Б-10	323,9	45,9	0,0	-	-	-
КМ-4_1	323,9	149,8	0,0	-	-	-

Продолжение таблицы 3.10

Скважина	Конструкция скважины					
	техническая колонна			эксплуатационная колонна		
	диаметр, мм	глубина, м	ВПЦ, м	диаметр, мм	глубина, м	ВПЦ, м
КМ-4	244,5	700,7	-	177,8	1199,0	0,0
Б-1	244,5	449,7	0,0	168,3	1002,0	0,0
Б-5	244,5	449,3	0,0	168,3	1040,0	0,0
Б-7	244,5	451,4	0,0	168,3	1000,0	0,0
Б-9	244,5	453,1	0,0	168,3	1041,7	0,0
Б-10	244,5	451,5	0,0	168,3	1046,0	0,0
КМ-4_1	244,5	625,0	0,0	177,8	1056,1	0,0

3.4.2. Характеристика отборов нефти, жидкости и газа

После разработки и утверждения в 2019 г. первого проектного документа на проведение пробной эксплуатации месторождения Бестобе (13), реализация его фактически началась в июне 2019 г., вводом опережающей добывающей скважины Б-7 на М-0-1 продуктивный горизонт. В июле 2019 г. на этот же горизонт была введена в эксплуатацию поисковая скважина КМ-4.

В 2020 г. компанией ТОО «Timal Consulting Group» по результатам бурения, интерпретации материалов ГИС и опробования семи скважин был повторно составлен отчет **«Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Бестобе Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 02.01.2020 г.)»** (14), который был вновь представлен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2182-20-П от «29» мая 2020 г.).

В рамках вновь утвержденного оперативного подсчета запасов дополнительно установлены два горизонта – М-0-2 и М-0-4. Кроме того, горизонт М-0-6 разделен на два подгоризонта – М-0-6-1 и М-0-6-2. Вместе с тем, уточнилось строение пластовых резервуаров: ранее представлялись как не нарушенные, а по результатам бурения и повторного пересчета, залежи имеют блоковое строение.

На основании вышеназванного отчета по оперативному подсчету запасов нефти и газа, а также на основании подписанного Дополнения №7 от «20» января 2020 г. о продлении периода разведки месторождения Бестобе до «31» декабря 2022 г., ТОО «Мунайгазгеолсервис» разработан проектный документ – **«Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.06.2020г.)»** (15), который был согласован ЦКРР МЭ Республики Казахстан (протокол № 4/5 от «24» сентября 2020 г.).

Ниже приведем краткую характеристику основных технологических показателей пробной эксплуатации как по горизонтам (объектам), так и в целом по месторождению Бестобе с начала пробной эксплуатации.

Основной объект пробной эксплуатации I (горизонт М-0-1).

В 2019 г. добыто 3,236 тыс.т нефти и 1,070 млн. м³ растворенного в нефти газа. Средний газовый фактор составил 331 м³/т. Фонд скважин на конец года – 2 ед. Средний безводный дебит скважин по нефти составил 10,3 т/сут. Суммарное отработанное время скважин – 314 сут.

В 2020 г. добыто 1,870 тыс.т нефти, 2,054 тыс.т жидкости и 0,465 млн.м³ растворенного в нефти газа. Средний газовый фактор составил 248,7 м³/т. Фонд скважин на ко-

нец года составил 2 ед. Средние дебиты скважин по нефти и жидкости составили соответственно 4,0 т/сут и 4,4 т/сут. Суммарное отработанное время скважин – 468 сут.

За восемь месяцев 2021 г. добыто 1,658 тыс.т нефти и 2,046 тыс.т жидкости. Растворенный в нефти газ отсутствует. Фонд скважин на конец августа месяца составил 1 ед. Средние дебиты скважин по нефти и жидкости составили соответственно 5,0 т/сут и 6,2 т/сут. Суммарное отработанное время скважин – 329 сут.

Возвратный объект пробной эксплуатации (горизонт М-0-3).

Рассматриваемый горизонт эксплуатировался только ноябрь и декабрь месяцы 2020г. Добыто 0,160 тыс.т нефти и 0,636 тыс.т жидкости. Растворенный в нефти газ отсутствует. Фонд скважин на конец декабря месяца составил 1 ед. Средние дебиты скважин по нефти и жидкости составили соответственно 4,0 т/сут и 15,8 т/сут. Суммарное отработанное время скважин – 40 сут.

Месторождение Бестобе.

В 2019 г. добыто 3,236 тыс.т нефти и 1,070 млн.м³ растворенного в нефти газа. Средний газовый фактор составил 331 м³/т. Фонд скважин на конец года – 2 ед. Средний безводный дебит скважин по нефти составил 10,3 т/сут. Суммарное отработанное время скважин – 314 сут.

В 2020 г. добыто 2,030 тыс.т нефти, 2,690 тыс.т жидкости и 0,465 млн.м³ растворенного в нефти газа. Средний газовый фактор составил 229 м³/т. Фонд скважин на конец года составил 3 ед. Средние дебиты скважин по нефти и жидкости составили соответственно 4,0 т/сут и 5,3 т/сут. Суммарное отработанное время скважин – 508 сут.

За восемь месяцев 2021 г. добыто 1,658 тыс.т нефти и 2,046 тыс.т жидкости. Растворенный в нефти газ отсутствует. Фонд скважин на конец августа месяца составил 1 ед. Средние дебиты скважин по нефти и жидкости составили соответственно 5,0 т/сут и 6,2 т/сут. Суммарное отработанное время скважин – 329 сут.

Всего с учетом испытания и пробной эксплуатации месторождения Бестобе было отобрано 10,333 тыс.т. нефти, 11,382 тыс.т. жидкости и 2,274 млн.м³ растворенного в нефти газа. При это достигнутая нефтеотдача составила 0,250 %, степень выработанности утвержденных извлекаемых запасов нефти – 0,589 %.

В таблицах 3.11-3.13 представлены фактические показатели пробной эксплуатации как в целом по месторождению Бестобе, так и по горизонтам М-0-1 и М-0-3.

Таблица 3.11-Фактические технологические показатели по месторождению Бестобе

№№ п/п	Показатели	Годы		
		2019*	2020	2021**
1	Добыча нефти, тыс.т	3,2	2,0	1,7
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	3,2	5,2	6,9
3	Добыча жидкости, тыс.т	3,2	2,7	2,1
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	3,2	5,9	8,0
5	Добыча растворенного газа, млн.м ³	1,070	0,465	-
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м ³	1,070	1,535	1,535
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,001	0,001	0,002
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	0,182	0,114	0,097
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	0,183	0,114	0,098
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	0,182	0,296	0,393
11	Обводнённость, %	0,0	25,9	19,0
12	Газовый фактор, м ³ /т	331	229	-
13	Ввод добывающих скважин, скв.	2	-	-
	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	1	-	-
	<i>из разведочного (оценочного) бурения</i>	-	-	-
	<i>из других объектов</i>	-	-	-
	<i>из временной консервации</i>	1	1	-
14	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	7	7	7
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	2	3	1
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	10,3	4,0	5,0
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	10,3	5,3	6,2

Примечание: * - показатели с июля 2019 по «31» декабря 2019 гг.

** - показатели с «01» января 2021 по «31» августа 2021 гг.

Таблица 3.12-Фактические технологические показатели пробной эксплуатации по горизонту М-0-1

№№ п/п	Показатели	Годы		
		2019*	2020	2021**
1	Добыча нефти, тыс.т	3,2	1,9	1,7
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	3,2	5,1	6,8
3	Добыча жидкости, тыс.т	3,2	2,1	2,1
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	3,2	5,3	7,4
5	Добыча растворенного газа, млн.м ³	1,070	0,465	-
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м ³	1,070	1,535	1,535
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,002	0,004	0,005
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	0,558	0,331	0,296
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	0,561	0,336	0,304
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	0,558	0,889	1,185
11	Обводнённость, %	0,0	9,5	19,0
12	Газовый фактор, м ³ /т	331	249	-
13	Ввод добывающих скважин, скв.	2	-	-
	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	1	-	-
	<i>из разведочного (оценочного) бурения</i>	-	-	-
	<i>из других объектов</i>	-	-	-
	<i>из временной консервации</i>	1	1	-
14	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	2	2	3
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	2	2	1
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	10,3	4,0	5,0
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	10,3	4,4	6,2

Примечание: * - показатели с июля 2019 по «31» декабря 2019 гг.

** - показатели с «01» января 2021 по «31» августа 2021 гг.

Таблица 3.13-Фактические технологические показатели пробной эксплуатации по горизонту М-0-3

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2020	2021*
1	Добыча нефти, тыс.т	0,1	0,0
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	0,1	0,1
3	Добыча жидкости, тыс.т	0,6	0,0
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	0,6	0,6
5	Добыча растворенного газа, млн.м ³	-	-
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м ³	-	-
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,0004	0,004
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	0,017	-
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	0,084	-
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	0,017	0,017
11	Обводненность, %	75,1	-
12	Газовый фактор, м ³ /т	-	-
13	Ввод добывающих скважин, скв.	1	1
	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	-	-
	<i>из разведочного (оценочного) бурения</i>	-	-
	<i>из других объектов</i>	-	-
	<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	4,0	-
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	15,8	-

Примечание: * - показатели с «01» января 2021 по «31» августа 2021 гг.

3.4.3. Выработка запасов нефти из пластов

Основной объект I (горизонт М-0-1) и возвратный объект (горизонт М-0-3) пробной эксплуатации разрабатываются скважинами самостоятельно, что позволяет привести характеристику выработанности извлекаемых запасов нефти отдельно по каждому объекту.

Основной объект пробной эксплуатации I (горизонт М-0-1).

Пробная эксплуатация рассматриваемого объекта начата в июне 2019 г скважиной Б-7. В июле 2019 г. ввели скважину КМ-4 и в октябре 2020 г. – скважину Б-9. Всего на объекте перебивало в эксплуатации 3 скважины, из которых 2 скважины КМ-4 и Б-7 в настоящее время числятся в бездействующем фонде, а скважина Б-9 – в действующем.

Степень выработанности утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти по состоянию на 01.09.2021 г. с учетом добычи при испытании объекта, составила 1,4 %. Текущая нефтеотдача составила 0,6 %.

Возвратный объект пробной эксплуатации (горизонт М-0-3).

Пробная эксплуатация рассматриваемого объекта проведена в ноябре-декабре 2020 г. скважиной КМ-4_1. В настоящее время скважина числится во временной консервации.

Степень выработанности утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти по состоянию на 01.09.2021 г. с учетом добычи при испытании объекта, составила 0,922 %. Текущая нефтеотдача составила 0,392 %.

В целом по **месторождению Бестобе** по состоянию изученности на 01.09.2021 г. было отобрано, с учетом добычи при испытании объектов, 10,333 тыс.т нефти, 11,382 тыс.т жидкости и 2,274 млн.м³ растворенного в нефти газа. От утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти отобрано 0,589 %. Достигнутая нефтеотдача составила 0,250 %.

Около 75,7 % всей добычи нефти, произведенной из месторождения, обеспечил основной объект пробной эксплуатации I (горизонт М-0-1). На возвратный объект пробной эксплуатации (горизонт М-0-3) приходится 10,6 %. На остальные объекты опробования приходится около 13,7 % всей добычи, произведенной из месторождения.

3.4.4. Характеристика энергетического состояния

Оценка энергетического состояния возвратного объекта пробной эксплуатации (горизонт М-0-3) не проводилась в связи с незначительным сроком эксплуатации одной скважиной КМ-4_1 в количестве 40 дней. Ниже приведена оценка энергетического состояния основного объекта пробной эксплуатации I (горизонт М-0-1).

Ранее при проведении ГДИ методом регистрации КВД в апреле 2018 г. в поисковой скважине КМ-4 было зафиксировано пластовое давление на уровне 7,4 МПа. При опробовании скважин Б-5 и Б-9 пластовые давления составили соответственно 7,6 МПа и 7,5 МПа, а в скважине КМ-4_1 пластовое давление оказалось пониженным и составило 6,0 МПа.

Ранее по результатам опробования и ГДИ поисковой скважины КМ-4 начальное пластовое давление, приведенное к отметке ВНК составило 5,8 МПа, а по результатам дополнительных исследований скважин, начальное пластовое давление по горизонту приведенное к отметке ВНК уточнилось и составило 7,7 МПа.

Таким образом, в целом по горизонту М-0-1 не наблюдается снижение пластового давления, что подтверждается дополнительными замерами давления в скважинах Б-5, Б-9 и КМ-4_1.

3.4.5. Сопоставление фактических и проектных показателей пробной эксплуатации

Как известно из предыдущих разделов, действующим проектным документом является «**Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.06.2020 г.)**» (15). Сопоставление основных технологических

проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по объектам и по месторождению в целом за 2020 и 2021 гг. представлено согласно дополнению к проекту пробной эксплуатации (15), за 2019 г. – проекту пробной эксплуатации (13).

Сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации представлены в таблицах 3.14-3.16.

Как видно, из предоставленных таблиц, проектные показатели пробной эксплуатации как по объектам, так и по месторождению Бестобе в целом не были достигнуты.

Основной причиной невыполнения запланированных уровней добычи нефти является наступление обстоятельств непреодолимой силы на территории Республики Казахстан, ввиду чего недропользователь не смог в полной мере реализовать рекомендованные проектные решения.

Таблица 3.14-Сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации в целом по месторождению Бестобе

№№ п/п	Показатели	Годы					
		2019*		2020		2021**	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	16,5	3,2	8,0	2,0	23,2	1,7
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	17,4	3,2	8,0	5,2	31,1	6,9
3	Добыча жидкости, тыс.т	17,2	3,2	8,0	2,7	23,5	2,1
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	18,2	3,2	8,0	5,9	31,5	8,0
5	Добыча растворенного газа, млн.м ³	5,166	1,070	1,440	0,465	3,752	-
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м ³	5,439	1,070	1,170	1,535	4,922	1,535
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,010	0,001	0,003	0,001	0,010	0,002
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	2,2	0,182	0,6	0,114	1,8	0,097
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	2,2	0,183	0,6	0,114	1,8	0,098
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	2,3	0,182	0,6	0,296	2,4	0,393
11	Обводнённость, %	4,5	0,0	0	25,9	1,1	19,0
12	Газовый фактор, м ³ /т	314,0	331	180,0	229	161,7	-
13	Ввод добывающих скважин, скв.	5	2	4	-	1	-
	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	4	1	-	-	1	-
	<i>из разведочного (оценочного) бурения</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>из других объектов</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>из временной консервации</i>	1	1	4	1	-	-
	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	5	7	6	7	7	7
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	5	2	6	3	7	1
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	16,6	10,3	13,2	4,0	13,1	5,0
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	17,4	10,3	13,2	5,3	13,2	6,2

Примечание: * - проектные показатели с марта 2019 по «31» декабря 2019 гг., а фактические – с июня 2019 по «31» декабря 2019 гг.

** - проектные показатели с «01» января 2021 по «31» декабря 2021 гг., а фактические – с «01» января 2021 по «31» августа 2021 гг.

Таблица 3.15-Сопоставление проектных и фактических показателей основного объекта пробной эксплуатации I (горизонт М-0-1)

№№ п/п	Показатели	Годы					
		2019*		2020		2021**	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	15,5	3,2	3,5	1,9	9,1	1,7
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	16,5	3,2	8,7	5,1	17,8	6,8
3	Добыча жидкости, тыс.т	16,3	3,2	3,5	2,1	9,2	2,1
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	17,2	3,2	8,8	5,3	18,0	7,4
5	Добыча растворенного газа, млн.м ³	4,828	1,070	1,404	0,465	3,637	-
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м ³	5,102	1,070	3,150	1,535	6,787	1,535
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,029	0,002	0,009	0,004	0,017	0,005
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	6,3	0,558	0,8	0,331	2,1	0,296
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	6,4	0,561	0,8	0,336	2,1	0,304
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	6,7	0,558	2,0	0,889	4,1	1,185
11	Обводнённость, %	4,7	0,0	0,0	9,5	1,5	19,0
12	Газовый фактор, м ³ /т	312,0	331	401,0	249	399,7	-
13	Ввод добывающих скважин, скв.	4	2	1	-	1	-
	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	3	1	-	-	1	-
	<i>из разведочного (оценочного) бурения</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>из других объектов</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>из временной консервации</i>	1	1	1	1	-	-
	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	4	2	2	2	3	3
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	4	2	2	2	3	1
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	20,0	10,3	10,8	4,0	12,1	5,0
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	21,0	10,3	10,8	4,4	12,3	6,2

Примечание: * - проектные показатели с марта 2019 по «31» декабря 2019 гг., а фактические – с июня 2019 по «31» декабря 2019 гг.

** - проектные показатели с «01» января 2021 по «31» декабря 2021 гг., а фактические – с «01» января 2021 по «31» августа 2021 гг.

Таблица 3.16-Сопоставление проектных и фактических показателей возвратного объекта пробной эксплуатации (горизонт М-0-3)

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2020		2021*	
		проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	2,2	0,1	5,8	0
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	2,2	0,1	7,9	0,1
3	Добыча жидкости, тыс.т	2,2	0,6	5,8	0
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	2,2	0,6	8,0	0,6
5	Добыча растворенного газа, млн.м ³	0,018	-	0,047	-
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м ³	0,018	-	0,064	-
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,007	0,0004	0,026	0,004
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	1,7	0,017	4,4	-
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	1,7	0,084	4,5	-
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	1,7	0,017	6,1	0,017
11	Обводнённость, %	0,0	75,1	1,1	-
12	Газовый фактор, м ³ /т	8,2	-	8,1	-
13	Ввод добывающих скважин, скв.	1	1	-	1
	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	-	-	-	-
	<i>из разведочного (оценочного) бурения</i>	-	-	-	-
	<i>из других объектов</i>	-	-	-	-
	<i>из временной консервации</i>	1	1	-	-
	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1	1	1
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1	1	-
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	17,8	4,0	17,2	-
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	17,8	15,8	17,4	-

Примечание: * - проектные показатели с «01» января 2021 по «31» декабря 2021 гг., а фактические – с «01» января 2021 по «31» августа 2021 гг.

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

В дополнении к проекту пробной эксплуатации (15) предусматривалось выделение трех основных (М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) и одного возвратного (М-0-3) объектов пробной эксплуатации.

По материалам очередного оперативного подсчета запасов нефти и газа (16), на месторождении Бестобе установлены девять нефтяных горизонтов и один – газонефтяной. Горизонты М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6-1, М-0-6-2, М-0-7 и М-0-8 приурочены к нижнемеловым отложениям и горизонт PZ – к палеозойскому комплексу.

Все продуктивные горизонты, кроме Pz имеют запасы нефти, оцененные как по промышленной С₁, так и предварительно оцененной категории запасов С₂. В целом по месторождению доля запасов нефти промышленной категории С₁ составляет 35 %. На основные объекты пробной эксплуатации (горизонты М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) приходится 74,6 % запасов всего месторождения по промышленной категории С₁. На продуктивные горизонты М-0-3 и М-0-4 приходится по 7,0 % и на остальные – менее 3-4 %.

Как правило, в пробную эксплуатацию могут быть вовлечены продуктивные горизонты (или их участки), в которых сосредоточены запасы нефти промышленной категории С₁.

Горизонт М-0-1 перебивал в пробной эксплуатации, имеются ГДИ методами КВД и МУО, по результатам которых определены коэффициенты продуктивности и дебиты. По горизонтам М-0-3 и М-0-5 также проведены ГДИ методом регистрации КВД, на основании которых определены коэффициенты продуктивности.

Горизонт М-0-6-2 самостоятельно не опробован и отдельно гидродинамические исследования по нему не проводились. Горизонт М-0-6 ранее характеризовался большим количеством сосредоточенных в нем запасов нефти, но не был исследован. В проекте пробной эксплуатации рекомендовалось провести исследования по горизонту М-0-6 с целью определения продуктивных и фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов и после получения результатов исследования был рекомендован к выделению в качестве самостоятельного объекта пробной эксплуатации.

На дату составления настоящего дополнения №2 к проектному документу новых данных по горизонту не получено, ввиду чего рекомендации по самостоятельному гидродинамическому исследованию скважин рассматриваемого горизонта остаются актуальными.

Учитывая вышеизложенное, на период продолжения пробной эксплуатации на месторождении Бестобе рекомендуется выделить три основных и два возвратных объекта пробной эксплуатации:

- **I-й объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-1;
- **II-й объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-5 (блок II);
- **III-й объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-6-2 (блок II).
- **возвратный объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-3 (блоки I и II).
- **возвратный объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-4 (блок II).

Оставшиеся горизонты, ввиду незначительных запасов нефти и отсутствия исследований, не рассматриваются в качестве объектов пробной эксплуатации и требуют до-разведки.

В рамках настоящего дополнения №2 к проекту пробной эксплуатации дополнительно выделен возвратный горизонт М-0-4 для изучения приемистости коллекторов и проведения пробной закачки воды.

В таблице 3.17 представлены исходные геолого-физические характеристики объектов пробной эксплуатации.

Таблица 3.17-Исходные геолого-физические характеристики основных и возвратных объектов пробной эксплуатации

Параметры	I-й объект	II-й объект	III-й объект	Возвратный	Возвратный
	М-0-1	М-0-5	М-0-6-2	М-0-3	М-0-4
Тип залежи	Пластовая, сводовая	Массивная, тектонически ограниченная	Массивная, тектонически ограниченная	Массивная, тектонически и литологически ограниченная	Массивная, тектонически и литологически ограниченная
Тип коллектора	Терригенные, поровые				
Площадь нефтегазоносности (категория C ₁ / C ₂), тыс.м ²	2 403 / 5 827	1 154 / 3 708	969 / 1 810	824 / 322	1 025 / 629
Средняя общая толщина, м	5,2	23,4	21,0	11,4	12,2
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3,7	8,3	5,8	3,7	3,8
Пористость по ГИС, д.ед.	0,28	0,30	0,29	0,32	0,31
Средняя насыщенность нефтью, д.ед.	0,62	0,53	0,49	0,66	0,62
Проницаемость по ГДИС, *10 ⁻³ мкм ²	65,5	13,0	13,0*	173,0	13,0*
Коэффициент песчаности, д.ед.	0,797	0,903	0,927	0,66	0,691
Коэффициент расчлененности, д.ед.	2,0	7,0	6,0	4,0	4,0
Пластовая температура, °С	36,1	38,9	40,2	37,4	38,1
Пластовое давление, МПа	7,7	8,7	9,1	8,2	8,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	3,25*	3,25*	3,25*	3,25	3,25*
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,717*	0,717*	0,717*	0,717	0,717*
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,771	0,764	0,764	0,774	0,774*
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,105	1,105	1,105	1,105	1,105
Содержание серы в нефти, %	0,23	отс.	отс.	0,06	0,27
Содержание парафина в нефти, %	4,63	12,43	12,43	12,41	3,80
Давление насыщения нефти газом, МПа	1,0*	1,0*	1,0*	1,0	1,0*
Газосодержание, м ³ /т	8,1*	8,1*	8,1*	8,1	8,1*
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013
Средняя продуктивность, м ³ /[сут*МПа]	15,9	3,6	3,6*	4,0	4,0*
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	5 058	3 348	1104	355	410
в том числе: по категории C ₁	1 350	1 145	586	279	281
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	2 150	1 423	469,3	150,9	174,2
в том числе: по категории C ₁	573,8	486,6	249,1	118,6	119,4
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425
в том числе: по запасам категории C ₁	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425

Примечание: * - приняты по аналогии с результатами исследований глубинных проб нефти горизонта М-0-3

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

Как было отмечено в предыдущих разделах, в пробную эксплуатацию рекомендуется ввести пять продуктивных горизонтов.

В рамках настоящего дополнения №2 к проекту пробной эксплуатации рекомендуется бурение и ввод в пробную эксплуатацию пяти проектных опережающих добывающих скважин, а также ввод в пробную эксплуатацию семи существующих скважин, четыре из которых – из консервации и две – из бездействия.

Все проектные опережающие добывающие скважины располагаются на границе категорий запасов C_1 и C_2 , ввиду чего эти проектные скважины, безусловно, будут дренировать запасы нефти как промышленной категории C_1 , так и предварительно оцененной C_2 , в случае их подтверждения. Вместе с тем, учитывая, что согласно ориентировочных прогнозных технологических показателей, по основным объектам пробной эксплуатации степень отбора от утвержденных извлекаемых запасов нефти на конец периода будет изменяться всего в пределах 2,6-5,6 % и проектные уровни добычи нефти незначительные, можно допустить ввод в пробную эксплуатацию проектных опережающих добывающих скважин без вреда для недоразведанных запасов нефти, тем самым не нарушая п. 34 «Единые правила...».

Исходя из местоположения существующих и проектных опережающих добывающих скважин, планируемых к вводу в пробную эксплуатацию на выделенные объекты пробной эксплуатации, определены вовлекаемые в пробную эксплуатацию запасы нефти.

Вовлекаемые в пробную эксплуатацию скважинами удельные извлекаемые запасы нефти рассчитывались исходя из удельной площади, приходящиеся на скважину, а затем учитывая средневзвешенные нефтенасыщенные толщины, коэффициенты пористости и нефтенасыщенности, свойства нефти, рассчитывались запасы нефти.

Результаты расчета вовлекаемых в пробную эксплуатацию скважинами удельных извлекаемых запасов нефти представлены в таблице 3.18. Как видно из представленной таблицы, по горизонтам М-0-5 и М-0-3 будут задействованы 100 % утвержденных запасов нефти промышленной категории C_1 , по горизонту М-0-4 – 52 % и горизонтам М-0-1 и М-0-6-2 – соответственно 84 % и 68 %.

Таблица 3.18-Вовлекаемые в пробную эксплуатацию удельные запасы нефти по скважинам

Горизонт	Скважина	Категория скважин	Запасы нефти утвержденных ГКЗ Республики Казахстан по категории С ₁ , тыс.т		Запасы нефти, вовлекаемые в пробную эксплуатацию по категории С ₁ , тыс.т	
			геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
М-0-1	КМ-4	поисковая	1 350	573,8	283,3	120,4
	Б-9	оценочная			204,9	87,1
	Б-3	проектная опережающая			48,2	20,5
	Б-4	проектная опережающая			602,7	256,2
М-0-5	Б-7	опережающая добывающая	1 145	486,6	513,7	218,3
	Б-2	проектная опережающая			317,6	135,0
	Б-6	проектная опережающая			313,7	133,3
М-0-6-2	Б-5	опережающая добывающая	586	249,1	139,4	59,3
	Б-8	проектная опережающая			258,1	109,7
М-0-3	КМ-4	поисковая	279	118,6	228,0	96,9
	КМ-4_1	оценочная			51,0	21,7
М-0-4	Б-1	опережающая добывающая	281	119,4	146,1	62,1
	Б-10	оценочная			-	-

3.7. Методы воздействия по увеличению продуктивности скважин

В рамках настоящего дополнения №2 к проектному документу предусматривается проведение обработок призабойной зоны скважин (ПЗС) глино-кислотными обработками (ГКО).

По опыту получаемой средней эффективности от производства ГКО принято, что увеличение текущего дебита скважины по нефти произойдет как минимум в 1,5 раза.

ГКО рекомендуется проводить на скважинах, в которых дебит по нефти менее 3,0 т/сут, а также на скважинах М-0-5 и М-0-6-2 горизонта, при получении начальных дебитов нефти менее соответственно 10,0 т/сут и 5,0 т/сут.

Таблица 3.19-Расчет эффективности проведения методов воздействия на ПЗС

Наименование мероприятия	Объект внедрения	Сроки реализации	Скважина	Расчетный дебит скважины, т/сут	
				до проведения мероприятия	после проведения мероприятия
Глино-кислотная обработка ПЗС	Во всех объектах пробной эксплуатации	в процессе пробной эксплуатации	Во всех существующих	3,0	4,5
	М-0-5		Во всех проектных опережающих добывающих	5,0	7,5
	М-0-6-1			10,0	15,0

3.8. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласты

В рамках настоящего дополнения №2 к проекту пробной эксплуатации рекомендуется реализовать пробную закачку воды через существующую скважину Б-10 в интервалы продуктивного горизонта М-0-4.

В процессе пробной эксплуатации рекомендуется изучить приемистость коллекторов при различных режимах закачки воды, а также изучить вопрос влияния законтурного заводнения на динамику давления в нефтяной залежи М-0-4.

Для закачки воды в продуктивные горизонты М-0-4 горизонта планируется закачивать весь объем добываемой попутной воды из всех объектов месторождения Бестобе.

Основными техническими требованиями к рабочему агенту для закачки являются: сохранение устойчивой приемистости нагнетательной скважины; предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательной скважины из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями; предупреждение коррозионного износа оборудования и скважины; предупреждение жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательной скважины.

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

- Водородный показатель (рН) должен равняться примерно 7, что соответствует наименьшей коррозионной активности воды.
- Содержание гидрокарбонат-иона. Не более 5 мг/моль*л.
- Содержание кальций-иона. Не нормируется.
- Содержание хлор-иона. Не нормируется.
- Содержание сульфат-иона. Не нормируется.
- Жесткость карбонатная. Не более 5 мг/моль*л.
- Показатель стабильности воды. Должна быть стабильной.
- Набухаемость пластовых глин. Вода не должна приводить к набуханию пластовых глин основных продуктивных горизонтов.
- Совместимость. Вода, выбранная для нагнетания в продуктивный пласт, должна быть совместима с пластовой водой и породой продуктивного коллектора.
- Емкостная характеристика. Уменьшение пористости поровых коллекторов продуктивного пласта в результате закачки воды не должно превышать 0,3 % в течение года. Уменьшение пористости в больших пределах может привести к ухудшению фильтрационной характеристики продуктивного коллектора.

- Коррозионная активность. Вода должна быть не коррозионно активной. При высокой коррозионной активности необходимо применять меры по защите оборудования.
- Содержание растворенного кислорода. Не более 0,02-0,05 мг/л. В некоторых случаях 1 мг/л.
- Содержание двуокиси углерода. Ограничивается в соответствии с требованием к коррозионной активности воды.
- Содержание сероводорода. Должен отсутствовать.
- Содержание механических примесей. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной неоднородности. Содержание механических примесей в воде после высушивания при 105 °С и в пробе после прокаливании при 600 °С должно быть одинаковым.
- Содержание в воде нефти. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной трещиноватости.
- Присутствие сульфатвосстанавливающих бактерий. Должны отсутствовать. Показатель не нормируется при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород.
- Содержание иона-железа. Содержание иона окисного железа должно быть не более 1 мг/л. При заводнении продуктивных пластов, воды которых содержат сероводород, ионы железа должны отсутствовать.

3.9. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации

На период пробной эксплуатации месторождения Бестобе согласно рекомендациям «Методические указания по составлению проектов пробной эксплуатации» предусматривается один расчетный вариант.

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

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

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.

В таблице 3.20 представлен график испытания и пробной эксплуатации скважин по горизонтам. Как видно из таблицы, в каждой проектной опережающей добывающей скважине, а также существующих скважинах, вводимых из временной консервации, перед вводом в эксплуатацию заложено испытание объектов в течение до 90 суток и только потом скважина вводится в пробную эксплуатацию.

Таким образом, заложенный график испытания и эксплуатации скважин не преследует задачи добычи больших объемов нефти, а направлены на доизучение продуктивных горизонтов с целью перевода запасов категории C_2 в C_1 , а также добычи нефти исключительно в исследовательских целях для изучения добычных возможностей.

В таблице 3.21 представлены рекомендации по испытанию как в существующих, так и проектных опережающих добывающих скважинах дополнительных объектов. Выполнение рекомендуемого испытания объектов в этих скважинах позволит доизучить месторождение и перевести запасы категории C_2 в промышленные C_1 .

Таблица 3.20-План-график испытания и пробной эксплуатации существующих и проектных опережающих добывающих скважин

Год	Месяц	Горизонт М-0-1					Горизонт М-0-3		Горизонт М-0-4		Горизонт М-0-5			Горизонт М-0-6-2	
		КМ-4	Б-7	Б-9	Б-3	Б-4	КМ-4	КМ-4_1	Б-1	Б-10	Б-7	Б-2	Б-6	Б-5	Б-8
2021	сентябрь	-	+	+	+	-	-	+	+	+	+	-	-	+	-
2021	октябрь	-	-	+	+	-	-	+	+	+	+	-	+	+	-
2021	ноябрь	+	-	+	+	-	-	+	+	+	+	+	+	+	-
2021	декабрь	+	-	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+	-
2022	январь	+	-	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+	-
2022	февраль	+	-	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+	-
2022	март	+	-	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+	-
2022	апрель	+	-	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+	-
2022	май	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
2022	июнь	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
2022	июль	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
2022	август	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2022	сентябрь	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2022	октябрь	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2022	ноябрь	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2022	декабрь	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2023	январь	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2023	февраль	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2023	март	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2023	апрель	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2023	май	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2023	июнь	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2023	июль	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2023	август	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2023	сентябрь	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2023	октябрь	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

Таблица 3.21-Рекомендуемые к испытанию дополнительные объекты в существующих и проектных опережающих добывающих скважинах

Горизонт	Пробуренные скважины							Проектные опережающие добывающие скважины					
	КМ-4	Б-1	Б-5	Б-7	Б-9	Б-10	КМ-4_1	Б-2	Б-3	Б-4	Б-6	Б-8	
М-0-1	-	+	+	-	-	+	-	-	-	-	+	+	
М-0-2	-	-	-	+	-	-	+	+	-	+	-	-	
М-0-3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	
М-0-4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	
М-0-5	-	+	-	-	+	+	+	-	+	+	-	+	
М-0-6-1	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
М-0-6-2	-	+	-	-	+	+	+	+	-	-	+	-	
М-0-7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	
М-0-8	-	-	-	-	-	-	-	+	-	+	+	+	
Pz	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	

Примечание:

+	- испытание объектов
+	- пробная эксплуатация

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 составит полных **26 месяцев** – с сентября 2021 по октябрь 2023 гг. (включительно).

В пробную эксплуатацию рекомендуется ввести три основных объекта – горизонты М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2, а также два возвратных – М-0-3 и М-0-4 горизонты.

Пробную эксплуатацию объекта I (горизонт М-0-1) рекомендуется вести двумя существующими (КМ-4 и Б-9) и дополнительным вводом из бурения двух проектных опережающих добывающих (Б-3 и Б-4) скважин. На II-й объект (горизонт М-0-5) рекомендуется ввести в пробную эксплуатацию одну существующую (Б-7) и две проектные опережающие добывающие (Б-2 и Б-6) скважины из бурения. Эксплуатацию объекта III (горизонт М-0-6-2) рекомендуется вести одной существующей (Б-5) и вводом из бурения одной проектной опережающей добывающей (Б-8) скважинами. Возвратный объект (горизонт М-0-3) рекомендуется вести эксплуатацией существующей скважиной КМ-4_1 и дополнительным вводом в мае 2023 г. скважины КМ-4, путем перевода ее из вышележащего горизонта М-0-1. Возвратный объект М-0-4 рекомендуется вести эксплуатацией существующими скважинами: Б-1 в качестве добывающей и Б-10 – нагнетательной.

Таким образом, планируется к вводу из бурения пять проектных опережающих добывающих скважин и ввод в пробную эксплуатацию семи существующих поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин. В целом по месторождению к концу пробной эксплуатации фонд составит 11 добывающих скважин.

Необходимо отметить, что на все проектные опережающие добывающие скважины возлагаются задачи доразведки месторождения, в частности на проектные опережающие добывающие скважины Б-6 и Б-8: опробование продуктивных по ГИС интервалов; отбор и изучение керна, отбор и исследование проб нефти, газа и воды; проведение гидродинамических исследований (МУО, КВД, КВУ) и геофизических исследований по определению профиля притока и т.д.

Ожидается, что скважины будут вводиться в пробную эксплуатацию механизированным способом добычи.

Пробная эксплуатация, кроме возвратного горизонта М-0-4, будет вестись на режиме истощения пластовой энергии, без поддержания пластового давления. На нагнета-

тельную скважину Б-10 возлагается задача исследования на приемистость коллекторов и изучение влияния законтурной закачки воды на изменение пластового давления в продуктивной части залежи.

Для прогнозирования уровней добычи попутного газа по объектам пробной эксплуатации принято утвержденное значение газосодержания ($8,1 \text{ м}^3/\text{т}$) по последнему отчету по оперативному подсчету запасов (16). Как известно, по фактическим данным за 8 месяцев 2021 г. в составе добываемой продукции не наблюдается попутного газа и, вероятно, связано с незначительными объемами газа, который не улавливают газовые счетчики.

Коэффициенты эксплуатации добывающих скважин при пробной эксплуатации по горизонтам приняты исходя из необходимого времени для проведения исследовательских работ и составляют 0,95 д.ед., для нагнетательной скважины – 0,98 д.ед.

Забойные давления в добывающих скважин рекомендуется поддерживать на уровне или выше давления насыщения нефти газом, которое по данным исследования глубинных проб нефти из интервалов горизонта М-0-3 составляет 1,0 МПа (для остальных горизонтов принято по аналогии). Забойное давление нагнетательной скважины не должно превышать давление гидравлического разрыва пластов.

По объекту пробной эксплуатации I (горизонт М-0-1) проектный дебит по скважине Б-9 принят на уровне текущего дебита – 5,2 т/сут. Для скважины КМ-4 на уровне 3,0 т/сут и для проектных опережающих добывающих – 4,1 т/сут, как среднее по существующим скважинам Б-9 и КМ-4.

По объекту пробной эксплуатации I (горизонт М-0-1) проектный дебит по скважине Б-9 принят на уровне текущего дебита – 5,2 т/сут. Для скважины КМ-4 на уровне 3,0 т/сут и для проектных опережающих добывающих – 4,1 т/сут, как среднее по существующим скважинам Б-9 и КМ-4.

По объектам пробной эксплуатации II (горизонт М-0-5) и III (горизонт М-0-6-2) проектные дебиты скважин по нефти принимаются на уровнях запроектированных в рамках дополнения к проекту пробной эксплуатации (15) – соответственно 14,7 т/сут и 5,0 т/сут, так как новых данных по рассматриваемым объектам не было получено.

По возвратному горизонту М-0-3 проектный дебит скважин по нефти принят на уровне 5,0 т/сут по фактическим данным эксплуатации скважины КМ-4_1, а для скважины КМ-4, после перевода из I-го объекта – на уровне 5,0 т/сут. Напомним, в действующем проектом документе на продолжение пробной эксплуатации (15) дебит по нефти планировался на уровне 17,9 т/сут.

Для скважины Б-1 возвратного объекта пробной эксплуатации М-0-4 начальный дебит по нефти прогнозируется на уровне 5,0 т/сут.

Напомним, что согласно п. 30 «Единых правил...» **«Пробная эксплуатация предусматривает временную эксплуатацию скважин и добычу углеводородов в исследовательских целях для определения параметров, необходимых при проектировании системы разарботки»**. Учитывая вышеизложенное, прогнозируемые дебиты по нефти, как раз-таки, необходимо уточнить во время эксплуатации скважин, что и является одной из основных задач пробной эксплуатации.

В целом по месторождению Бестобе в период продолжения пробной эксплуатации с сентября 2021 по октябрь 2023 гг. планируется отобрать 50,0 тыс.т нефти, 54,8 тыс.т жидкости и 0,404 млн.м³ попутного газа. При этом отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти составит всего 3,4 %, а обводненность добываемой продукции достигнет 9,7 %. Коэффициент извлечения нефти достигнет всего 0,015 д.ед. при утвержденной величине 0,425 д.ед.

С учетом выше принятых условий и допущений, спрогнозированы проектные технологические показатели пробной эксплуатации на период с сентября 2021 по октябрь 2023 гг., которые в соответствии с рекомендациями «Методические указания по составлению проектов пробной эксплуатации» представлены в таблицах 4.1-4.14.

На графическом приложении 18 представлена схема размещения пробуренных и проектных скважин на период пробной эксплуатации.

Таблица 4.1-Показатели добычи нефти по скважинам

Годы и периоды	Скважина	Способ эксплуатации	Горизонт	Вскрытая эффективная нефте-насыщенная толщина, м	Ожидаемая добыча нефти, тыс.т	Ожидаемая добыча нефти по кварталам, тыс.т				
						I	II	III	IV	
2021	КМ-4	Механизированный	М-0-1	10,0	0,171	-	-	-	0,171	
2022		Механизированный			1,020	0,252	0,255	0,257	0,256	
2023		Механизированный			0,333	0,250	0,083	-	-	
2021	Б-9	Механизированный		3,4	0,594	-	-	0,146	0,448	
2022		Механизированный			1,768	0,437	0,441	0,445	0,444	
2023		Механизированный			1,460	0,433	0,437	0,441	0,148	
2021	Б-3	Механизированный		3,4	0,234	-	-	-	0,234	
2022		Механизированный			1,394	0,345	0,348	0,351	0,350	
2023		Механизированный			1,151	0,342	0,345	0,348	0,117	
2021	Б-4	Механизированный	М-0-5	10,0	-	-	-	-		
2022		Механизированный			1,168	0,119	0,348	0,351	0,350	
2023		Механизированный			1,151	0,342	0,345	0,348	0,117	
2021	Б-7	Механизированный		13,1	1,284	-	-	-	1,284	
2022		Механизированный			5,033	1,251	1,259	1,266	1,257	
2023		Механизированный			4,083	1,220	1,224	1,228	0,412	
2021	Б-2	Механизированный		13,1	-	-	-	-	-	
2022		Механизированный			5,033	1,251	1,259	1,266	1,257	
2023		Механизированный			4,083	1,220	1,224	1,228	0,412	
2021	Б-6	Механизированный	М-0-6-2	8,0	-	-	-	-		
2022		Механизированный			1,669	-	-	0,412	1,257	
2023		Механизированный			4,083	1,220	1,224	1,228	0,412	
2021	Б-5	Механизированный		5,4	0,290	-	-	-	0,290	
2022		Механизированный			1,721	0,427	0,430	0,433	0,431	
2023		Механизированный			1,415	0,421	0,424	0,427	0,144	
2021	Б-8	Механизированный		10,0	-	-	-	-	-	
2022		Механизированный			1,721	0,427	0,430	0,433	0,431	
2023		Механизированный			1,415	0,421	0,424	0,427	0,144	
2021	КМ-4_1	Механизированный	М-0-3	5,2	0,289	-	-	-	0,289	
2022		Механизированный			1,716	0,425	0,429	0,432	0,430	
2023		Механизированный			1,407	0,419	0,422	0,424	0,142	
2021	КМ-4	Механизированный		2,4	-	-	-	-	-	
2022		Механизированный			-	-	-	-	-	
2023		Механизированный			0,849	-	0,283	0,424	0,142	
2021	Б-1	Механизированный		М-0-4	3,9	0,290	-	-	-	0,290
2022		Механизированный				1,718	0,426	0,429	0,432	0,431
2023		Механизированный				1,412	0,420	0,423	0,426	0,143
2021	Б-10	Механизированный	-		-	-	-	-	-	
2022		Механизированный			-	-	-	-	-	
2023		Механизированный			-	-	-	-	-	

Таблица 4.2-Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по скважинам

Годы и периоды	Скважина	Дата ввода в пробную эксплуатацию	Категория скважины	Среднегодовой дебит скважины			Приемистость, м ³ /сут	Добыча нефти, тыс.т		Отбор удельных извлекаемых запасов нефти, %	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³		Закачка воды, тыс.м ³	
				нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2021	КМ-4		существующая поисковая	3,0	3,7	0,024	0,0	0,171	3,7	3,1	0,212	4,1	19,1	0,001388	1,535	0,0	0,0
2022				2,9	3,8	0,024	0,0	1,020	4,7	3,9	1,321	5,4	22,8	0,008262	1,544	0,0	0,0
2023				2,9	4,0	0,024	0,0	0,333	5,1	4,2	0,455	5,9	26,8	0,002698	1,546	0,0	0,0
2021	Б-9		существующая оценочная	5,1	6,3	0,042	0,0	0,594	2,1	2,4	0,734	2,4	19,1	0,004813	0,005	0,0	0,0
2022				5,1	6,6	0,041	0,0	1,768	3,9	4,5	2,290	4,7	22,8	0,014320	0,019	0,0	0,0
2023				5,1	6,9	0,041	0,0	1,460	5,4	6,2	1,994	6,7	26,8	0,011823	0,031	0,0	0,0
2021	Б-3		проектная опережающая	4,0	5,0	0,033	0,0	0,234	0,2	1,1	0,289	0,3	19,1	0,001897	0,002	0,0	0,0
2022				4,0	5,2	0,033	0,0	1,394	1,6	7,9	1,806	2,1	22,8	0,011291	0,013	0,0	0,0
2023				4,0	5,4	0,032	0,0	1,151	2,8	13,6	1,572	3,7	26,8	0,009322	0,023	0,0	0,0
2021	Б-4		проектная опережающая	0,0	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	19,1	0,000000	0,000	0,0	0,0
2022				4,0	5,2	0,033	0,0	1,168	1,2	0,5	1,513	1,5	22,8	0,009459	0,009	0,0	0,0
2023				4,0	5,4	0,032	0,0	1,151	2,3	0,9	1,572	3,1	26,8	0,009322	0,019	0,0	0,0
2021	Б-7		существующая опережающая	14,7	14,7	0,119	0,0	1,284	3,4	1,5	1,284	3,5	0,0	0,010398	0,010	0,0	0,0
2022				14,5	14,6	0,118	0,0	5,033	8,4	3,9	5,074	8,6	0,8	0,040768	0,051	0,0	0,0
2023				14,1	14,5	0,115	0,0	4,083	12,5	5,7	4,188	12,8	2,5	0,033076	0,084	0,0	0,0
2021	Б-2		проектная опережающая	0,0	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000000	0,000	0,0	0,0
2022				14,5	14,6	0,118	0,0	5,033	5,0	3,7	5,074	5,1	0,8	0,040768	0,041	0,0	0,0
2023				14,1	14,5	0,115	0,0	4,083	9,1	6,8	4,188	9,3	2,5	0,033076	0,074	0,0	0,0
2021	Б-6		проектная опережающая	0,0	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000000	0,000	0,0	0,0
2022				14,4	14,5	0,117	0,0	1,669	1,7	1,3	1,683	1,7	0,8	0,013520	0,014	0,0	0,0
2023				14,1	14,5	0,115	0,0	4,083	5,8	4,3	4,188	5,9	2,5	0,033076	0,047	0,0	0,0
2021	Б-5		существующая опережающая	5,0	5,0	0,040	0,0	0,290	0,3	0,5	0,290	0,3	0,0	0,002346	0,002	0,0	0,0
2022				5,0	5,0	0,040	0,0	1,721	2,0	3,4	1,733	2,0	0,7	0,013938	0,016	0,0	0,0
2023				4,9	5,0	0,040	0,0	1,415	3,4	5,8	1,441	3,5	1,8	0,011461	0,028	0,0	0,0
2021	Б-8		проектная опережающая	0,0	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000000	0,000	0,0	0,0
2022				5,0	5,0	0,040	0,0	1,721	1,7	1,6	1,733	1,7	0,7	0,013938	0,014	0,0	0,0
2023				4,9	5,0	0,040	0,0	1,415	3,1	2,9	1,441	3,2	1,8	0,011461	0,025	0,0	0,0
2021	КМ-4_1		существующая оценочная	5,0	5,6	0,040	0,0	0,289	0,4	2,1	0,327	1,0	11,6	0,002342	0,002	0,0	0,0
2022				4,9	5,8	0,040	0,0	1,716	2,2	10,0	2,002	3,0	14,3	0,013897	0,016	0,0	0,0
2023				4,9	5,9	0,039	0,0	1,407	3,6	16,5	1,712	4,7	17,8	0,011399	0,028	0,0	0,0
2021	КМ-4		существующая поисковая	0,0	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000000	0,000	0,0	0,0
2022				0,0	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000000	0,000	0,0	0,0
2023				4,9	5,9	0,039	0,0	0,849	0,8	0,9	1,032	1,0	17,8	0,006874	0,007	0,0	0,0
2021	Б-1		существующая опережающая	5,0	5,1	0,040	0,0	0,290	0,3	0,5	0,297	0,3	2,6	0,002346	0,002	0,0	0,0
2022				5,0	5,2	0,040	0,0	1,718	2,0	3,2	1,814	2,1	5,3	0,013916	0,016	0,0	0,0
2023				4,9	5,3	0,040	0,0	1,412	3,4	5,5	1,520	3,6	7,1	0,011437	0,028	0,0	0,0
2021	Б-10		существующая оценочная	0,0	0,0	0,000	4,7	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000000	0,0	0,3	0,3
2022				0,0	0,0	0,000	5,8	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000000	0,0	2,1	2,4
2023				0,0	0,0	0,000	8,3	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000000	0,0	2,5	4,8

Таблица 4.3-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонту М-0-1. Объект пробной эксплуатации I

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	1,0	0,2	0,2	8,8	1,5	0,007	1,2	1,2	9,6	9,6	19,1	0,0	0,0	0	0,008097	1,816
2022	5,3	0,9	0,9	14,2	2,5	0,010	6,9	6,9	16,6	16,6	22,8	0,0	0,0	0	0,043332	1,859
2023	4,1	0,7	0,7	18,3	3,2	0,014	5,6	5,6	22,2	22,2	26,8	0,0	0,0	0	0,033164	1,893

Таблица 4.4-Характеристика основного фонда скважин по горизонту М-0-1. Объект пробной эксплуатации I

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из других объектов, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Разведочное бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая преемственность, м ³ /сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных					всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2021	1	1	0	0	0	3	4,2	1	0	3	3	3	0	0	4,3	5,3	0,035	0,0
2022	1	1	0	0	0	4	5,2	0	0	4	4	4	0	0	4,0	5,2	0,033	0,0
2023	0	0	0	0	0	3	5,2	1	0	3	3	3	0	0	4,2	5,7	0,034	0,0

Таблица 4.5-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонту М-0-5. Объект пробной эксплуатации II

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	1,3	0,3	0,3	1,3	0,3	0,001	1,3	1,3	1,3	1,3	0,0	0,0	0,0	0	0,010398	0,010
2022	11,7	2,4	2,4	13,0	2,7	0,011	11,8	11,8	13,1	13,1	0,8	0,0	0,0	0	0,095055	0,105
2023	12,3	2,5	2,6	25,3	5,2	0,022	12,6	12,6	25,7	25,7	2,5	0,0	0,0	0	0,099228	0,205

Таблица 4.6-Характеристика основного фонда скважин по горизонту М-0-5. Объект пробной эксплуатации II

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из других объектов, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Разведочное бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая преемственность, м ³ /сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных					всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2021	0	0	0	0	1	0	0,0	0	0	1	1	1	0	0	14,7	14,7	0,119	0,0
2022	2	2	0	0	0	2	2,0	0	0	3	3	3	0	0	14,5	14,6	0,117	0,0
2023	0	0	0	0	0	2	2,0	0	0	3	3	3	0	0	14,1	14,5	0,115	0,0

Таблица 4.7-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонту М-0-6-2. Объект пробной эксплуатации III

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	0,3	0,1	0,1	0,3	0,1	0,000	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0	0,002346	0,002
2022	3,4	1,4	1,4	3,7	1,5	0,006	3,5	3,5	3,8	3,8	0,7	0,0	0,0	0	0,027876	0,030
2023	2,8	1,1	1,2	6,6	2,6	0,011	2,9	2,9	6,6	6,6	1,8	0,0	0,0	0	0,022923	0,053

Таблица 4.8-Характеристика основного фонда скважин по горизонту М-0-6-2. Объект пробной эксплуатации III

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из других объектов, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Разведочное бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая преемственность, м ³ /сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных					всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2021	0	0	0	1	0	1	0,0	0	0	1	1	1	0	0	5,0	5,0	0,040	0,0
2022	1	1	0	0	0	2	1,0	0	0	2	2	2	0	0	5,0	5,0	0,040	0,0
2023	0	0	0	0	0	2	1,0	0	0	2	2	2	0	0	4,9	5,0	0,040	0,0

Таблица 4.9-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонту М-0-3. Возвратный объект пробной эксплуатации

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	0,3	0,2	0,2	0,4	0,4	0,002	0,3	0,3	1,0	1,0	11,6	0,0	0,0	0	0,002342	0,002
2022	1,7	1,4	1,5	2,2	1,8	0,008	2,0	2,0	3,0	3,0	14,3	0,0	0,0	0	0,013897	0,016
2023	2,3	1,9	1,9	4,4	3,7	0,016	2,7	2,7	5,7	5,7	17,8	0,0	0,0	0	0,018274	0,035

Таблица 4.10-Характеристика основного фонда скважин по горизонту М-0-3. Возвратный объект пробной эксплуатации

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из других объектов, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Разведочное бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая преемственность, м ³ /сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных					всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2021	0	0	0	1	0	1	0,0	0	0	1	1	1	0	0	5,0	5,6	0,040	0,0
2022	0	0	0	0	0	1	0,0	0	0	1	1	1	0	0	4,9	5,8	0,040	0,0
2023	0	0	0	0	1	1	0,0	0	0	2	2	2	0	0	4,9	5,9	0,039	0,0

Таблица 4.11-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонту М-0-4. Возвратный объект пробной эксплуатации

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	0,3	0,2	0,2	0,3	0,2	0,001	0,3	0,3	0,9	0,9	2,6	0,3	0,3	66	0,002346	0,002
2022	1,7	1,4	1,4	2,0	1,7	0,007	1,8	1,8	2,7	2,7	5,3	2,1	2,4	81	0,013916	0,016
2023	1,4	1,2	1,2	3,4	2,9	0,012	1,5	1,5	4,3	4,3	7,1	2,5	4,8	114	0,011437	0,028

Таблица 4.12-Характеристика основного фонда скважин по горизонту М-0-4. Возвратный объект пробной эксплуатации

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из других объектов, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Разведочное бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных					всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2021	0	0	0	2	0	0	0,0	0	0	1	1	1	1	1	5,0	5,1	0,040	4,7
2022	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1	1	1	1	5,4	5,7	0,044	5,8
2023	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	0	1	1	1	4,9	5,3	0,040	8,3

Таблица 4.13-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости в целом по месторождению Бестобе

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	3,2	0,2	0,2	13,5	0,8	0,003	3,4	3,4	14,8	14,8	8,2	0,3	0,3	6	0,025529	2,300
2022	24,0	1,4	1,4	37,4	2,1	0,009	26,0	26,0	40,9	40,9	8,0	2,1	2,4	6	0,194076	2,494
2023	22,8	1,3	1,3	60,3	3,4	0,015	25,3	25,3	66,2	66,2	9,7	2,5	4,8	7	0,185026	2,679

Таблица 4.14-Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению Бестобе

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из других объектов, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Разведочное бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных					всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2021	1	1	0	4	0	8	8,6	0	0	7	7	7	1	1	6,4	7,0	0,052	4,7
2022	4	4	0	0	0	12	12,6	0	0	11	11	11	1	1	6,8	7,4	0,055	5,8
2023	0	0	0	0	0	12	12,6	0	0	11	11	11	1	1	7,2	8,0	0,058	8,3

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

5.1. Цели и направление исследовательских работ

По результатам бурения и опробования скважин, данных ГИС и сейсморазведки 3Д месторождение Бестобе представляет собой многопластовое месторождение нефти и газа, где установлены 10 продуктивных горизонтов: М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6-1, М-0-6-2, М-0-7, М-0-8 и PZ.

Исходя из степени изученности рассматриваемого месторождения по состоянию на 05.02.2021 г. в результате выполненного «Оперативного подсчета запасов...» установлено, что утвержденные геологические/извлекаемые запасы нефти, растворенного газа и газа «газовой шапки» по категориям C_1+C_2 составляют 11756 тыс.т /4989 тыс.т; 144,3 млн.м³/60,9 млн.м³; 14 млн.м³, соответственно. При этом соотношение запасов нефти по категориям C_1 и C_2 составляет 35%/65%.

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.

При бурении новых опережающих добывающих скважин большое внимание необходимо уделить отбору керн 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 керн должна обеспечить высокий вынос слабосцементированных песчаников, песков, для чего потребуются ограничение и кратковременное прекращение промывки скважины в процессе отбора и подъема керн, уменьшение интервалов отбора, применение разъемных колонковых труб и др.

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

Специальная программа анализа керн 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 опережающих добывающих 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.

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	Проведение сейсморазведочных работ 3Д	55 кв. км.	2021-2022
	Сопоставление данных бурения скважин и сейсморазведки	12 скв	2021-2023гг
	Выделение внутри горизонтов, разобщенных между собой глинистыми пережимами продуктивных пластов	12 скв	2021-2023гг
	Изучение природы границ продуктивных пластов	12 скв	2021-2023гг
	Обоснование модели залежи	12 скв	2022-2023гг
2. Стратиграфия	Проведение на керновом материале исследования на петрофизические свойства	40 м	2021-2022гг
3. Обоснование ВНК	Проведение в скважинах испытаний на характер насыщения для уточнения границ контактов	5 скв	2021-2022гг
Проведения промысловых исследований в скважинах			
4. Определение добывных возможностей пластов-коллекторов в результате	Индивидуальный план испытания в скважинах и проект пробной эксплуатации	12 скв	2021-2022гг

опробования объектов в скважинах			
5. Проведение гидродинамических исследований для определения коэффициентов продуктивности, проницаемости, пьезопроводности, гидропроводности	Метод установившихся отборов (МУО)	12 скв	2021-2023гг
	Снятие кривых восстановления давления (КВД)	12 скв	2021-2023гг
Лабораторные и экспериментальные исследования			
6. Определение типа коллектора	Определение граничного значения «коллектор-неколлектор»	12 образцов	2022-2023гг
	Проведение на керновом материале исследований для уточнения петрофизических зависимостей типа $R_{п} = \frac{1}{K_{п}}$, $\Delta T = \frac{1}{K_{п}}$.	12 образцов	
7. Нефтенасыщенность	Провести работы на керновом материале для уточнения зависимостей $R_{н} = \frac{1}{Q}$ Кв.	20 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	2021-2022гг
	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
Годы/периоды			2021	2022	2023
Бурение скважин		шт.	2	3	
	в т.ч. опережающих добывающих	шт. (номер)	3 (Б-2, Б-3, Б-4)	2 (Б-6, Б-8)	
	оценочных	шт. (номер)	-	-	
Отбор керна		пог.м		40	
Испытание скважин		шт.	2	3	
Анализ глубинных проб		скв/иссл.	10	12	
Анализ поверхностных проб		скв/иссл.	10	12	
Анализ пластовых вод		скв/иссл.	10	12	
Стандартный анализ керна		кол. образцов		50	
Специальный анализ керна		кол. образцов		12	

Замер дебита нефти, жидкости, газа, буферного и затрубного давлений	сква/замеров	12/ежедневно		
Исследование МУО с построением индикаторных диаграмм и определением коэффициента продуктивности	сква/иссл.	7/7	9/9	12/12
Исследование методом КВД с определением коэффициента продуктивности, приведенного радиуса скважины, скин-фактора, гидропроводности и проницаемости	сква/иссл.	7/7	9/9	12/12
Исследование профиля притока	сква/иссл. (номер)	7/7	9/9	12/12
Определение пластового давления и пластовой температуры	сква/иссл.	7/7	9/9	12/12

Таблица 5.1.3 – Таблица отбора керна

Скважина	Горизонт	Проходка, м
Б-6	М-0-1	5
	М-0-5	5
	М-0-7	5
Б-8	М-0-1	5
	М-0-3	5
	М-0-5	5
	М-0-6-2	5
	М-0-7	5

В данной таблице приведен минимальный объем отбора керна. Отбор керна будет корректироваться в зависимости от результатов бурения скважин геологической службой недропользователя.

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.

В таблице 5.2.1 представлен рекомендуемый комплекс исследовательских работ на период пробной эксплуатации месторождения Бестобе.

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

Глубинные пробы, отобранные из поисковой скважины КМ-4, признаны некондиционными.

В период пробной испытания из оценочной скважины КМ-4_1 была отобрана глубинная проба нефти, приуроченная к горизонту М-0-3, а также из оценочной скважины Б-10 из интервала М-0-7 горизонта.

Отобранные глубинные пробы, судя по свойствам, вызывают сомнение.

Так, по горизонту М-0-7 (район скважины Б-10), в которой установлена газовая шапка, давление насыщения составило 2,9 МПа, при пластовом 8,7 МПа, т.е. нефть в пластовых условиях недонасыщена газом, чего априори не должно быть в газонефтяных залежах. Вместе с тем, нефть характеризуется низким газосодержанием 64,5 м³/т.

По горизонту М-0-3 давление насыщения составило 1,0 МПа, газосодержание пластовой нефти – 8,1 м³/т и это при плотности нефти в дегазированном состоянии 0,768 г/см³.

После утверждения и согласно рекомендациям действующего дополнения к проекту пробной эксплуатации (15), дополнительно глубинные пробы не отбирались и не изучались.

Учитывая вышеизложенное, во всех существующих добывающих (Б-1, Б-5, Б-7, Б-9, КМ-4 и КМ-4_1) и проектных опережающих добывающих (Б-2, Б-3, Б-4, Б-6 и Б-8) скважинах при дополнительных испытаниях объектов и перед вводом в эксплуатацию на вводимый горизонт рекомендуется отобрать и изучить, как минимум по три глубинные пробы нефти. Это будет являться обязательным условием. После определения основных параметров нефти, в частности давления насыщения нефти газом и газосодержания, рекомендуется уточнить режим работы скважины на период пробной эксплуатации.

Исследования глубинных проб нефти рекомендуется выполнить согласно требованиям СТ РК 2325-2013 «Методика исследования пластовой нефти с помощью жидкоталлического 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 – во всех скважинах при испытаниях дополнительных объектов и перед вводом в пробную эксплуатацию на целевой горизонт.

Свойства и состав нефти в поверхностных условиях исследованы по горизонтам М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-7, М-0-8 и Pz по одной-двум пробам и остаются не изученными свойства нефти в дегазированном состоянии по двум подгоризонтам М-0-6-1 и М-0-6-2.

Учитывая вышеизложенное, рекомендуется продолжить отбор и изучение проб нефти в поверхностных условиях по вышеперечисленным горизонтам. Обязательным

условием перед вводом в пробную эксплуатацию скважин на горизонт М-0-6-2 будет являться отбор и изучение проб нефти в поверхностных условиях.

Периодичность отбора и изучения устьевых проб нефти – раз в год по всем скважинам и всем горизонтам. По горизонту М-0-6-2 – при вводе в эксплуатацию как существующих, так и проектной опережающей добывающей скважины, далее – раз в год по всем скважинам.

В период продолжения пробной эксплуатации прогнозируется обводненность не превышающая 10 %. При появлении на скважинах 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 – раз в квартал.

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.

При испытаниях дополнительных объектов и перед вводом в пробную эксплуатацию существующих скважин из временной консервации и проектных опережающих добывающих скважин из бурения, рекомендуется провести разовые режимные исследования МУО (при механизированном способе добычи – при различных оборотах, числах качания, длинах хода штока и т.д.) и произвести регистрацию КВД (КВУ) при остановке скважин.

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

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

В обязательный комплекс исследований рекомендуется включить определение зависимости изменения коэффициента продуктивности скважины от снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом, после изучения свойств нефти в пластовых условиях по каждому продуктивному горизонту.

Замеры дебита скважины по нефти, жидкости, устьевого, трубного и затрубного давлений рекомендуется производить ежесуточно. Замеры обводненности добываемой продукции следует проводить с периодичностью не реже одного раза в неделю.

Замеры промыслового газового фактора рекомендуется производить согласно требованиям п. 335 «Единые правила...», не реже одного раза в год, при условиях, когда пластовое и забойное давление больше давления насыщения нефти газом. При снижении забойного давления ниже давления насыщения нефти газом, периодичность замера необходимо участить до одного раза в квартал, а при снижении пластового давления – ежемесячно. Очевидно, что периодичность замера газового фактора будет зависеть от полученных результатов исследования глубинных проб нефти.

В обязательный комплекс исследований также рекомендуется включить исследование нагнетательной скважины Б-10 на приемистость коллекторов М-0-4 горизонта, не менее чем на 3-х режимах, по результатам чего принять оптимальный режим для пробной закачки воды. Рекомендуется придерживаться к качеству закачиваемой воды согласно номенклатуре показателей по СТ РК 1662-2007.

При возможности недропользователю рекомендуется провести специальные исследования в нагнетательной скважине Б-10 по гидропрослушиванию или закачке «меченой» жидкости, для изучения вопроса влияния законтурной закачки на динамику изменения пластового давления в продуктивной части горизонта М-0-4.

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.

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

3	Определение газового фактора	<p>Один раз в год при $P_{пл}$ и $P_3 > P_{нас}$, не реже одного раза в квартал - при $P_3 < P_{нас}$ и не реже одного раза в месяц - при $P_{пл} < P_{нас}$</p> <p>Обязательный тестовый замер газового фактора при пробной эксплуатации во всех скважинах, с периодичностью раз в квартал, после уточнения свойств пластовой нефти</p>
4	Определение пластового давления (замер статического уровня)	Не реже одного раза в квартал по всем скважинам
5	Определение забойного давления (замер динамического уровня)	Не реже одного раза в квартал по всем скважинам
6	Гидродинамические исследования МУО, не менее трех режимов (при механизированном способе добычи – при различных оборотах, числа качания, длине хода штока и т.д.)	<p>Разовые исследования при испытаниях дополнительных объектов и в существующих скважинах, вводимых в эксплуатацию из консервации и проектных опережающих добывающих скважинах, перед вводом в пробную эксплуатацию на целевой горизонт.</p> <p>В процессе пробной эксплуатации – по мере необходимости</p>
7	Гидродинамические исследования методом регистрации КВД (КВУ)	<p>Разовые исследования при испытаниях дополнительных объектов и в существующих скважинах, вводимых в эксплуатацию из консервации и проектных опережающих добывающих скважинах, перед вводом в пробную эксплуатацию на целевой горизонт.</p> <p>В процессе пробной эксплуатации – по мере необходимости</p>
8	Определение зависимости изменения коэффициента продуктивности скважины от снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию, после уточнения свойств пластовой нефти
9	Геофизические исследования по определению профиля притока, технического состояния скважины, источников и интервалов обводнения пластов	<p>Разовые исследования при вводе в эксплуатацию.</p> <p>Обязательный комплекс исследований в скважине КМ-4 перед переводом на возвратный объект и на скважине Б-7 перед вводом на II-й объект пробной эксплуатации.</p>
10	Отбор глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ свойств нефти и газа	<p>Периодичность отбора и изучения глубинных проб нефти и растворенного в нефти газа – во всех скважинах при испытаниях дополнительных объектов и перед вводом в пробную эксплуатацию на целевой горизонт.</p> <p>Периодичность отбора и изучения устьевых проб нефти – раз в год по всем скважинам и всем горизонтам. По горизонту М-0-6-2 – при вводе в эксплуатацию как существующих, так и проектной опережающей добывающей скважины, далее – раз в год по всем скважинам</p>
11	Отбор проб и химический анализ пластовой воды	Периодичность отбора и исследования проб воды – один раз в полугодие по каждой скважине, при резком увеличении обводненности – раз в квартал.
12	Контроль положения флюидных контактов и оценка изменения насыщенности	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию. В процессе пробной эксплуатации - по мере необходимости
13	Исследование приемистости коллекторов и изучение влияния законтурной закачки воды на динамику изменения пластового давления в продуктивной части горизонта М-0-4	Разовые исследования по определению приемистости коллекторов в нагнетательной скважине Б-10 не менее, чем на 3-х режимах перед вводом в эксплуатацию.

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

По состоянию на 01.09.2021 г. на месторождении Бестобе пробурено всего 7 скважин (КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-5, Б-7, Б-9 и Б-10), из которых: скважина КМ-4 – поисковая, Б-1, Б-5 и Б-7 – опережающие добывающие и Б-9, Б-10 и КМ-4_1 – оценочные.

В эксплуатационном фонде числятся 3 скважины КМ-4, Б-7 и Б-9, из них одна скважина Б-9 в действующем фонде и две скважины КМ-4 и Б-7 – бездействующем.

Скважины Б-1, Б-5, Б-10 и КМ-4_1 – во временной консервации.

На период продолжения пробной эксплуатации на месторождении Бестобе выделены три основных и два возвратных объекта пробной эксплуатации:

- I-й объект пробной эксплуатации – горизонт М-0-1;
- II-й объект пробной эксплуатации – горизонт М-0-5 (блок II);
- III-й объект пробной эксплуатации – горизонт М-0-6-2 (блок II).
- возвратный объект пробной эксплуатации – горизонт М-0-3 (блоки I и II).
- возвратный объект пробной эксплуатации – горизонт М-0-4 (блок II).

Оставшиеся горизонты, ввиду не значительных запасов нефти и отсутствия исследований, не рассматриваются в качестве объектов пробной эксплуатации и требуют доразведки.

Обоснование выбора рационального способа добычи, необходимого оборудования и режима его работы, с обеспечением проектной добычи и необходимого контроля в период пробной эксплуатации месторождения Бестобе, основывается на результатах технико-технологического анализа промысловых данных работы скважин, применяемых технологий и мероприятий, проведенных в процессе испытания скважин.

Продолжительность пробной эксплуатации составит полных 26 месяцев – с сентября 2021 по октябрь 2023 гг. (включительно).

В пробную эксплуатацию будут введены существующие скважины Б-9; Б-7; Б-5; КМ-4_1; КМ-4 и Б-1. Скважины Б-3; Б-4; Б-2; Б-6 и Б-8 будут введены из бурения.

Таким образом, планируется к вводу из бурения пять проектных опережающих добывающих скважин и ввод в пробную эксплуатацию семи существующих поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин. В целом по месторождению к концу пробной эксплуатации фонд составит 11 добывающих скважин

В рамках настоящего дополнения №2 к проекту пробной эксплуатации, планируется пробная закачка воды через существующую скважину Б-10, в интервалы продуктивного горизонта М-0-4. Остальные горизонты будут вести разработку на режиме истощения пластовой энергии, без поддержания пластового давления.

Ожидается, что скважины будут вводятся в пробную эксплуатацию механизированным способом добычи.

Показатели эксплуатации скважин по способам, включающие динамику ввода и фонд скважин, их дебиты по жидкости и обводненность продукции скважин представлены в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1. Показатели эксплуатации скважин

Скважина	Способ эксплуатации	Показатели	Годы		
			2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
Б-9 (М-0-1)	Механизированный	Ввод скважин			
		Дебит по жидкости т/сут.	6,3	6,6	6,9
		Дебит по нефти т/сут.	5,1	5,1	5,1
		Средняя обводненность, %	19,1	22,8	26,8
КМ-4 (М-0-1)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.	3,7	3,8	4,0
		Дебит по нефти т/сут.	3	2,9	2,9
		Средняя обводненность, %	19,1	22,8	26,8
Б-3 (М-0-1)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.	5,0	5,2	5,4
		Дебит по нефти т/сут.	4,0	4,0	4,0
		Средняя обводненность, %	19,1	22,8	26,8
Б-4 (М-0-1)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.		5,2	5,4
		Дебит по нефти т/сут.		4,0	4,0

		Средняя обводненность, %		22,8	26,8
Б-7 (М-0-5)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.	14,7	14,6	14,5
		Дебит по нефти т/сут.	14,7	14,5	14,1
		Средняя обводненность, %	0	0,8	2,5
Б-2 (М-0-5)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.		14,6	14,5
		Дебит по нефти т/сут.		14,5	14,1
		Средняя обводненность, %		0,8	2,5
Б-6 (М-0-5)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.		14,5	14,5
		Дебит по нефти т/сут.		14,4	14,1
		Средняя обводненность, %		0,8	2,5
Б-5 (М-0-6-2)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.	5,0	5,0	5,0
		Дебит по нефти т/сут.	5,0	5,0	4,9
		Средняя обводненность, %	0,0	0,7	1,8
Б-8 (М-0-6-2)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.		5,0	5,0
		Дебит по нефти т/сут.		5,0	4,9
		Средняя обводненность, %		0,7	1,8
КМ-4_1 (М-0-3)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.	5,6	5,8	5,9
		Дебит по нефти т/сут.	5,0	4,9	4,9
		Средняя обводненность, %	11,6	14,3	17,8
КМ-4 (М-0-3)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.			5,9
		Дебит по нефти т/сут.			4,9
		Средняя обводненность, %			17,8
Б-1 (М-0-4)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.	5,1	5,2	5,3
		Дебит по нефти т/сут.	5,0	5,0	4,9
		Средняя обводненность, %	2,6	5,3	7,1

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

В целом, нефти месторождения Бестобе в поверхностных условиях можно характеризовать как «легкие». По содержанию парафина горизонт М-0-3 являются типу высокопарафинистых, а горизонты М-0-1, М-0-2 по типу являются парафинистых, по подклассу малосмолистыми и по классу малосернистыми. По вязкости – маловязкой.

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

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.

Механизированный способ эксплуатации

Существуют различные варианты механизированной добычи, для нефтедобывающих скважин в промышленности:

Плунжерные штанговые насосные установки (ПШНУ)

Область эффективного применения стандартных плунжерных насосов при добыче традиционной нефти ограничивается, в основном, производительностью насосов, и небольшим содержанием песка в продукции скважин. В период, когда обводненность продукции возрастает, возникает проблема для поршневых насосов. Поскольку пластовый песок смачивается водой, он имеет тенденцию отделяться от нефти и находиться во взвешенном состоянии в водной фазе, при этом песок слипается в небольшие комки, которые осаждаются быстрее, чем отдельные гранулы. В этой ситуации, поршневой насос не может поддерживать частицы во взвешенном состоянии: они оседают и накапливаются на забое, что приводит к ухудшению работы насоса или к его остановке (заклиниванию).

Подбор штанговых насосных установок должен осуществляться с учетом фактических показателей скважины, переводимой на механизированный способ добычи.

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 лишней раз производить спуск-подъем труб.

Глубинные штанговые насосы бывают с нижним или верхним манжетным креплением и могут быть с механическим креплением в верхней или нижней части. 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 очень большой глубине, и обладают простотой процесса регулировки. Также к достоинствам стоит отнести механизацию процесса откачки и простоту в обслуживании установки.

Преимущества штанговых глубинных насосов

- Обладают высоким коэффициентом полезного действия;
- Для первичных двигателей могут быть использованы самые разнообразные приводы;
- Проведение ремонта непосредственно на месте выкачки нефти;
- 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.

Характеристики штанговых глубинных насосов

- Обводнённость – до 99%;
- Температура – до 130 °С;
- Работа при содержании механических примесей до 1,3 г/литр;
- Содержание свободного газа на приеме насоса до 20% от объема;
- Минерализация воды – до 10 г/литр;
- Показатели pH – от 4 до 8.

Ниже приведена требуемая мощность для работы ПШНУ

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

Винтовые скважинные насосные установки (ВШНУ)

Конструкция винтового насоса основана на спирали, состоящей из двойной спирали. Винтовой насос поднимает жидкость путем образования серии изолированных полостей, которые двигаются внутри статора винтовым движением.

Каждая полость изолирована от другой, хотя всегда есть небольшая щель между полостями, приводящая к утечке флюида, и эта щель может стать причиной снижения полезного действия насоса, поскольку возникает изнашивание ротора, потому что выше расположенные камеры всегда находятся под большим давлением, чем ниже расположенные камеры. Заводы-изготовители дают информацию, что каждая камера (каждый подъем или один полный оборот ротора) может создать давление приблизительно 350 кПа, поэтому существует высокий градиент давления в направлении вниз.

Эластомер является ключевым элементом в конструкции насоса, он должен быть достаточно жесткий для того, чтобы выдержать вкрапление гранул песка, а еще достаточно гибким для того, чтобы гранулы песка смогли деформировать эластомер и выйти по мере прохождения переднего края ротора. Эластомер должен быть стойким к ароматическим компонентам, которые содержатся в добываемой нефти, и установлен внутри статора с высокой точностью без дефектов, таких как пузырьки, грязь или дефекты поверхности, которые приводят к преждевременному выходу из строя. С учетом проведения возможных работ по термической обработке скважин с применением пара эластомеры винтовых насосов должны подбираться, исходя из возможного высокотемпературного воздействия.

Обычно роторы покрыты хромом, с целью придания поверхности большей устойчивости к износу от стирания песком. Тем не менее, на практике наблюдается, что хром на направляющей кромке ротора изнашивается относительно быстро в течение первых нескольких месяцев, обычно оголяя сталь. Хром может наноситься повторно на использованные роторы для повторного многократного использования, если износ не слишком чрезмерный.

В процессе всего периода проекта пробной эксплуатации на месторождении, вся информация по эксплуатации винтовых насосов должна тщательно сохраняться (например, срок службы, причины смены, снижение эффективности работы), для того, чтобы могли быть выбраны конструкции насосов, которые были бы оптимальными для месторождения. Заводы-изготовители насосов также весьма заинтересованы в этих данных, поскольку эти данные используются для контроля качества, что, в конечном счете, приводит к усовершенствованию продукции и оптимизации эксплуатации насосов на отдельных месторождениях. Некоторые рассматриваемые варианты для насосов, если возникнут проблемы со стандартной конструкцией, могут включать следующее:

- использование насоса большей производительности (большей объемной производительности) и эксплуатирующего при меньшем количестве оборотов в минуту для достижения больших дебитов;
- использование борированных роторов вместо стандартных хромированных роторов;
- использование более длинных насосов с большим количеством ступеней фаз с целью увеличения срока службы, поскольку насос может сохранять коэффициент полезного действия в течение более продолжительного времени перед сменой. В этом случае высота подъема нагнетаемой жидкости должна создавать меньшее общее давление, чем в случае с меньшим количеством подъемов, что снижает утечку и износ.

Условия выбора ВШНУ, режим работы, подземная компоновка

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

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.

- Объемная производительность. Производительность насоса является функцией дебита добычи общих флюидов скважины. Практикуется выбор насоса, основанный на ожидаемых объемах дебитов, однако предпочтителен выбор насоса большей производительности (например, обычно выбирается насос производительностью $32 \text{ м}^3/100$ оборотов в минуту/сутки, если по анализу рекомендуется насос с производительностью $25 \text{ м}^3/100$ оборотов в минуту/сутки),

- Спускать насос рекомендуется непосредственно в интервал перфорации для более эффективного выноса песка, поступаемого из пласта.

Выбор скважин для оборудования ВШНУ, 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

Устье скважин электроцентробежных установок оборудовано станцией управления, с функциями изменения скорости вращения при изменении условий внутри скважины (снижение или увеличение уровня жидкости в скважине), трансформатором, прибором замера давления и температуры, который обеспечивает точную цифровую индикацию этих условий.

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

Установленное подземное оборудование включает в себя:

- погружной многоступенчатый центробежный насос, способный работать в широком диапазоне производительности;
- роторный газосепаратор, способный отделять до 90% свободного газа до поступления жидкости в насос;
- секция гидрозащиты, предназначенная для предохранения электродвигателя от проникновения пластовой жидкости и выравнивания давления внутри этого электродвигателя;
- погружной электродвигатель (ПЭД).

Все оборудование, спускаемое в скважину, должно изготавливаться из легированных сталей в соответствии с условиями работы в агрессивной среде.

УЭЦН используется, как правило, на скважинах, где возможно осуществить отборы в значительном диапазоне подач, от 60 до 1500 м³/сут. Установки электроцентробежных насосов предназначены для откачки из скважин пластовой жидкости, содержащей нефть, воду и ограниченный объем газа. По сравнению с ПШНУ имеет преимущества за счёт переноса приводного электродвигателя на забой: отсутствие колонны штанг существенно повышает КПД системы. Осложняющие факторы при добыче с помощью УЭЦН – вредное влияние газа, падение коэффициента продуктивности из-за низких забойных давлений, а также тяжёлый вывод на режим после глушения при подземных ремонтах. Средством снижения объёма газа, попадающего в насос, является использование газосепаратора на приёме насоса.

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.

Скважина, оборудованная УЭЦН, выгодно отличается от скважин, оборудованных глубинонасосной установкой.

Во-первых, погружной электродвигатель, расположенный в скважине, передает насосу более высокую мощность, и как следствие, установки ЭЦН более производительны и могут осуществлять подъем жидкости с больших глубин, чем установки штангового глубинного насоса.

Во-вторых, на поверхности нет механизмов с движущимися частями, отсутствуют громоздкие металлоемкие станки-качалки и массивные фундаменты, необходимые для их установки. Применение такого оборудования позволяет вводить скважины в эксплуатацию в любой период года без больших затрат времени и средств на сооружение фундаментов и монтаж тяжелого оборудования. Наземное оборудование, ввиду его малых габаритов, небольшого веса и наличия защитного кожуха, в зависимости от климатических условий, может быть установлено непосредственно на открытой местности, либо в небольшом неотапливаемом помещении.

В-третьих, при эксплуатации скважин УЭЦН, устье легко поддается герметизации, что позволяет осуществить сбор и отвод сырого газа.

В-четвертых, простота монтажа установки. Спуск насоса в скважину отличается от обычного спуска НКТ лишь наличием кабеля и необходимостью его крепления к трубам, сборка же самого электронасоса на устье скважины проста и занимает по норме времени не более 2-3 часов.

Характерной особенностью УЭЦН является простота обслуживания, экономичность, относительно большой межремонтный период их работы, возможность автоматизации процесса управления электронасосом.

Вместе с тем, имеется ряд недостатков, таких как:

- размещение погружного электродвигателя в скважине предъявляет высокие требования к надежности гидрозащиты;
- наличие длинного кабеля, помещенного в агрессивную среду, предъявляет высокие требования к изоляции;
- ограничение области применения УЭЦН температурой откачиваемой продукции;
- сложность погружного оборудования, и как следствие высокая стоимость приобретения и ремонта;
- высокие требования по подбору типоразмера и выводу на режим установки.

Несмотря на данные недостатки, внедрение УЭЦН на месторождении, учитывая все плюсы и минусы данной установки, будет оптимальным выбором.

Также следует добавить, что, выбранное оборудование должно обеспечить отбор жидкости по скважинам, предусмотренный в проекте.

Плунжерный лифт

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 промышленной 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 зна-

чительна, 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 механический 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 не цилиндричности; 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.

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

Учитывая коллекторские свойства пласта, физико-химические свойства добываемого флюида при эксплуатации скважин и наземного оборудования промысла на месторождении Бестобе, возможны следующие осложнения:

- коррозия скважинного и наземного оборудования;

В связи с тем, что нефть высокопарафинистая, при высоком пороге температуры, возможна кристаллизация парафина, возможны отложения парафина во внутрискважинном и наземном оборудовании.

6.2.1. Мероприятия по борьбе с парафиновыми отложениями

Понижение температуры нефти, до точки насыщения нефти парафином, может привести к изменению агрегатного состояния компонентов нефти и образованию центров кристаллизации парафинов. Для борьбы с парафиноотложениями, существуют различные методы, направленные как на предупреждение образования их, так и на удаление уже образовавшихся отложений.

Для предупреждения образования органических отложений в подземном оборудовании в мировой практике добычи парафинистых нефтей, широко применяется использование ингибиторов парафиноотложений, которые, обладая поверхностно-активными свойствами, влияют на начало кристаллизации, стабилизируют кристаллическую фазу и предупреждают осаждение АСПО на поверхности оборудования.

Ингибиторная защита предусматривает постоянную подачу реагента дозировочными насосами в затрубное пространство. Необходимая дозировка подбирается расчетным путем по результатам лабораторных испытаний и выбора наиболее эффективного и экономически выгодного реагента.

Применение ингибиторов парафиноотложений, в обводненных скважинах должно учитывать количество и состав попутной воды, значение водородного потенциала и солевого баланса. Исследования показывают, что увеличение доли воды в нефти при примене-

нии одних реагентов эффективно, при использовании других неэффективно. Одни реагенты хорошо работают в безводной нефти, другие – сохраняют высокую отмывающую способность при любой обводненности.

Поэтому, тип реагента, его расход, способ и периодичность применения требуется подбирать для конкретных условий при дополнительных лабораторных и промысловых исследованиях.

Для устранения образовавшихся на поверхности НКТ и выкидных линиях отложений, рекомендуется проводить профилактические обработки горячей нефтью и парафиноочистки, с использованием механических скребков различной модификации.

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.

Скребки соскабливают отложения парафина со стенок труб. Их спускают и поднимают на проволоке (тросе) с помощью электродвигателя установки типа АДУ-3 и УДС-1.

Для депарафинизации скважин могут быть использованы агрегаты типа АДПН-12/150-У1.

6.2.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией при эксплуатации скважин

Как показывает промысловая практика эксплуатации скважин, значительное количество аварий происходит по причине двусторонней коррозии НКТ и обсадных колонн.

Флюиды, добываемые на месторождении, можно оценить как коррозионно-агрессивные, которые в присутствии воды могут вызвать: коррозионное межкристаллитное растрескивание аустенитных и мартенситных сталей, сульфидное коррозионное растрескивание сталей под напряжением (СКРН), водородом индуцированное растрескивание (ВИР), язвенную коррозию УС под действием CO_2 , коррозионную эрозию, щелевую коррозию под слоями осадков механических примесей в наземном оборудовании, коррозию в застойных зонах оборудования и трубопроводов (фланцевые соединения, штуцера и др.) и т.д.

Поэтому одним из осложнений в работе возникших во время эксплуатации скважин, возможно, будет образование коррозионно-активной эмульсии, которая будет, увеличивается по мере увеличения обводненности продукции скважин.

Агрессивные пластовые воды во время эксплуатации скважины окажут негативные необратимые последствия на целостность эксплуатационных колонн и насосно-компрессорных труб (НКТ), тем самым, создадут предпосылки для аварийных ситуаций.

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

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

Необходимо рассмотреть возможность применения НКТ, выкидных линии, запорной арматуры, резервуаров системы сбора и подготовки нефти в антикоррозионном исполнении.

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.

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 промышленных 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.

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

С учетом условий эксплуатации месторождения, прогнозируемой динамики добычи нефти и газа, способа эксплуатации и устьевых давлений добывающих скважин, состава и свойств нефти и газа, а также охраны окружающей среды принимаются следующие требования к системе сбора и подготовки продукции скважин:

- обеспечение требуемого качества товарной продукции в соответствии с существующими стандартами;
- рациональное укрупнение и централизация технологических объектов с использованием новой техники и блочных конструкций;
- максимальное сокращение капитальных затрат и эксплуатационных расходов;
- охрана природы и недр, исключая загрязнение окружающей среды;
- оптимизация всех звеньев промыслового сбора и транспорта нефти и газа.

В настоящее время на месторождении Бестобе отсутствуют мощности по подготовке нефти, объекты утилизации и переработки сырого газа, в связи с этим рассматриваются следующие варианты:

На этапе пробной эксплуатации эксплуатация скважин осуществляется по индивидуальной схеме сбора нефти и газа. Каждая добывающая скважина оборудована 3-х фазным сепаратором, накопительной емкостью для сбора нефтяной эмульсии, факельной установкой и дренажной емкостью для слива подтоварной воды.

На рисунке 6.3.1 представлена принципиальная индивидуальная технологическая схема сбора жидкости на период пробной эксплуатации месторождения. Каждая добывающая скважина будет оборудоваться замерным сепаратором для учета добычи жидкости и исследования скважин, накопительной емкостью для сбора нефтяной эмульсии, факельной установкой (с встроенной дежурной горелкой) и дренажной емкостью для сбора пластовой воды.

Схема подключения следующая: поток газожидкостной смеси со скважин по вы-

кидному трубопроводу поступает в замерной 3-х фазный сепаратор, где происходит основной процесс отделения нефти и газа. Также, по схеме предусмотрена линия, которая по необходимости используется для отделения пластовой воды, учета и сбора пластовой воды в дренажной емкости.

Процесс замера жидкости следующий: узел замера нефти и воды 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 нефти. Уровень жидкости опускается ниже уровня датчика, при этом давление снижается, приводя шток в действие, что прекращает доступ жидкости. После прекращения подачи нефти расходомер автоматически отключается. Каждый раз данный процесс повторяется для замера нефти.

Работа узла замера воды аналогична работе замера нефти.

Нефтяная эмульсия затем поступает в накопительную емкость, откуда происходит окончательный отстой нефти. По мере заполнения накопительной емкости, продукция скважин подается на нефтеналивной стояк и вывозится автомашинами для сдачи её потребителю.

Попутный газ, выделяющийся в процессе сепарации, после учета, направляется для сжигания на факельную установку.

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 начнет поступать на факельную установку.

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 линией 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, подается на нефтеналивной стояк и вывозится автомашинами на пункты подготовки нефти для окончательного доведения нефти до товарного качества и сдачи её потребителю.

Отделившиеся пластовая вода с вертикального трехфазного сепаратора и сборной емкости, поступает в дренажную емкость. Для учета объема пластовой воды предусмотрена объемный расходомер. Пластовая вода с дренажной емкости откачивается с помощью ассенизатора, с дальнейшей закачкой в нагнетательную скважину Б-10.

Также, для выработки электроэнергии для собственных нужд, предусмотрена установка дизель-генераторной установки (далее ДЭС-0,4), с мощностью 0,4кВ, 100кВт, для обогрева технологических трубопроводов и оборудования (Термокабель), для обеспечения электричеством насосов откачки нефти, операторской, радиомачты.

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 скважин, с 01 сентября 2021 года по 31 октября 2023 года, включает основные компоненты, такие как:

1. Сепаратор вертикальный трехфазный НГСВ-1 ВСТ-4,0-1000 ($V-4m^3$) – 11 ед.
Производительность по газу – $220000m^3/сутки$; Рабочее давление 4964 кПа;
Допустимая температура жидкости $50^{\circ}C$.
2. Узел учета нефти УУН – 11 ед. Производительность расходомера по нефти, в диапазоне от $0-7m^3/час$. Р-0,5МПа;
3. Узел учета воды УУВ - 11 ед. Производительность расходомера по воде, в диапазоне от $0-5m^3/час$. Р-0,5МПа;
4. Узел учета газа УУГ – 11 ед. Диапазон измерений по газу от 0 до $250 m^3/час$;
5. Накопительная емкость РГС-50 (для сбора нефти $V-50m^3$) – 11 ед.
6. Дренажная емкость ЕП-12,5 (для сбора воды $V-12,5m^3$) - 11 ед.
7. Авто наливная система налива – 11 ед.
8. Насос шестерённый Н-1 НМШ80-16-30/4 - 11 ед.

9. Факельная установка ФУ-1 УФМС-50 (СФНР-50) – 11 ед.
10. Трубно-газовый расширитель ТГР-1-11 ед.
11. Дизельная электростанция ДЭС-0,4 – 11ед. Выработка эл. Энергии 100 кВт/час.
12. Дизельная электростанция ДЭС-0,4 – 1 ед. Выработка эл. Энергии 100 кВт/час. Для обеспечения эл. Энергии насоса НБ-50 на скважине Б-10.
13. Емкость воды для сбора пластовой воды на скважине Б-1 ($V=50\text{м}^3$).

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.

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 внутрипромыслового 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 26,0 тыс.т/год.

По нефти 24,0 тыс.т/год.

По газу 0,194076 млн. м^3 /год.

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

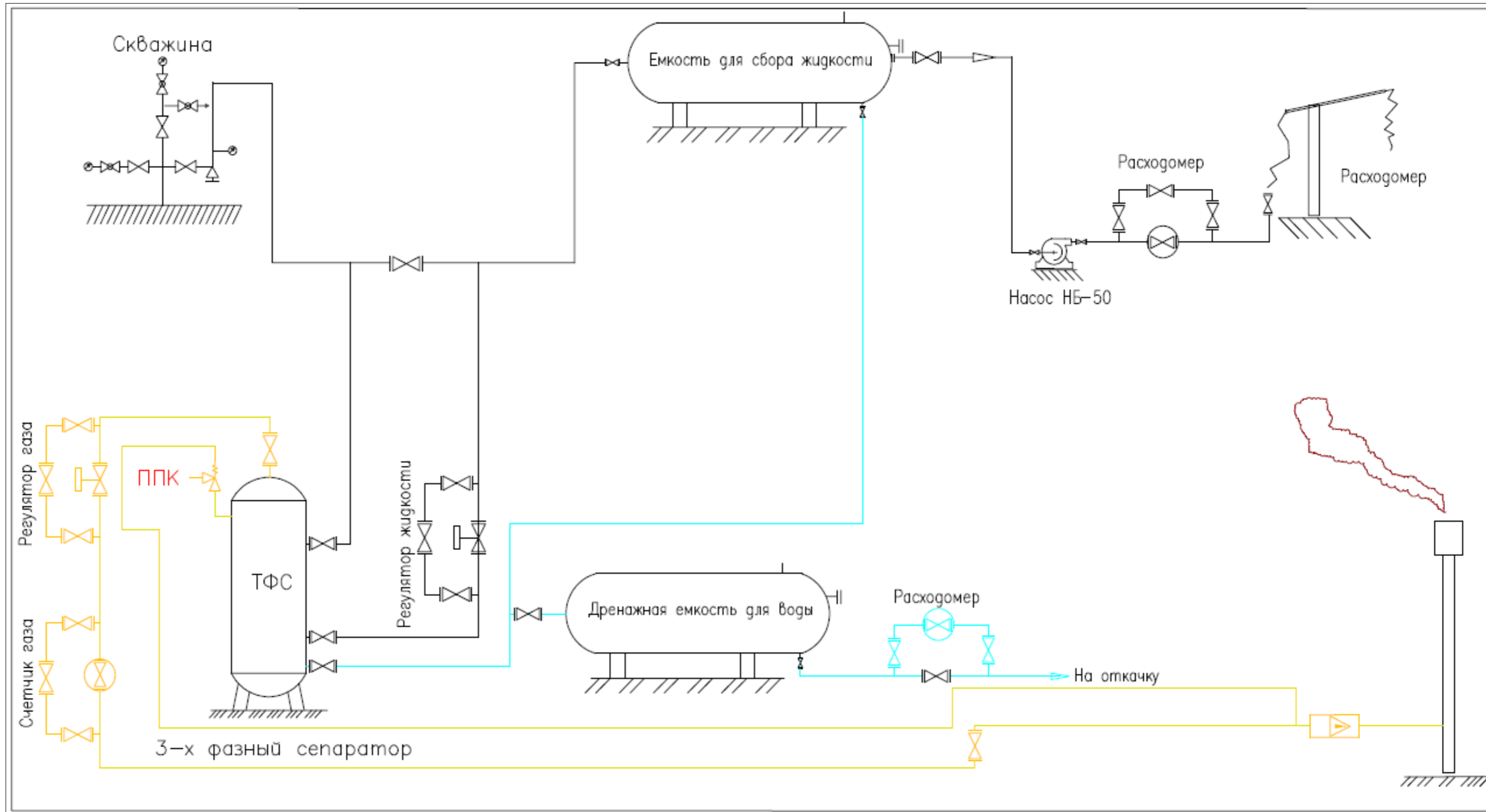


Рисунок 6.3.1 - Принципиальная индивидуальная технологическая схема сбора жидкости по скважине на период пробной эксплуатации месторождения Бестобе на период 01.09.2021 по 31.10.2023 гг.

6.4. Программа утилизации газа

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

Продолжительность пробной эксплуатации составит полных 26 месяцев – с сентября 2021 по октябрь 2023 гг. (включительно).

Основной задачей нормирования газа 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.

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

Из-за незначительного количества объема добываемого попутного газа, рассмотрение вопроса по применению попутного газа на собственные нужды и применение варианта утилизации не имеет технической возможности.

Объем технологически неизбежного сжигания газа при пробной эксплуатации месторождения Бестобе 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, м³;

$Q_{\text{проб.экс.}}$ - суммарный норматив и суммарный объем сжигания сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения, м³.

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

где:

$Q_{1, 2, 3, \dots, n}$ - норматив и объем сжигания сырого газа одной действующей скважины в период пробной эксплуатации месторождения, м³;

1, 2, 3, ..., n - действующие скважины.

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

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

где:

$Q_{1, 2, 3, \dots, n}$ - норматив и объем сжигания сырого газа одной действующей скважины при пробной эксплуатации месторождения, м³;

1, 2, 3, ..., n - действующие скважины;

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

Γ_f - газовый фактор (отношение полученного количества сырого газа к количеству добытой нефти), м³/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.

В соответствии с предложенными в данном проектом документе технологическими показателями пробной эксплуатации, отработанное время скважин с учетом коэффициента эксплуатации будет выглядеть следующим образом, как представлено в таблице 6.4.1.

Таблица 6.4.1. Количество отработанного времени скважин при пробной эксплуатации

Наименование показателей	Единица измерения	Годы		
		2021 г. (сентябрь)	2022 г.	2023 г. (октябрь)
Количество отработанного скважинами времени в году:	сут	493	3527	3177
на скважине КМ-4	""	58	347	289
на скважине Б-9	""	116	347	289
на скважине Б-3	""	58	347	289
на скважине Б-4	""	0	291	289

на скважине Б-7	""	87	347	289
на скважине Б-2	""	0	347	289
на скважине Б-6	""	0	116	289
на скважине Б-5	""	58	347	289
на скважине Б-8	""	0	347	289
на скважине Б-1	""	58	347	289
на скважине КМ-4_1	""	58	347	289

Согласно предлагаемых прогнозных технологических показателей пробной эксплуатации, представлен баланс сырого газа месторождения Бестобе, на период с 01.09.2021 по 31.10.2023 гг., и представлен в таблице 6.4.2. 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 6.4.2. Баланс сырого газа месторождения Бестобе в период пробной эксплуатации с 01.09.2021 по 31.10.2023 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, %
2021 (01 сентября)	0,025529	0	0,025529	0
2022	0,194076	0	0,194076	0
2023 (31 октября)	0,185026	0	0,185026	0

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 сентября 2021 по 31 октября 2023 г. будет направляться на факельную установку для сжигания.

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

В рамках настоящего дополнения №2 к проекту пробной эксплуатации для изучения приемистости коллекторов при различных режимах, закачку воды планируют осуществлять в горизонт М-0-4 – в скважине Б-10. Среднесуточная приемистость нагнетательной скважины составляет 6,3 м³/сут.

Согласно 2 имеющимся пробам, пластовые воды нижнего мела характеризуется общей минерализацией 18,5-22,1 г/л. рН = 7,17-7,77, общая жесткость 50,1-197,44 мг-экв/л. Вода по классификации В.А. Сулина хлоркальциевого типа.

Как видно по полученным лабораторным данным, в ходе анализа, содержание элементов имеют достаточный разброс, а полученные значения минерализации нижнего мела несколько отличаются от минерализации данного района. В связи с вышеизложенными предлагается воздержаться от использования полученных параметров проб воды, полученной в ходе испытания чисто нефтяных пластов (ГИС, получены притоки УВ) и в будущем отобрать дополнительные пробы пластовой воды из водонасыщенных пластов для определения истинных значений пластовой воды.

Закачка попутной воды месторождения Бестобе в скважину Б-10 будет осуществляться по нижеследующей концепции:

Попутно-добываемая пластовая вода, отделенная от нефти в трехфазном сепараторе, попадает в дренажную емкость для пластовой воды, где за счет гравитационного отстоя идет отстой от механических примесей и взвешенных частиц. После отстоя, пластовая вода с помощью вакуумной автомашины вывозится на скважину Б-10. На нагнетательной скважине Б-10 установлен емкость воды объемом 50 м³, где согласно закону Стокса, частицы мех примесей оседают в нижней части емкости. Далее подготовленная вода будет закачиваться в нагнетательную скважину с помощью насоса НБ-50.

В качестве основного источника водоснабжения, будет использоваться попутно добываемая пластовая вода из всех объектов месторождения Бестобе. Обвязку нагнетательной скважины планируют оборудовать счетчиками для индивидуального замера расхода воды, а также манометром для контроля давления нагнетания. Контроль общего объема закачки воды будет осуществляться счетчиком, установленный на напорной линии после насосов.

Уловленные нефтепродукты виде нефтяных пленок собираются на поверхности емкости, где будет откачиваться и вывозиться в пункт сдачи нефтепродуктов.

Для снижения коррозионной активности, сточная вода, перед насосом будет обрабатываться ингибитором коррозии.

На рисунке 6.5.1 представлена принципиальная системы закачки пластовой воды в скважину Б-10, во время пробной эксплуатации месторождения Бестобе, на период 01.09.2021 по 31.10.2023 гг.

Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды, используемой для заводнения

Во избежание осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода должна соответствовать установленным требованиям по СТ РК 1662-2007:

✓ При коррозионной активности свыше 0,1 мм/год необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования;

✓ В нагнетаемой воде, пластовые воды, которые не содержат сероводород, сероводород должен отсутствовать и соответственно ионы железа должны отсутствовать при содержании в водах сероводорода;

✓ При контакте в пластовых условиях закачиваемые воды не должны образовывать осадка, т.е. должны быть совместимы и не снижать приемистость нагнетательных скважин более чем на 20 %;

✓ Допустимое содержание нефтепродуктов и механических примесей устанавливается в зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора данного объекта разработки.

Содержание растворенного кислорода нормируется величиной менее 0.5 мг/л. Такой предел установлен, исходя из минимальных коррозионных повреждений промышленного оборудования.

Не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержит сероводород. СВБ часто присутствуют в подземных и поверхностных водах и, попадая вместе с закачиваемой водой в нефтяные пласты, они с другими типами бактерий образуют биоценоз, продуктами жизнедеятельности которого являются сероводород и углекислый газ. Сероводород резко увеличивает скорость коррозии металла и снижает срок службы наземного и подземного оборудования.

В обязательный комплекс промысловых исследований входит регулярное проведение замеров количества взвешенных частиц и солевого состава закачиваемой воды. Определения содержания в закачиваемой воде взвешенных частиц, нефтепродуктов и других примесей должны выполняться ежедневно. Исследования по определению основного компонентного состава, определению растворенных газов, железа и СВБ рекомендуется проводить с периодичностью 1 раз в месяц.

Согласно характеристике основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости в целом по месторождению Бестобе (Таблица 4.13), максимальный суточный объем добываемой пластовой воды, в период пробной эксплуатации составит 6,8 м³ сутки, объем накопительной емкости V-50м³ рассчитан на 6 дней отстоя, который обеспечивает максимальный отстой механических примесей в емкости и улавливание остатков нефтепродуктов.

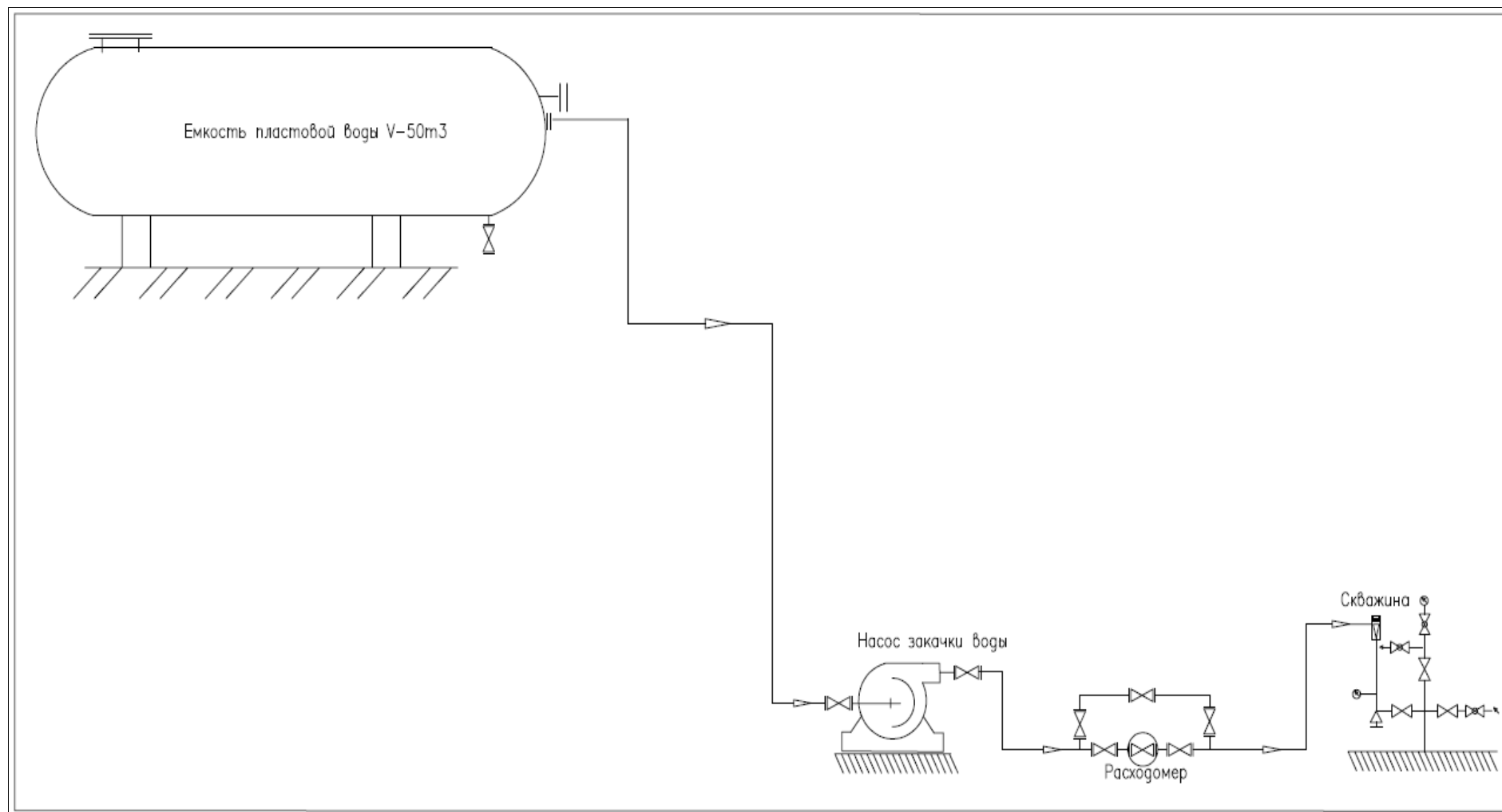


Рисунок 6.5.1 - Принципиальная схема системы закачки пластовой воды в скважину Б-10, во время пробной эксплуатации месторождения Бестобе, на период 01.09.2021 по 31.10.2023 гг.

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 Бестобе в период пробной эксплуатации проектируется бурение пяти опережающих добывающих (Б-3, Б-4, Б-2, Б-6 и Б-8) скважин. На все проектные опережающие добывающие скважины возлагаются задачи доразведки месторождения, в частности на проектные опережающие добывающие скважины Б-6 и Б-8: опробование продуктивных по ГИС интервалов; отбор и изучение керна, отбор и исследование проб нефти, газа и воды; проведение гидродинамических исследований (МУО, КВД, КВУ) и геофизических исследований по определению профиля притока и т.д.

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 поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин на месторождении Бестобе и в соответствии с «Едиными правилами...», «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», предусматривается следующая конструкция вертикальных скважин:

➤ **Направление разбуривается долотом диаметра 393,7 мм, спускается колонна диаметром 323,9 мм на глубину 50 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 450 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 1 000 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 скважин

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Марка стали	Высота подъема цемента (от устья), м
	долота	колонны			
Направление	393,7	323,9	50	Д	0,0
Кондуктор	295,3	244,5	450	Д	0,0
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	1 000	Д	0,0

При бурении проектных скважин рекомендуется оборудовать устье противовыбросовым оборудованием: для направления ОП-2-350x35 – спаренный плащечный превентор; для кондуктора – Chinese 2FZ 35-35 или Chinese FH 35-35; для эксплуатационной колонны – ОКК2-35-168x245 или ЗПК 150x35.

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-оценочных и опережающих добывающих 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 смыывающими 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, РД и рабочему проекту на строительство скважин.

Способ бурения – роторный с использованием гидромониторных долот с маслona-полненными 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 территории 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 Бестобе, при проводке проектных скважин рекомендуются следующие типы буровых растворов:

- ✓ под направление – полимерный раствор на основе KCl, плотностью 1,16-1,18 г/см³;
- ✓ под кондуктор – 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 кольматации 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 (CaCO₃, KCl, K₂O₃), 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 CO₂, необходимо вводить нейтрализаторы или поглотители кислорода.

При первичном вскрытии происходит кольматация 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 закольматированной зоны продуктивного пласта.

Перфорацию рекомендуется производить перфораторами, спускаемыми на каротажном кабеле или на колонне насосно-компрессорных труб. В обоих случаях перфора-

цию рекомендуется производить при репрессии на пласт. Предлагаемая плотность прострела пластов – 16-22 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

По результатам бурения и опробования скважин, данных ГИС и сейсморазведки 3Д Бестобе представляет собой многопластовое месторождение нефти и газа, где установлены 10 продуктивных горизонтов: М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6-1, М-0-6-2, М-0-7, М-0-8 и PZ.

Исходя из степени изученности рассматриваемого месторождения по состоянию на 05.02.2021 г. в результате выполненного «Оперативного подсчета запасов...» установлено, что утвержденные геологические/извлекаемые запасы нефти, растворенного газа и газа «газовой шапки» по категориям C_1+C_2 составляют 11756 тыс.т /4989 тыс.т; 144,3 млн.м³/60,9 млн.м³; 14 млн.м³, соответственно. При этом соотношение запасов нефти по категориям C_1 и C_2 составляет 35%/65%.

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 эксплуатационного разбуривания, проводимого в рамках настоящей работы.

Основными задачами доизучения залежей являются отбор и исследование керн и проб флюидов, о чем было отмечено в постановляющей части Протокола рассмотрения ГКЗ РК «Отчёта по оперативному подсчёту запасов ...», (Протокол № 2535-21-П от 22.06.2021 г, пункт 3.3), в частности там было сказано:

Недропользователю при дальнейшей работе на месторождении необходимо:

- продолжить работы по уточнению структурно-тектонической модели, в частности границ выхода фундамента и уточнение тектонических нарушений;
- предусмотреть бурение оценочных скважин с отбором керн и провести комплекс специальных и стандартных исследований;
- продолжить отбор и анализ поверхностных и глубинных проб флюидов (нефть, вода) для уточнения физико-химических свойств;
- доразведать залежи, оцененные по категории C_2 с целью перевода их в категорию C_1 .

Учитывая объем выявленных на месторождении Бестобе запасов нефти необходи-

мо не только продолжить на месторождении разведочные работы, но приступить к подготовительным работам 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 C_2 в промышленную категорию C_1 . Последняя задача касается всех выявленных залежей.

В связи с этим в рамках по доразведки месторождения Бестобе планируется проведение сейсморазведочных работ 3Д в объеме 55 кв. км.

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:

Бурение трех опережающих добывающих скважины (Б-2, Б-3, Б-4, Б-6 и Б-8).

В оценочных и опережающих добывающих скважинах предлагается провести ряд исследований:

1. Испытание продуктивных горизонтов;
2. Отбор и анализ поверхностных и глубинных проб флюидов;
3. Отбор и анализ кернового материала;
4. Проведение гидродинамических исследований.

Более подробно об исследованиях, планируемых в скважинах описано в разделе 5.1 и 5.2.

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:

В проектных опережающих добывающих скважинах Б-2, Б-3, Б-4, Б-6 и Б-8 перед проведением пробной эксплуатации по положительным результатам ГИС необходимо провести опробование и испытание продуктивных горизонтов, запасы которых в районе данных скважин оценены по категории C_2 или находятся на границе категории C_1 и C_2 .

На проектные опережающие добывающие скважины Б-6 и Б-8 предусмотреть всю программу исследовательских работ, как на разведочные скважины.

В проектных опережающих добывающих скважинах Б-6 и Б-8 рекомендуется произвести отбор и анализ керна, отбор глубинных и поверхностных проб флюидов и другие исследования.

При бурении новых скважин большое внимание необходимо уделить отбору керна

из продуктивных горизонтов с целью продолжения 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 глиен 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.

Настоящим проектом рекомендуется для дальнейшего изучения месторождения пробурить 5 проектных опережающих добывающих (Б-2, Б-3, Б-4, Б-6 и Б-8). В ходе разбуривания месторождения необходимо получить как можно больше информации, которая

поможет решить вопросы по уточнению геологического строения месторождения, определения добычных 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-3б. На границе сани-

тарно-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 Бестобе, 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 промышленного 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, су-глинок легкий, песок разномыслистый, 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 промышленных 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 месторожде-

ниях 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 наземного 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 Бестобе 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) свыше:

- 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) предусматриваются 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-компрессонных 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 относятся:

- 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 АО «Кристалл Менеджмент» на месторождении Бестобе 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 затраты на период пробной эксплуатации месторождения Бестобе (таблица 10.1).

За период пробной эксплуатации ожидаемые затраты по месторождению Бестобе составляют 1 365,855 млн. тенге.

Таблица 10.1- Капитальные вложения

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость единицы	Стоимость по годам			Стоимость всего
					2021	2022	2023	
					млн. тг	млн. тг	млн. тг	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Проведение детальных сейсморазведочных работ 3Д	кв.км.	55	250	250	-	-	250
I	Строительство скважин (подземное строительство)	скв.	5	140	420	280	-	700
1	Бурение новых скважин: вертикальных	скв.	5	140	420	280	-	700
	прочие категории скважин		-	-	-	-	-	-
2	Перевод скважин под нагнетание	скв.	1	5	5	-	-	5
3	Выбытие скважин	скв.	-	-	-	-	-	-
4	Расконсервация скважин:	скв.	4	5	20	-	-	20
	Итого сейсморазведочные работы и строительство скважин	кв.км./скв.	55/5					975
	Итого сейсморазведочные работы и строительство скважин с учетом инфляции	кв.км./скв.	55/5					1043,25
II	Строительство надземного оборудования							
1	Дизельная электростанция ДЭС-0,4	шт.	11	3,9	35,1	7,8	-	42,9
2	Установка плит под оборудование	шт.	40	0,14	3,36	2,24	-	5,6
3	Установка якорных оттяжек на площадке скважины	компл.	5	0,6	1,8	1,2	-	3,0
4	Факельная установка	шт.	5	30	90	60	-	150
5	Непредвиденные расходы	компл.	5	20	60	40	-	100
	Всего с сейсморазведочными работами и строительством скважин							1276,5
	Всего с сейсморазведочными работами и строительством скважин в ценах с учетом инфляции							1365,855
	Коэффициент инфляции	%		7				7

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИЯ 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 «Дополнению №2 к Проекту...» предусматривается бурение 5-и опережающих добывающих скважин.

Все работы, связанные с ликвидацией последствий деятельности недропользования, включают работы по ликвидации оценочных и опережающих добывающих скважин, предусмотренных настоящим проектом.

11.1 Сроки проведения ликвидационных работ

Работы по ликвидации 1 (одной) скважины АО «Кристалл Менеджмент», с учетом операции по установке 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 проводиться 144 часа. Итого по 5-ти скважинам составят 720 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,	Кол-во	Общая Сумма,
Сервисные услуги					
1	Мобилизация буровой установки	Опер.	900 000	1	900 000
2	Суточная ставка бригады КРС	Сутки	300 000	6	1 800 000
3	Демобилизация буровой установки	Опер.	300 000	1	300 000
	Итого сервисные услуги				3 000 000
Материалы					
1	Цемент класса "G"	тн.	12 500	8	100 000
2	Ингибитор коррозии	Литр	100	6000	600 000
3	КСЛ	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				5 000 000

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 млн. тенге на 1 скважину, соответственно на 5 скважин приходится 25 млн. тенге.

В соответствии с требованиями Контракта АО «Кристалл Менеджмент» ежегодно с 2014 года отчисляет средства в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования.

Таблица 11.2.4. Количество скважин и сумма обеспечения ликвидации

Годы		2021	2022	ИТОГО
Кол-во скважин	скв.	3	2	5
в том числе:				
1. Б-2		1		
2. Б-3		1		
3. Б-4		1		
4. Б-6			1	
5. Б-8			1	
Стоимость ликвидации одной скважины	млн. тенге	5	5	
Стоимость всего	млн. тенге	15	10	25

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 (180 часа на 5 скважин).

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 5 скважин
1	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами	м ³	0,7	3,5
2	Вывоз загрязненного грунта, мусора	Т	2,5	12,5
4	Планировка площадки	Га	2,0	10,0
5	Сбор, резка и вывоз металлолома	Т	0,5	2,5
6	Установка бетонной тумбы на устье скважины с надписью	шт	1	5

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Проект поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «Кен Багдар», г. Алматы, 2013 г.
2. «Дополнение к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «SED», г. Алматы, 2014 г.
3. «Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2Д по технологии CRS в 2014 - 3-й квартал 2015 г. на участке (Блок А), принадлежащему АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «LARGEO ENERGY», г. Алматы, 2015 г.
4. «Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2Д по технологии CRS в 2015 г. на участке (Блок А), принадлежащему АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «LARGEO ENERGY», г. Алматы, 2015 г.
5. «Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2015 г. на участках Ровное и Жинишкекум (Блок А) на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «Reservoir Evaluation Services», г. Алматы, 2016 г.
6. «Дополнение № 2 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «SED», г. Алматы, 2015 г.
7. «Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2016 г. на участке (Блок А), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «Reservoir Evaluation Services», г. Алматы, 2016 г.
8. «О результатах сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, проведенных в пределах северной части Блока А (Черкитаусской грабен-синклинали), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «Reservoir Evaluation Services», г. Алматы, 2016 г.
9. «Дополнение № 3 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «КазНИГРИ», г. Атырау, 2016 г.
10. «Дополнение № 4 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «SED», г. Алматы, 2017 г.
11. «Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2017 г. на участке (Блок А), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «Reservoir Evaluation Services», г. Алматы, 2017 г.
12. «Оперативный подсчет запасов нефти и газа на месторождении Бестобе, Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.06.2018 г.)». ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Алматы, 2018 г.
13. «Проект пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.01.2019 г.)». ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Алматы, 2019 г.

14. «Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Бестобе в Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 02.01.2020 г.)». ТОО «Timal Consulting Group», г. Алматы, 2019 г.

15. «Дополнение к Проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.06.2020 г.)». ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Алматы, 2020 г.

16. «Оперативный подсчет запасов нефти и газа на месторождении Бестобе, Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 05.02.2021 г.)». ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Алматы, 2021 г.

17. Кодекс Республики Казахстан № 125-VI от «27» декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании»

18. «Единые правила по комплексному и рациональному использованию недр». Приказ Министра энергетики Республики Казахстан № 239 от «15» июня 2018 г.

19. «Методические рекомендации по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)». Приказ И.о. Министра энергетики Республики Казахстан № 329 от «24» августа 2018 г.

ПРОТОКОЛ

геолого-технического совещания ТОО «Мунайгазгеолсервис»

г. Алматы

«29» сентября 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 Бестобе (по состоянию изученности на 01.09.2021 г.)»»

На основании бурения, интерпретации материалов геофизических исследований и опробования поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин, по материалам повторного оперативного подсчета запасов нефти и газа, на месторождении Бестобе установлены 9 нефтяных и 1 – газонефтяной горизонты, девять из которых в пределах нижнемеловых и один – в палеозойских отложениях.

По материалам оперативного подсчета запасов, водонефтяные контакты по установленным залежам изменяются от «минус» 636,6м (горизонт М-0-1) до «минус» 858,3 м (горизонт Pz). Поэтому максимальная глубина для проведения пробной эксплуатации составит 860 м.

Срок пробной эксплуатации – согласно Дополнения № 8 (Государственный регистрационный № 4849-УВС МЭ от «22» сентября 2020 г.) к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., период разведки по письменному обращению недропользователя Компетентным органом был продлен до «31» октября 2023 г.

Цель пробной эксплуатации – уточнение имеющейся и получение 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.

Настоящий проектный документ **«Дополнение №2 к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.09.2021 г.)»** выполнен по договору № 94-21/КМ от «14» сентября 2021 г. между АО «Кристалл

Менеджмент» и ТОО «Мунайгазгеолсервис», 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)».

В пробную эксплуатацию рекомендуется ввести три основных объекта – горизонты М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2, а также два возвратных – М-0-3 и М-0-4 горизонты.

Пробную эксплуатацию объекта I (горизонт М-0-1) рекомендуется вести двумя существующими (КМ-4 и Б-9) и дополнительным вводом из бурения двух проектных опережающих добывающих (Б-3 и Б-4) скважин. На II-й объект (горизонт М-0-5) рекомендуется ввести в пробную эксплуатацию одну существующую (Б-7) и две проектные опережающие добывающие (Б-2 и Б-6) скважины из бурения. Эксплуатацию объекта III (горизонт М-0-6-2) рекомендуется вести одной существующей (Б-5) и вводом из бурения одной проектной опережающей добывающей (Б-8) скважинами. Возвратный объект (горизонт М-0-3) рекомендуется вести эксплуатацией существующей скважиной КМ-4_1 и дополнительным вводом в мае 2023 г. скважины КМ-4, путем перевода ее из вышележающего горизонта М-0-1. Возвратный объект М-0-4 рекомендуется вести эксплуатацией существующими скважинами: Б-1 в качестве добывающей и Б-10 – нагнетательной.

Таким образом, планируется к вводу из бурения пять проектных опережающих добывающих скважин и ввод в пробную эксплуатацию семи существующих поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин. В целом по месторождению к концу пробной эксплуатации фонд составит 11 добывающих скважин.

Пробная эксплуатация, кроме возвратного горизонта М-0-4, будет вестись на режиме истощения пластовой энергии, без поддержания пластового давления. На нагнетательную скважину Б-10 возлагается задача исследования на приемистость коллекторов и изучение влияния законтурной закачки воды на изменение пластового давления в продуктивной части залежи.

Ожидается, что скважины будут вводиться в пробную эксплуатацию механизированным способом добычи.

В целом по месторождению Бестобе в период продолжения пробной эксплуатации с сентября 2021 по октябрь 2023 гг. планируется отобрать 50,0 тыс.т нефти, 54,8 тыс.т жидкости и 0,404 млн.м³ попутного газа. При этом отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти составит всего 3,4 %, а обводненность добываемой продукции достигнет 9,7

%. Коэффициент извлечения нефти достигнет всего 0,015 д.ед. при утвержденной величине 0,425 д.ед.

В рамках настоящего дополнения №2 к проектному документу предусматривается проведение проведения обработок призабойной зоны скважин (ПЗС) глино-кислотными обработками (ГКО) для поддержания продуктивности добывающих скважин, в случае их снижения в процессе пробной эксплуатации.

В таблице 1 представлены основные проектные технологические показатели по рекомендуемому варианту разработки на 2021-2023 гг., которые предлагается согласовать в ЦКРиР и утвердить в КГиН МИиР Республики Казахстан.

После обмена мнениями, геолого-техническое совещание приняло следующие **РЕШЕНИЯ:**

1. Разработанный проектный документ «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.09.2021 г.)» одобрить и принять с представленным вариантом разработки месторождения Бестобе.
2. Направить проектный документ в АО «Кристалл Менеджмент» для согласования.

Председатель ГТС

Секретарь ГТС



Бигараев А.Б.

Мартынов В.В.

Таблица 1-Проектные технологические показатели пробной эксплуатации по месторождению Бестобе на 2021-2023 гг.

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Комплексация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	3,2	0,2	0,2	13,5	0,8	0,003	3,4	3,4	14,8	14,8	8,2	0,3	0,3	6	0,025529	2,300
2022	24,0	1,4	1,4	37,4	2,1	0,009	26,0	26,0	40,9	40,9	8,0	2,1	2,4	6	0,194076	2,494
2023	22,8	1,3	1,3	60,3	3,4	0,015	25,3	25,3	66,2	66,2	9,7	2,5	4,8	7	0,185026	2,679

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.		Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из других объектов, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Разведочно-бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину		Средне-годовая приемистость, м ³ /сут	
	опережающих добычу	нагнетательных					всего	нагнетательных	действующих	механизированный	всего	действующих	нефти, т/сут	жидкости, т/сут		нефтяного газа, тыс.м ³ /сут
2021	1	0	4	0	8	8,6	0	0	7	7	1	1	6,4	7,0	0,052	4,7
2022	4	0	0	0	12	12,6	0	0	11	11	1	1	6,8	7,4	0,055	5,8
2023	0	0	0	0	12	12,6	0	0	11	11	1	1	7,2	8,0	0,058	8,3

ПРОТОКОЛ
Совместного геолого-технического совещания
АО «Кристалл Менеджмент» и ТОО «Мунайгазгеолсервис»

г. Алматы

«14» октябрь 2021 г.

Присутствовали от АО «Кристалл Менеджмент»:

Сайзинулы Д. – Генеральный директор;
 Кан А.В. – Заместитель генерального директора по вопросам недропользования;
 Нукенов М.К. – Главный геолог;
 Кулов М.С. – Начальник отдела анализа и обобщения геолого-геофизических данных.
 Доненбай М.Д. – Ведущий инженер-геолог по проектным работам.

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 Бестобе (по состоянию изученности на 01.09.2021 г.)»»

На основании бурения, интерпретации материалов геофизических исследований и опробования поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин, по материалам повторного оперативного подсчета запасов нефти и газа, на месторождении Бестобе установлены 9 нефтяных и 1 – газонефтяной горизонты, девять из которых в пределах нижнемеловых и один – в палеозойских отложениях.

По материалам оперативного подсчета запасов, водонефтяные контакты по установленным залежам изменяются от «минус» 636,6м (горизонт М-0-1) до «минус» 858,3 м (горизонт Pz). Поэтому максимальная глубина для проведения пробной эксплуатации составит 860 м.

Срок пробной эксплуатации – согласно Дополнения № 8 (Государственный регистрационный № 4849-УВС МЭ от «22» сентября 2020 г.) к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., период разведки по письменному обращению недропользователя Компетентным органом был продлен до «31» октября 2023 г.

Цель пробной эксплуатации – уточнение имеющейся и получение 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.

Настоящий проектный документ **«Дополнение №2 к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.09.2021 г.)»** выполнен по договору № 94-21/КМ от «14» сентября 2021 г. между АО «Кристалл Менеджмент» и ТОО «Мунайгазгеолсервис», 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)».

В пробную эксплуатацию рекомендуется ввести три основных объекта – горизонты М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2, а также два возвратных – М-0-3 и М-0-4 горизонты.

Пробную эксплуатацию объекта I (горизонт М-0-1) рекомендуется вести двумя существующими (КМ-4 и Б-9) и дополнительным вводом из бурения двух проектных опережающих добывающих (Б-3 и Б-4) скважин. На II-й объект (горизонт М-0-5) рекомендуется ввести в пробную эксплуатацию одну существующую (Б-7) и две проектные опережающие добывающие (Б-2 и Б-6) скважины из бурения. Эксплуатацию объекта III (горизонт М-0-6-2) рекомендуется вести одной существующей (Б-5) и вводом из бурения одной проектной опережающей добывающей (Б-8) скважинами. Возвратный объект (горизонт М-0-3) рекомендуется вести эксплуатацией существующей скважиной КМ-4_1 и дополнительным вводом в мае 2023 г. скважины КМ-4, путем перевода ее из вышезалегающего горизонта М-0-1. Возвратный объект М-0-4 рекомендуется вести эксплуатацией существующими скважинами: Б-1 в качестве добывающей и Б-10 – нагнетательной.

Таким образом, планируется к вводу из бурения пять проектных опережающих добывающих скважин и ввод в пробную эксплуатацию семи существующих поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин. В целом по месторождению к концу пробной эксплуатации фонд составит 11 добывающих скважин.

Пробная эксплуатация, кроме возвратного горизонта М-0-4, будет вестись на режиме истощения пластовой энергии, без поддержания пластового давления. На нагнетательную скважину Б-10 возлагается задача исследования на приемистость коллекторов и изучение

влияния законтурной закачки воды на изменение пластового давления в продуктивной части залежи.

Ожидается, что скважины будут вводятся в пробную эксплуатацию механизированным способом добычи.

В целом по месторождению Бестобе в период продолжения пробной эксплуатации с сентября 2021 по октябрь 2023 гг. планируется отобрать 50,0 тыс.т нефти, 54,8 тыс.т жидкости и 0,404 млн.м³ попутного газа. При этом отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти составит всего 3,4 %, а обводненность добываемой продукции достигнет 9,7 %. Коэффициент извлечения нефти достигнет всего 0,015 д.ед. при утвержденной величине 0,425 д.ед.

В рамках настоящего дополнения №2 к проектному документу предусматривается проведение обработок призабойной зоны скважин (ПЗС) глино-кислотными обработками (ГКО) для поддержания продуктивности добывающих скважин, в случае их снижения в процессе пробной эксплуатации.

В таблице 1 представлены основные проектные технологические показатели по рекомендуемому варианту разработки на 2021-2023 гг., которые предлагается согласовать в ЦКРиР и утвердить в КГиН МИиР Республики Казахстан.

После обмена мнениями, научно-техническое совещание приняло следующие **РЕШЕНИЯ:**

1. Разработанный ТОО «Мунайгазгеолсервис» проектный документ «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.09.2021 г.)» одобрить и принять с представленным вариантом разработки месторождения Бестобе.
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



Сайзинулы Д.

Мартынов В.В.

Таблица 1-Проектные технологические показатели пробной эксплуатации по месторождению Бестобе на 2021-2023 гг.

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	3,2	0,2	0,2	13,5	0,8	0,003	3,4	3,4	14,8	14,8	8,2	0,3	0,3	6	0,025529	2,300
2022	24,0	1,4	1,4	37,4	2,1	0,009	26,0	26,0	40,9	40,9	8,0	2,1	2,4	6	0,194076	2,494
2023	22,8	1,3	1,3	60,3	3,4	0,015	25,3	25,3	66,2	66,2	9,7	2,5	4,8	7	0,185026	2,679

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.		Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из концеваци, ед.	Фонд скважин начала разработки, ед.	Разведочно-бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на I скважину		Средне-годовая приемистость, м ³ /сут	
	опережающих	нагнетательных					все го	нагнетательных	действующих	механизированный	всего	действующих	нефть и, т/сут	жидкости, т/сут		нефтяного газа, тыс.м ³ /сут
2021	1	1	0	4	8	8,6	0	0	7	7	1	1	6,4	7,0	0,052	4,7
2022	4	4	0	0	12	12,6	0	0	11	11	1	1	6,8	7,4	0,055	5,8
2023	0	0	0	0	12	12,6	0	0	11	11	1	1	7,2	8,0	0,058	8,3