

**Акционерное общество
«Нефтяная компания «КОР»
Товарищество с ограниченной ответственностью
«Каспиан Энерджи Ресерч»**

Экз. __

Номер
Государственной лицензии
18020929 от 19.11.2018г.
(текстовое приложение 4)

«УТВЕРЖДАЮ»
Генеральный директор
АО «Нефтяная компания «КОР»
«Нефтяная компания «КОР»
Узаков Д.Д.
_____ 2021 г.



**Проект пробной эксплуатации месторождения Бастау
(по состоянию на 01.08.2021г.)
Договор № 128-2020 от 30.11.2020**

Генеральный директор
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»



Джамикешов А.М.

г. Атырау, 2021г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Подпись	Фамилия	Раздел отчета
Директор департамента геологии		Турмагамбет Л.И.	Главы 1, 2; 8
Начальник отдела разработки, ответственный исполнитель		Халидуллина А.Л.	Главы 3, 4, 5, 8
Ведущий экономист отдела анализа и проектирования разработки		Кенжалиева З.И.	Глава 10
Начальник отдела проектирования строительства скважин		Умбетов Е.К.	Глава 6, 7, 11
Начальник отдела по проектам охраны окружающей среды		Тлеугожина М.С.	Глава 9
Техник отдела разработки		Саматова А.Б.	Составление и оформление граф. приложений

СОДЕРЖАНИЕ

№	Наименование	Стр	
	РЕФЕРАТ	7	
	ВВЕДЕНИЕ	8	
1.	1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	9	
2.	2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	11	
	2.1	Характеристика геологического строения	11
	2.1.2	Тектоника	15
	2.1.3	Нефтегазоносность	22
	2.2	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	23
	2.3	Физико-химические свойства нефти, газа и воды	27
	2.3.1	Свойства нефти в пластовых условиях	27
	2.3.2	Компонентный состав выделившегося из нефти газа	28
	2.3.3	Свойства и состав нефти в поверхностных условиях	29
	2.3.4	Физико-химическая характеристика конденсата и состав свободного газа	30
	2.3.5	Состав и физические свойства пластовых вод	32
2.4	Запасы нефти и свободного газа	32	
3.	3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	35	
	3.1	Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации	35
	3.2	Обоснование пространственных границ залежей горизонтов для проведения пробной эксплуатации	36
	3.3	Анализ результатов испытания и гидродинамических исследований скважин	36
	3.4	Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов	39
	3.5	Расчет запасов нефти проектных скважин. Общая площадь участка пробной эксплуатации, расположение проектных скважин и их назначение	42
	3.6	Методы воздействия по увеличению продуктивности скважин	45
	3.7	Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации	45
4.	4. ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	46	
5.	5. ПРОГРАММА И ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ	48	
	5.1	Цели и направления исследовательских работ	48
	5.2	Программа испытаний и контроля за пробной эксплуатацией	48
6.	6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	59	
	6.1	Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования	59
	6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	60
	6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки	63

		продукции скважин	
1	2	3	4
7.	7.РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН		66
	7.1	Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	66
	7.2	Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	66
8.	8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ		69
9.	9. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ		71
10.	10. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ		85
11.	11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ И РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ		86
	11.2	Расчет размера удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд	86
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ		88

СПИСОК РИСУНКОВ

№ п/п	№ табл.	Наименование	Стр.
1	1.1	Обзорная карта	10
2	2.1.1	Тектоническая схема Арыкумского прогиба	15
3	2.1.2	Объемная карта поверхности фундамента площади Акшабулак	17
4	2.1.3	Структурная карта по отражающему горизонту Pz	18
5	2.1.4	Структурная карта по отражающему горизонту K ₁ пс ₁ (кровля горизонта М-I)	20
6	2.1.5	Структурная карта по ОГ-М-II-2 (кровля горизонта М-II-2)	21
7	6.1	Принципиальная схема сбора и предварительной подготовки продукции скважин на период пробной эксплуатации	65

СПИСОК ТАБЛИЦ

№ п/п	№ табл.	Наименование	Стр.
1	2.1.1	Геолого-физическая характеристика горизонтов	23
2	2.2.1	Сведения о выносе керна по скважинам	24
3	2.2.2	Освещенность керном по скважинам, горизонтами и количество, отобранных на анализ образцов	24
4	2.2.3	Освещенность эффективных нефтеводонасыщенных толщин выносом керна горизонтами	25
5	2.2.4	Характеристика толщин горизонтов (объектов)	25
6	2.2.5	Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов (объектов)	26
7	2.2.6	Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности горизонтов (объектов)	26
8	2.3.1	Свойства пластовой нефти горизонта М-II-2	28
9	2.3.3	Компонентный состав выделившегося из нефти газа	29
10	2.3.3	Физико-химические свойства и фракционного состава разгазированной нефти горизонта М-II-2	30
11	2.3.4.1	Физико-химические свойства конденсата	32
12	2.3.4.2	Состав свободного газа	32
13	2.3.5	Содержания ионов и примесей в пластовой воде горизонта М-II-2	33
14	2.4.1	Подсчет запасов нефти по состоянию изученности на 02.01.2021г.	34
15	2.4.2	Подсчет запасов свободного газа и конденсата	35
16	3.3.1	Распределение объектов опробования по горизонтам	38
17	3.3.2	Результаты опробования скважин	38
18	3.3.3	Результаты опробования скважин	39
19	3.4.1	Выделение объектов пробной эксплуатации	42
20	3.5.1	Характеристика фонда скважин на 01.08.2021г.	44
21	3.5.2	Техническое состояние скважин на 01.08.2021г.	45
22	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин на период пробной эксплуатации месторождения	49
23	4.1.2	Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости на период пробной эксплуатации месторождения	49
24	5.2.1	Комплекс исследовательских работ на период пробной эксплуатации	59
25	6.2.1	Мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин	64
26	10.1	Капитальные вложения	87
27	11.2.1	Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд	89
28	11.2.2	Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд на месторождении	89

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование приложения	Номер приложе- ния	Номер листа прило- жения	Масштаб приложения	Степень секрет- ности при- ложения
1	Структурная карта по отражающему горизонту Pz (кровля фундамента)	1	1	н/с	1:2000
2	Структурная карта по отражающему горизонту М-П-2 (кровля горизонта М-П-2)	2	2	н/с	1:25000
3	Структурная карта по отражающему горизонту K ₁ пс ₁ (кровля горизонта М-И)	3	3	н/с	1:25000
4	Временные разрезы по линиям I-I, II-II, III-III	4	4	н/с	1:25000
5	Схема корреляции скважин	5	5	н/с	гор: 1:1000 0 верт: 10см- 0,2сек
6	Геологический профиль по линии I-I'	6	6	н/с	1:500
7	Геолого-литологические профили по линиям I-I', II-II'	7	7	н/с	гор 1:10000 верт 1:5000
8	Схема обоснования контактов	8	8	н/с	гор 1:10000 верт 1:1000
9	Горизонт М-И а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных газонасыщенных толщин	9	9	н/с	1:500
10	Горизонт М-П-2 а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	10	10	н/с	1: 25000
11	Горизонт М-П-2 а) Структурная карта по подошве коллектора б) Карта общих эффективных толщин	11	11	н/с	1: 25000
12	Карта пробуренных и проектных скважин	12	12	н/с	1: 25000

Всего 12 графических приложений на 12 листах

РЕФЕРАТ

Работа содержит: страниц – 88, таблиц – 28, рисунков – 7, графических приложений – 12.

Месторождение Бастау административно расположено в Кызылординской области на площади листа L-41.

Целью и задачей пробной эксплуатации является уточнение имеющейся и получение дополнительной информации для подсчета запасов углеводородов, построение геологической модели месторождения, обоснование режима работы залежей, выделение эксплуатационных объектов и оценка перспектив развития добычи углеводородов месторождения.

В работе проведено обоснование выделения объектов пробной эксплуатации, выполнен расчет предполагаемых объемов добычи нефти, жидкости и газа в период пробной эксплуатации, составлена программа комплекса исследовательских работ, включающая комплекс геолого-геофизических и гидродинамических исследований скважин, лабораторных исследований керна, глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов, составлена программа работ по доразведке месторождения.

Рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, охраны недр и окружающей среды, выполнен расчет капитальных затрат на период проведения пробной эксплуатации и оценки месторождения, приведены мероприятия и выполнен расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий пробной эксплуатации.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ, ЗАЛЕЖЬ, ПЛАСТОВОЕ И ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЯ, ПРОБНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ОПРОБОВАНИЕ И ИСПЫТАНИЕ ОБЪЕКТОВ, ПОКАЗАТЕЛИ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ДОБЫЧА НЕФТИ.

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Бастау находится расположена в южной части Арыскупского прогиба на разведочных блоках ХХІХ-39-D (частично), Е (частично); ХХХ- 39-А (частично), В (частично). Ранее эти разведочные блоки входили в состав лицензионной территории ТОО СП «Казгермунай» (МГ №2а от 19 марта 1997г), которые были возвращены государству в связи с истечением срока разведки. За весь период деятельности ТОО СП «Казгермунай» проведен значительный объем работ по изучению геологического строения контрактной территории, в том числе выполнена сейсморазведка ЗД, построены структурные карты по ОГ-Par (кровля отложений K_{1nc1ar}), ОГ-III-1 (кровля отложений J_{3km}), ОГ-PZ (кровля палеозойских отложений).

В 2015 году права недропользования принадлежала ТОО «SSM-Ойл» согласно письма Министерства энергетики РК за №08-03-7664/И от 15.12.2015г.

В 2016 году ТОО «Турангео» составлен «Проект поисковых работ на контрактной территории ТОО «SSM-Ойл» в пределах блоков ХХІХ - 39-D (частично), Е (частично); ХХХ-39-А (частично), В (частично) в Кызылординской области» (письмо МЭМР РК исх.№08-2-03-3132/и от 23.06.2016г).

В 2016 году Дополнением №1 (рег.№43964 от 26.12.2016г) права недропользователя ТОО «SSM-Ойл» по Контракту №4347 от 28.09.2016г переданы ТОО «KS-Oil» (письмо МЭМР РК № 261 от 13.10.2016 г).

В 2020 году Дополнением №2 (рег.№4814 от 02.06.2020г) права обязанности недропользователя ТОО «KS-Oil» по Контракту №4347 от 28.09.2016 г переданы АО «Нефтяная компания «КОР» (письмо МЭМР РК № 10-07-ЭК-28 от 05.04.2019 г) на проведение разведки углеводородного сырья.

На балансе недропользователя числятся 5 скважин (П-1, П-2, П-4, Акш-4, Акш-6) фактическими глубинами от 1940 м до 2065 м.

Месторождение Бастау открыто в 2020 году, когда в разведочной скважине П-1 из нижнемеловых отложений был получен приток нефти дебитом 12,3 м³/сут.

В 2021 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и газа по состоянию изученности на 02.01.2021г» (протокол ГКЗ РК №2337-21-П от 22.07.2021г.).

Основанием для выполнения отчета послужили переинтерпретация сейсморазведочных работ ЗД, результаты бурения, испытания скважин и изучение свойств флюидов.

В отчете были приведены сведения о геологическом строении месторождения, тектонике, объеме геологоразведочных работ, данных промысловой геофизики и опробования скважин. Охарактеризованы

подсчетные параметры по продуктивным горизонтам, приведены сведения о коллекторских свойствах пород, нефти и газа.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В административном отношении месторождение Бастау находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции: Джусалы и Джалагаш, которые расположены к юго-западу от месторождения, соответственно на расстояниях 135 км и 120 км.

Расстояние от месторождения до областного центра г.Кызылорда составляет до 115 км. На расстоянии порядка 40 км к северу от месторождения проходит нефтепровод Каракойын-Кумколь (рис.1.1).

Крупное нефтяное разрабатываемое месторождение Кумколь с вахтовым поселком нефтяников, находится в 70 км севернее площади. В 65 км северо-западнее проходит Ленинск-Жезказганская ЛЭП.

В орографическом отношении район площади представлен песчаными барханами с абсолютными отметками рельефа 110-150 м.

Климат района резко континентальный, с большими колебаниями средних и дневных температур воздуха, годовое количество осадков 100-150 мм. Максимальные температуры летом +35+38°C, минимальные зимой до -30°C. Характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время – метели и бураны. Водные артерии на площади работ отсутствуют.

Обеспечение буровых технической и бытовой водой производится из специальных гидрогеологических скважин, дающих высокие дебиты воды с минерализацией 0,6-0,9 г/л из отложений сенон-турона с глубины 50-80 м. Вода не соответствует ГОСТу и не может быть использована как питьевая из-за повышенного содержания фтора.

Животный мир и растительность представлена видами, типичными для полупустынь.

Обзорная карта
района работ
масштаб 1:1400000



Рис.1.1 – Обзорная карта

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Характеристика геологического строения

На месторождении бурением вскрыты отложения домезозойского складчатого фундамента и осадочного комплекса мезо-кайнозоя на глубину 2065 м в скважине Акш-6.

Домезозойское основание (фундамент -PZ)

На соседнем месторождении Акшабулак Южный по описанию керна разрез фундамента представлен темно-зелеными хлорит-серицитовыми сланцами, гнейсами, светло-серыми, серыми, плотными кварцитами. Породы фундамента трещиноватые, в кровельной части разрушенные с образованием коры выветривания. Толщина фундамента достигает 307 м.

На месторождении вскрытая толщина фундамента изменяется от 26 м (скв.П-4) до 70 м (скв.П-1).

Юрская система – J

В разрезе юрских отложений в региональном плане выделяются три ритмокомплексасероцветных терригенных отложений в составе свит: нижний (бектасская и айбалинская свиты), средний (дошанская и карагансайская свиты) и верхний (кумкольская и акшабулакская свиты). Нижний и средний ритмокомплексы не участвуют в строении Акшабулакского выступа и развиты только во внутренних частях мульд. В строении Акшабулакского выступа участвует верхний ритмокомплекс в составе кумкольской и акшабулакской свит. По спорово-пыльцевым комплексам возраст отложений кумкольской свиты определен как келловейский-оксфорд, акшабулакской-кимериджский-титон.

Келловейский+оксфордский ярусы – J_{2k}+J_{3o}

Кумкольская свита – J_{2-3km}

Кумкольская свита расчленяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижнекумкольская подсвита (J_{2-3km1}) литологически верхняя часть нижнекумкольской подсвиты представлена аргиллитами темно-серыми до черных, серо-зелеными, иногда переходящими в глинистые алевролиты с прослоями алевролитов, песчаников. Встречаются тонкие прослои угля. К нижней части нижнекумкольской подсвиты приурочена пачка песчаников серых, темно-серых, массивных, среднезернистых.

Толщина подсвиты в скважине Акш-6 составляет 81 м.

Среднекумкольская подсвита (J_{2-3km2}), в свою очередь, расчленяется на два горизонта: нижний и верхний.

Нижний горизонт (J_{2-3km2¹}). На месторождении керн отобран в

скважинах П-1, П-4.

Карбонатный горизонт Ю-III' сложен песчаниками светло-коричневого до коричневого цвета с прослоями карбонатного песчаника светло-серого цвета, средне-мелкозернистыми, массивными, средней твердости, средней плотности, местами на глинисто-карбонатном цементе, слабоизвестковистыми, с редкими включениями крупных обломков и растительных остатков.

Разделом между карбонатным и терригенным горизонтами являются глинистые песчаники зеленовато-серые, алевритистые.

Терригенный горизонт Ю-III залегает в основании разреза, представлен песчаниками, алевролитами, доломитами. Песчаники гравелитистые, серые, светло-серые, светло-коричневые, темно-коричневые, разнозернистые, массивные, средней твердости, средней плотности, слабоизвестковистые, слаботрещиноватые, карбонатные, на глинисто-карбонатном цементе, с редкими включениями крупных обломков и растительных остатков. Алевролиты темно-серые, серые, песчаные, слабокарбонатные с включением обломков алевритистого аргиллита и с прослоями карбонатных, глинисто-карбонатных, известковых, мелко-среднезернистых песчаников серого, светло-серого цвета, с включением зерен пирита, обломками кальцита с тонкими прослойками доломита. Доломиты темно-коричневые, светло-коричневые, средней твердости, плотные, скрытокристаллические с прослоями мелкозернистых песчаников коричневого, темно-коричневого, светло-серого, зеленовато-серого цвета, местами глинистые с включениями глинистых, карбонатных, доломитизированных, карбонатных обломков и растительных остатков.

Толщина нижнего горизонта среднекумкольской подсвиты изменяется от 17 м (скв.Акш-6) до 63 м (скв.П-4).

Верхний горизонт ($J_{2-3}km_2^2$) представлен темно-серыми глинами со слоями глинистого алевролита.

Толщина верхнего горизонта среднекумкольской подсвиты изменяется от 5 м (скв.Акш-4) до 36 м (скв.П-2).

Верхнекумкольская подсвита ($J_{2-3}km_3$) расчленяется на три пачки: нижнюю преимущественно песчаную, среднюю глинистую и верхнюю глинисто-песчаную.

Нижняя пачка сложена песчаниками серыми, мелко-среднезернистыми, кварцево-полевошпатовыми, слабо сцементированными глинистым цементом, переходящими в пески. Местами отмечаются прослойки темно-серых глинистых алевролитов, реже глин.

Средняя пачка представлена темно-серыми глинами и глинистыми алевролитами с отдельными прослоями и линзами мелкозернистых песчаников, слабосцементированных глинистым цементом, и тонких прослоев плотного песчаника на карбонатно-глинистом цементе.

Верхняя пачка, глинисто-песчаная, представлена переслаиванием темно-серых и серых, слабосцементированных песчаников, кварцево-

полевошпатовых, на глинистом и карбонатно-глинистом цементе, глинистых алевролитов и глин с преобладанием глинистых алевролитов.

Толщина верхнекумкольской подсвиты изменяется от 55 м (скв.Акш-4) до 104,5 м (скв.П-2).

Кимериджский+Титонский ярусы – J₃km+tt

Акшабулакская свита (J₃ak) представлена в верхней части преимущественно зеленовато-серыми глинами и глинистыми алевролитами с прослоями песчаников, в нижней части - пестроцветными (фиолетовыми, коричневыми, серыми, желтыми) глинами и глинистыми алевролитами с прослоями песчаников.

Толщина акшабулакской свиты изменяется от 68 м (скв.П-1) до 108 м (скв.Акш-6).

Меловая система - К

Меловые отложения в Арыскупском прогибе с несогласием залегают на размытой поверхности акшабулакской свиты. В строении района участвуют нижний и верхний отделы меловой системы.

Нижний отдел – К₁

Нижний отдел представлен в объеме даульской, карачетауской, кызылкиинской свит, возраст которых определен, соответственно, как неокомский надъярус, аптский+нижне-среднеальбский, верхнеальбский-сеноманский ярусы.

Неокомский надъярус – К₁nc

Даульская свита (К₁nc₁dl). Отложения свиты с региональным стратиграфическим несогласием перекрывают юрские отложения.

В разрезе свиты по литологическому составу пород выделяются нижняя и верхняя подсвиты.

Нижнедаульская подсвита (К₁nc₁) делится на два горизонта: нижний (арыскупский) и верхний.

Арыскупский горизонт (К₁nc₁ar). По литологическому составу пород арыскупский горизонт представлен двумя толщами. Разрез нижней толщи представлен переслаиванием песчаников и алевролитов, коричневых и серых, с преобладанием песчаных пород в нижней части и резким преобладанием глинистых алевролитов в верхней части.

В скважине П-4 в интервале горизонта М-П-2 керн литологически представлен песчаниками, аргиллитами, алевролитами, гравеллитами.

Песчаники серые, прозрачные до просвечивающих, мелкозернистые, реже среднезернистые, рыхло-консолидированные, местами слюдистые.

Аргиллиты красно-коричневые, серые, твёрдые, пластичные, не кальцинированные.

Алевролиты серые, слабосцементированные, песчанистые,

кальцинированные.

Гравелиты разноцветные, серые, прозрачные до просвечивающих, угловатые до окатанных, не консолидированные.

Толщина арыкумского горизонта изменяется от 69,5 м (скв.Акш-4) до 89,5 м (скв.П-2).

Верхний горизонт ($K_1nc_1dl_1^2$) представлен толщиной красноцветных глин, которые вместе с верхней пачкой арыкумского горизонта представляют региональную покрывку над продуктивными горизонтами верхней юры и арыкумского горизонта.

Толщина верхнего горизонта изменяется от 118 м (скв.П-4) до 126,5 м (скв.Акш-4).

Верхнедаульская подсвета ($K_1nc_1dl_2$) по литологическому составу представлена тремя пачками. Нижняя пачка сложена преимущественно буровато-коричневыми песками с невыдержанными по толщине прослоями глинистых алевролитов и глин. В средней пачке преобладают коричневые алевролиты и глины с невыдержанными прослоями слабосцементированных песчаников и песков. Верхняя пачка представлена переслаиванием серых песчаников на карбонатном цементе, глинистых алевролитов и глин.

Толщина подсветы изменяется от 361 м (скв.Акш-4) до 432 м (скв.П-2).

Аптский+среднеальбский ярусы- K_{1a+a_2}

Карачетауская свита - K_1kz . Отложения свиты с размывом залегают на отложениях даульской свиты, к основанию свиты приурочена пачка серых и темно-серых песков и гравелитов, в средней и верхней частях разреза развиты прослои темно-серых глин с углистым детритом, с остатками фораминифер.

Толщина свиты изменяется от 183 м (скв.П-1) до 223 м (скв.Акш-4).

Верхнеальбский+сеноманский ярусы – K_{1-2a_3+s}

Кызылкиинская свита - K_1kk . Разрез свиты сложен коричневыми, серыми, зелеными глинистыми алевролитами, глинами с пластами песков.

Толщина свиты составляет 213 м (скв.П-1) - 273 м (скв.Акш-6).

Верхний отдел – K_2

Турон-сенонский надъярус (K_2t+sn)

Балапанская свита - K_2bl . Разрез балапанской свиты представлены морскими сероцветными и пестроцветными песчаными породами и в меньшей степени алевролитами и глинами. Толщина составляет 604 м (скв.П-2) - 640 м (скв.П-1).

Палеогеновая система – P

Отложения палеогена залегают на размытой поверхности верхнего мела и представлены морскими сероцветными глинистыми отложениями

палеоцена-эоцена, содержащими в нижней части пласты мергелей и песчаников.

Толщина отложений изменяется от 238 м (скв.П-2) до 276 м (скв.Акш-6).

Плиоцен+четвертичные отложения – N₂+Q

Плиоцен-четвертичные отложения с размывом залегают на отложениях палеогеновых, представлены глинами, суглинками, четвертичные песками.

Толщина отложений изменяется от 40 м (скв.Акш-6) до 72 м (скв.Акш-4).

2.1.2. Тектоника

В тектоническом отношении площадь расположена в южной части Акшабулакской грабен-синклинали Арыкумского прогиба Южно-Торгайской впадины (рис.2.1.1).

Арыкумский прогиб в стратиграфическом диапазоне выполнен отложениями от нижнеюрских до четвертичных, залегающих на протерозойско-палеозойском складчатом фундаменте.

Глубина залегания поверхности фундамента в пределах Акшабулакского выступа до 2000 м, в прилегающих частях достигает 5000 м.

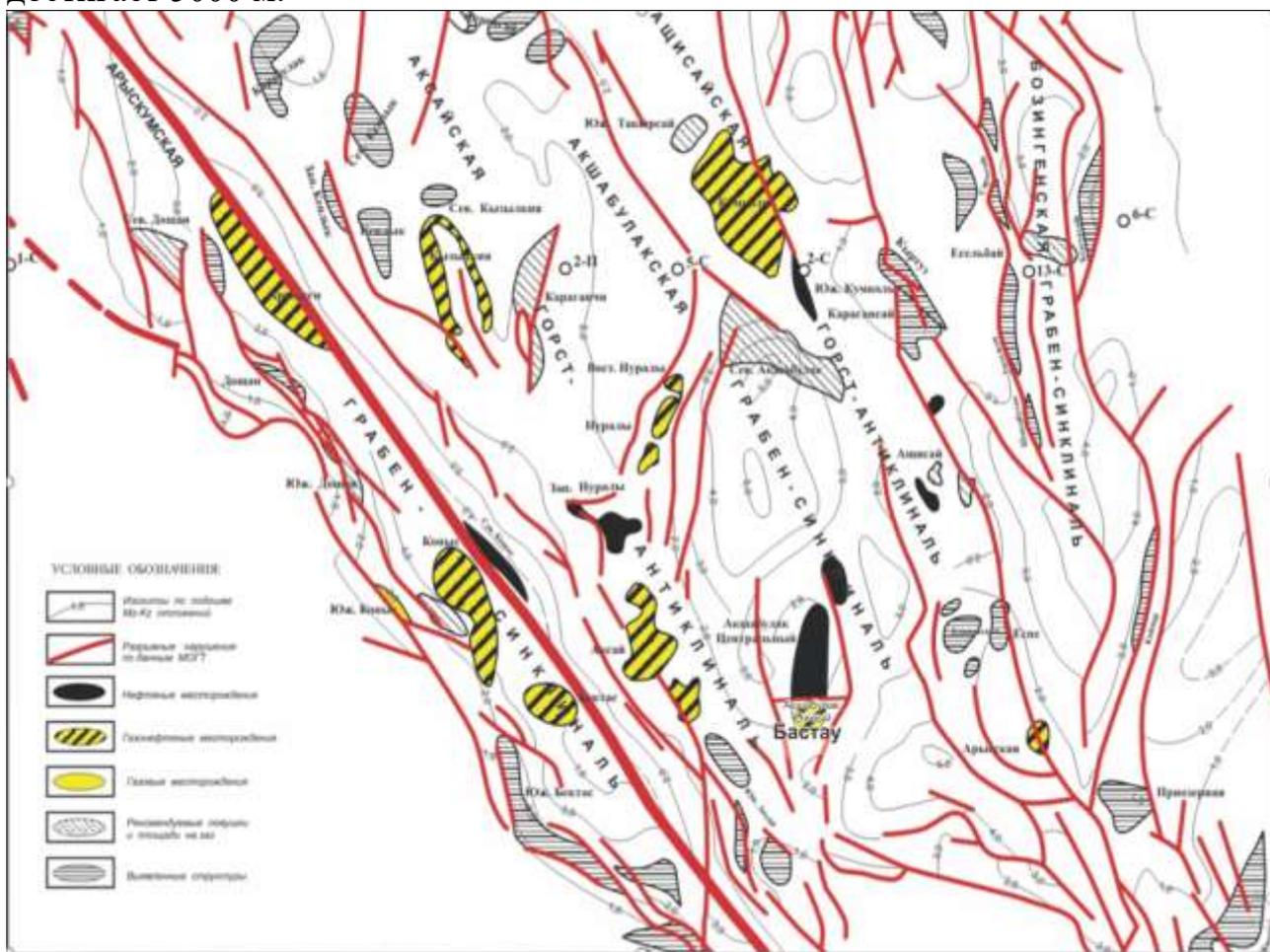


Рис.2.1.1 - Тектоническая схема Арыкумского прогиба

Выступ имеет северо-восточное простирание и ограничен разломами F_1 с запада и F_2 с востока, контролирующими выклинивание к нему среднего и нижнего ритмокомплексов юры, развитых в прилегающих частях.

По фундаменту Акшабулакский выступ осложнен в юго-западной части локальным поднятием Южный Акшабулак, в северо-восточной части – двухсводовым поднятием Центральный Акшабулак, разделенным сквозным тектоническим разломом с амплитудой 50-80 м по поверхности фундамента. Амплитуда нарушения уменьшается в верхнеюрском ритмокомплексе до 20-40 м и до 5-10 м в отложениях мела. В северной части Акшабулакского выступа выделено обширное двухсводовое поднятие Северный Акшабулак, где северная и южная вершины отделены друг от друга тектоническим разломом субмеридианального направления (рис.2.1.2).

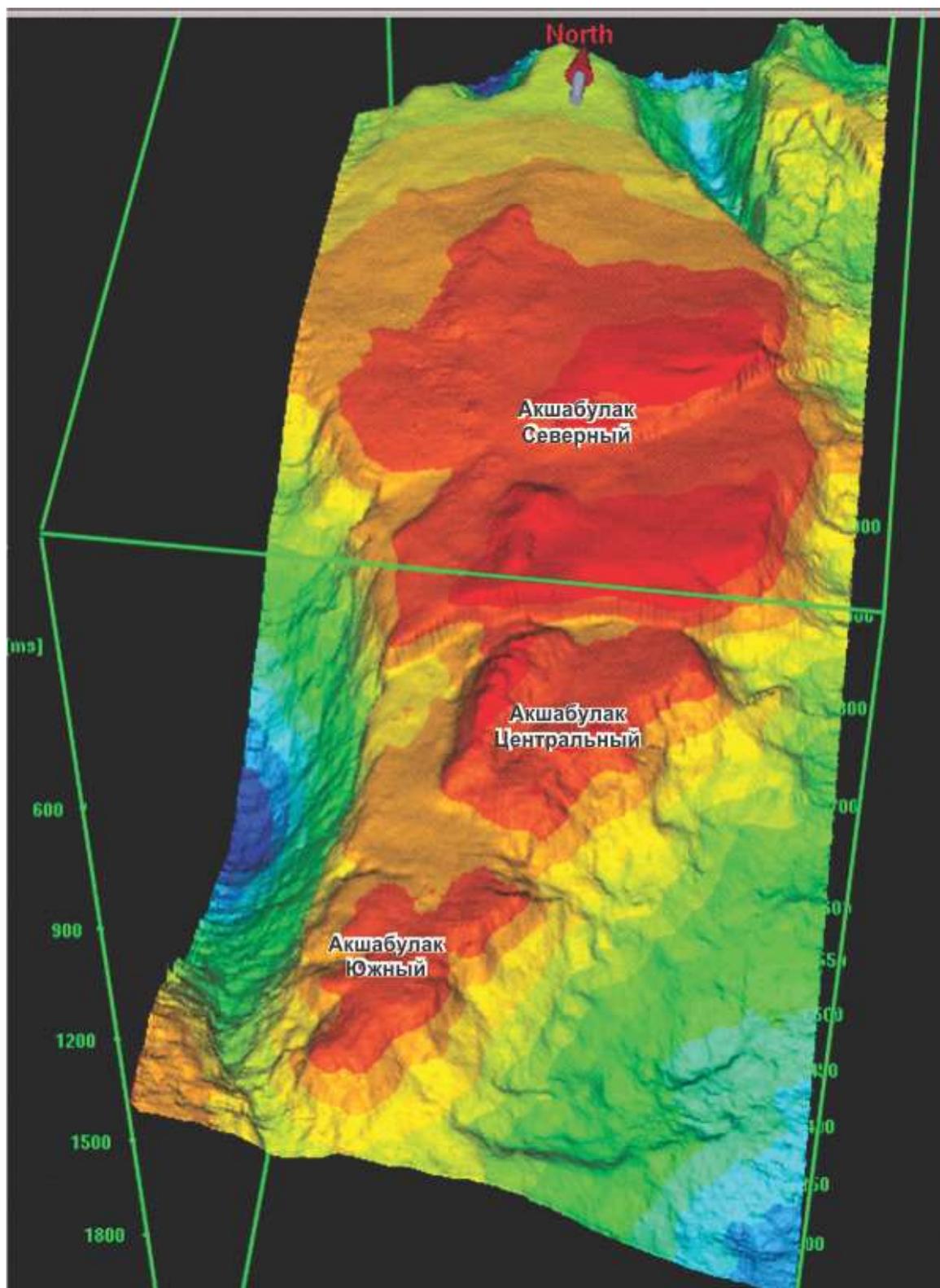


Рис.2.1.2 - Объемная карта поверхности фундамента площади Акшабулак

Отложения палеозоя вскрыты скважинами П-1, П-4, Акш-4 и Акш-6 на отметках минус 1736,2м, 1772,9 м, 1748,5м, 1863,9 м. Выступ фундамента оконтуривается изогипсой -1760 м, размеры поднятия составляют 3,6х2,0 км (рис.2.1.3).

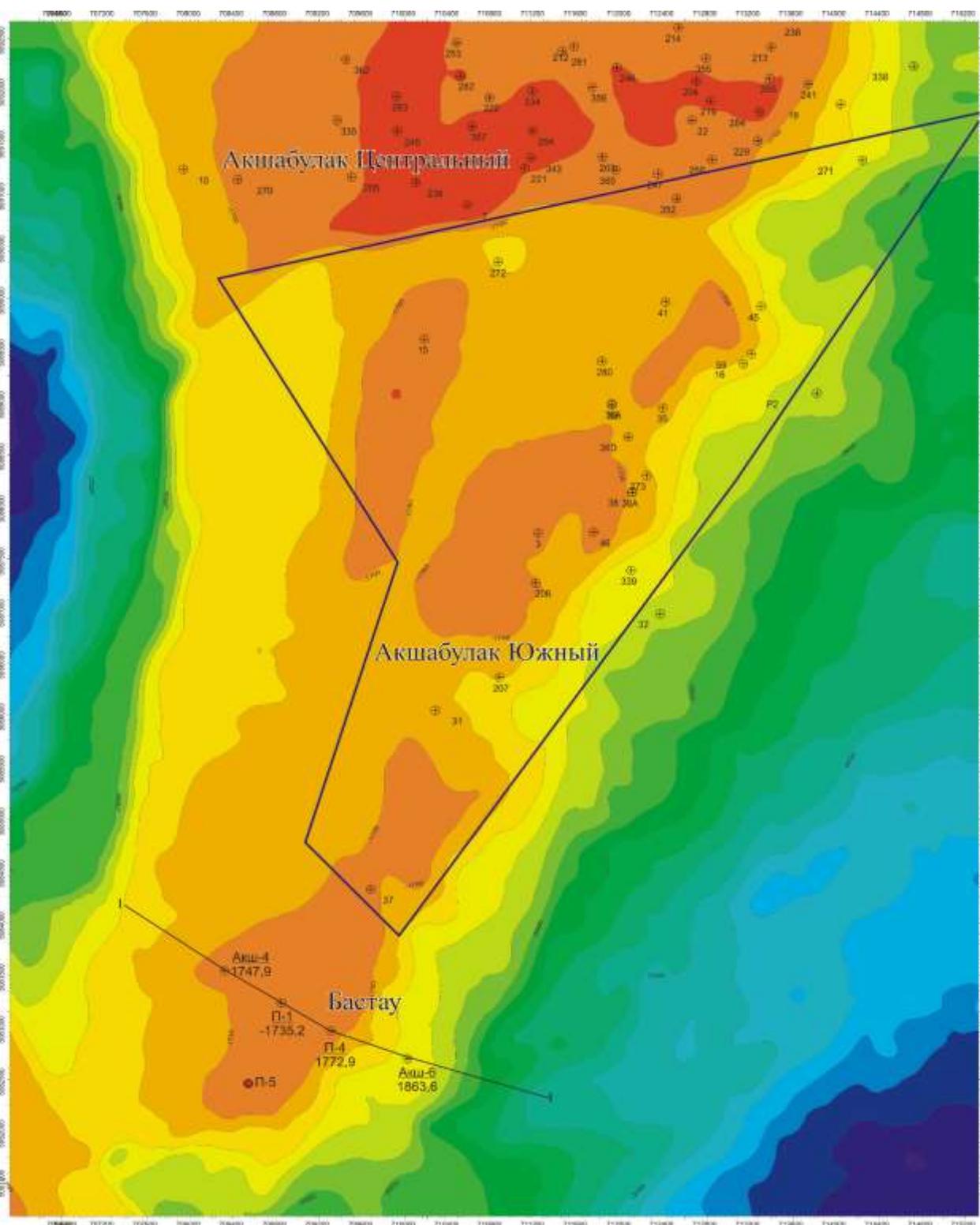


Рис.2.1.3 – Структурная карта по отражающему горизонту Pz

Тектоника юрского рифтогенного комплекса характеризуется сложным строением по отношению к мел-палеогеновой толще и представлена системой узких асимметричных линейных отрицательных (грабен-синклиналей) и положительных (горст-антиклиналей) структур северо-западного простирания, протяженностью до 200 км. Платформенный мел-палеогеновый структурный комплекс толщиной до 1600 м выполняет

Арыскупский прогиб, наложенный на структуры юрского комплекса.

В разрезе арыскупского горизонта выделены продуктивные горизонты: М-I – газовый в районе скважины П-2, горизонт М-II-2 - нефтяной в районе скважин П-1, П-4.

В кровле горизонта М-I прослеживается отражающий горизонт K_{1nc_1} , в кровле горизонта М-II-2 - отражающий горизонт М-II-2.

По отражающему горизонту K_{1nc_1} , приуроченному к кровле горизонта М-I, поднятие имеет два отдельных свода в районе скв.П-1, П-4 с отметками минус 1500 м, размеры структуры 1,2х 0,8 км. Район скважины П-2 представляет собой структурный нос, в пределах которого выделен небольшой свод с минимальной отметкой минус 1480 м, по оконтуривающей изогипсе минус 1490 м размеры ловушки 0,4х0,3 км (рис.2.1.4).

По отражающему горизонту М-II-2, приуроченному к кровле горизонта М-II-2, поднятие в районе скважин П-1, П-4 по оконтуривающей изогипсе минус 1550 м размеры ловушки составляют 3,9х2,0 км, минимальная отметка в своде прослежена на отметке минус 1545 м (рис.2.1.5).

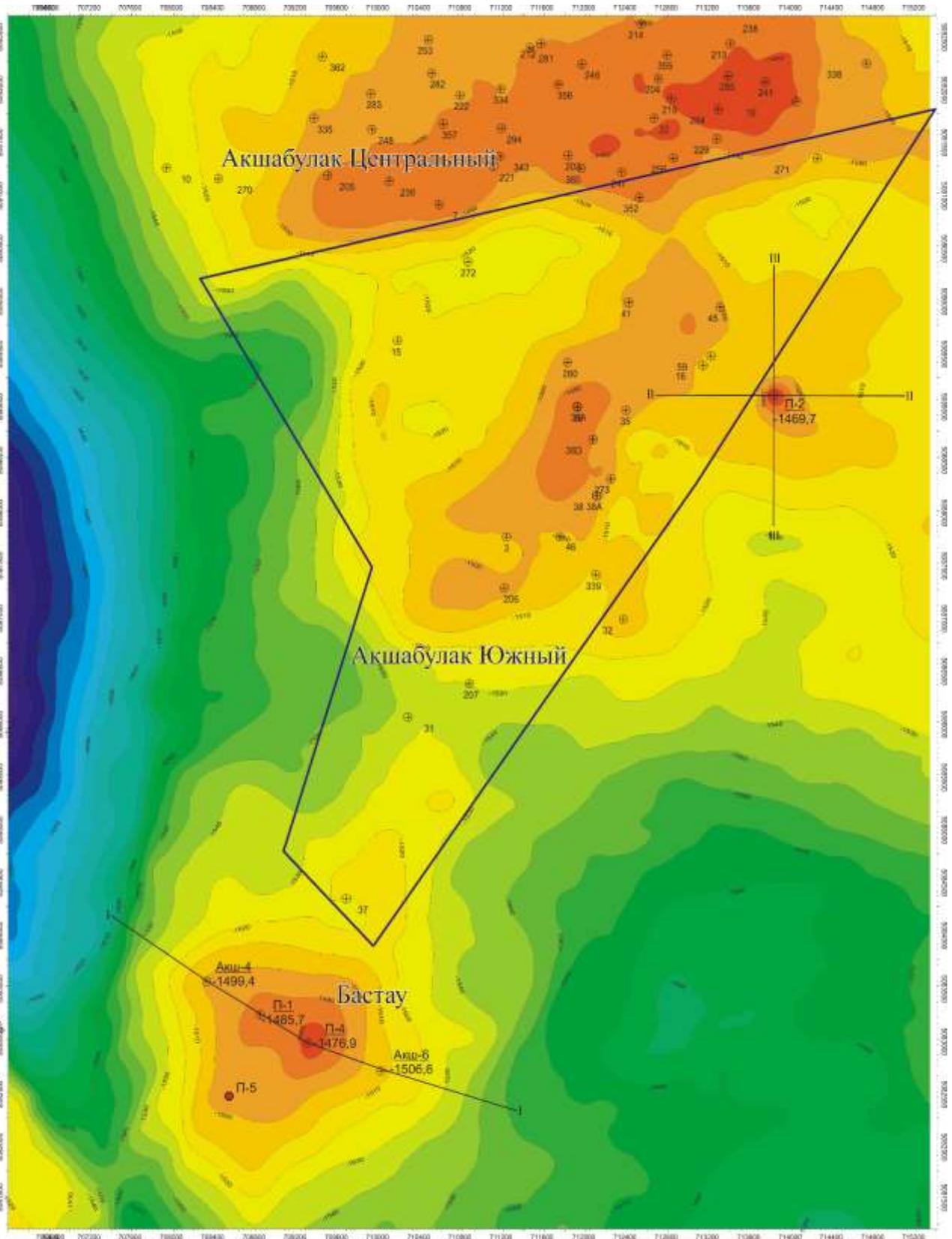


Рис.2.1.4 - Структурная карта по отражающему горизонту K_{1nc_1}
(кровля горизонта М-I)

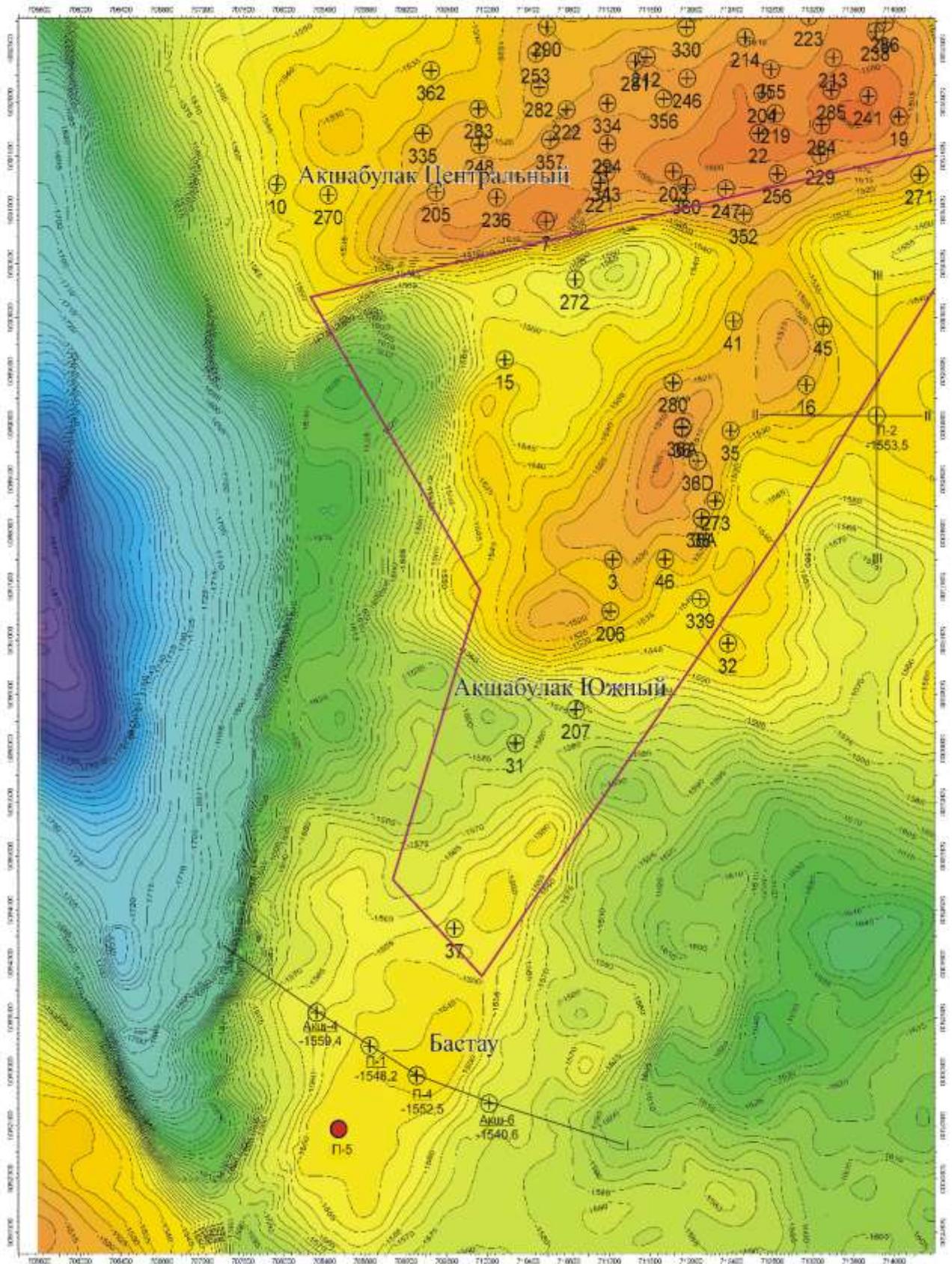


Рис.2.1.5 - Структурная карта по ОГ-М-П-2(кровля горизонта М-П-2)

2.1.3. Нефтегазоносность

Залежи нефти и газа в Арысском прогибе связаны с отложениями нижнего неокома и верхней, средней юры, а также частично с выветренной зоной палеозойско-протерозойского возраста.

Месторождение приурочено к Южно-Торгайской нефтегазоносной зоне и располагается вблизи известных месторождений Акшабулак Южный, Акшабулак Центральный и других, где установлены залежи углеводородов в отложениях нижнего мела и верхней юры.

В результате поисково-разведочного разбуривания и детальной попластовой корреляции по материалам ГИС на месторождении в нижнемеловом и верхнеюрском отложениях выделены 14 горизонтов: М-I, М-II-1, М-II-1а, М-II-1б, М-II-2, Ю-0, Ю-0-1, Ю-0-2а, Ю-0-2б, Ю-I, Ю-II, Ю-III', Ю-III, Ю-IV, из них продуктивными являются только 2 нижнемеловых горизонта: М-I (газовый) и М-II-2 (нефтяной). В остальных горизонтах по данным ГИС коллекторы водонасыщенные или литолого-фациально замещены.

Строение продуктивных горизонтов М-I и М-II-2 в плане показано на структурной карте, построенной по кровле коллектора (гр.пр. 9, 10), геолого-литологических профилях (гр.пр. 6,7).

Горизонт М-I. К горизонту приурочена газовая залежь в районе скважины П-2. По данным ГИС в скважине П-2 коллекторы газонасыщенные, в остальных скважинах (П-1, П-4, Акш-4, Акш-6) коллекторы литолого-фациально замещены.

При опробовании горизонта получен приток газа с конденсатом ($Q_{г}^{10}=9$ тыс.м³/сут, $Q_{конд.}^{10}=0,2$ м³/сут).

Минимальная отметка кровли коллектора находится на глубине минус 1475,6 м. Газоносный контакт принят на отметке минус 1480,9 м по подошве газонасыщенного коллектора, высота залежи 5,3 м, размеры залежи 0,4х0,3км. Площадь залежи 46 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

Горизонт М-II-2. К горизонту приурочена нефтяная залежь в районе скважин П-1 и П-4. По данным ГИС в скважине П-1 коллекторы нефтеводонасыщенные, в скважине П-4 – нефтенасыщенные, в скважинах П-2, Акш-4, Акш-6) - коллекторы водонасыщенные.

Горизонт опробован в скважине П-1, где при опробовании горизонта получен приток нефти с водой ($Q_{н}=12,3$ м³/сут; $Q_{в}=1,8$ м³/сут).

Минимальная отметка кровли коллектора находится на глубине минус 1540,6 м (скв.П-4). Водонефтяной контакт принят на отметке минус 1554,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине П-1, высота залежи 13,6 м, размеры залежи 3,9х2,0 км. Площадь залежи 2683 тыс.м². Залежь пластовая, сводовая.

Таблица 2.1.1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов (объектов)

Параметры	На дату проектирования	
	М-I (газовый)	М-II-2 (нефтяной)
Средняя глубина залегания, м	1615,2	1692,7
ГНК, м	-1480,9	-
ВНК, м	-	-1554,2
Площадь газо-нефтеносности по категории С ₁ , тыс.м ²	46	877
Средняя общая толщина коллектора, м	4,7	15,0
Средняя газонасыщенная толщина, м	4,7	-
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	-	5,1
Пористость, доли ед.	0,20	0,23
Средняя газонасыщенность, доли ед.	0,53	-
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	-	0,43
Проницаемость по керну, мД	-	8,64
Проницаемость по ГДИС, *10 ⁻³ мкм ²	-	-
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,580	0,412
Коэффициент расчлененности, доли ед.	2	3
Пластовая температура, °С	64,7	69,0
Пластовое давление, МПа	15,6	15,8
Вязкость нефти в пласт. условиях, мПа*с	-	3,98
Плотность нефти в пласт. условиях, г/см ³	-	0,786
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	-	0,822
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	-	1,054
Содержание в нефти серы, %	-	0,046
Содержание в нефти парафина, %	-	17,62
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	0,66
Газосодержание нефти, м ³ /т	-	0,76
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	-	-
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	-	1,051
Средний коэффициент продуктивности, м ³ /сут×МПа	-	0,77

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

С целью изучения и уточнения разреза, физико-литологической характеристики пород, слагающих разрез, при бурении скважин отбирался и анализировался керновый материал.

Отбором керна освещены нижнемеловой продуктивный горизонт М-II-2 и верхнеюрские водоносные горизонты Ю-III' и Ю-III.

Всего по месторождению с отбором керна пробурено 2 разведочные скважины П-1 и П-4. Отбор керна производила компания ТОО «KS-OIL».

Общий метраж проходки с отбором керна составил 54м, вынос керна – 52,16 м или 96,59% от проходки. В таблице 2.2.1 приведены сведения о выносе керна по скважинам.

Таблица 2.2.1 – Сведения о выносе кернa по скважинам

пп №№	№№ скв.	Забой, м	Проходка с отбором кернa, м	Вынос кернa, м	Вынос кернa от проходки с отбором кернa, в %	Вынос кернa от глубины скв., %	Кол-во отобранных на анализ образцов
1	П-1	1950	18	17,66	98,11	0,91	40
2	П-4	1940	36	34,50	95,83	1,78	-
Итого:	2 скв.	3890	54	52,16	96,59	1,34	40

В таблице 2.2.2 приведена освещенность керном по скважинам, горизонтам и количество, отобранных на анализ образцов.

Таблица 2.2.2 - Освещенность керном по скважинам, горизонтами и количество, отобранных на анализ образцов

№скв.	Интервал отбора, м		Проходка, м	Вынос кернa, м	Вынос кернa, %	Кол-во анализов	Кол-во кондиционных анализов
	2	3					
1	2	3	4	5	6	7	8
Горизонт М-П-2							
П-4	1685,0	1694,0	9	7,5	83,33	-	-
Горизонт Ю-П'							
П-1	1859,5	1868,5	9	8,86	98,44	8	7
Горизонт Ю-П							
П-1	1868,5	1877,5	9	8,8	97,78	27	5
П-4	1872,0	1881,0	9	9,0	100	-	-
П-4	1881,0	1890,0	9	9,0	100	-	-
Всего по горизонту Ю-П:			27	26,8	99,26	27	5
Итого горизонтам:			45	43,16	95,91	35	12

Общая проходка с отбором кернa по нижнемеловому арыкумскому горизонту М-П-2 составила 9 м, вынос кернa 7,5 м, что составило 83,33% от проходки.

По верхнеюрскому горизонту Ю-П' проходка с отбором кернa составила 9 м, вынос кернa 8,86 м (98,44%) и по верхнеюрскому горизонту Ю-П проходка составила 27 м, вынос кернa 26,8 м (99,26%).

Общая проходка с отбором кернa по всем горизонтам составила 45 м, вынос кернa 43,16 м (95,91%).

Отбор кернa между горизонтами произведено по скважине П-1, проходка которой составила 9 м, вынос кернa 9 м и 100%.

Всего по месторождению лабораторные исследования произведены по 40 образцам, из них на горизонт Ю-П' приходится 8 образцов, на горизонт Ю-П – 27 образцов и на вне горизонта – 5 образцов. Кондиционными являются 12 образцов.

Освещенность эффективных нефтеводонасыщенных толщин выносом кернa горизонтами представлена в таблице 2.2.3.

Таблица 2.2.3 - Освещенность эффективных нефтеводонасыщенных толщин выносом кернa горизонтами

№скв.	Интервал отбора кернa, м		Проходка, м	Вынос кернa		Интервал коллектора		h эфф, м	
	кровля	подошва		м	%	кровля	подошва	нефть	вода
Горизонт М-II-2									
П-4	1685,0	1694,0	9	7,5	83,33	1686,4	1689,4	3	-
Горизонт Ю-III'									
П-1	1859,5	1868,5	9	8,86	98,44	1859,1	1861,1	-	2,0
Горизонт Ю-III									
П-1	1868,5	1877,5	9	8,8	97,78	1874,2	1877,0	-	2,8
П-4	1872,0	1881,0	9	9,0	100	1874,9	1905,4	-	30,5
П-4	1881,0	1890,0	9	9,0	100				
Всего по горизонту Ю-III:			27	26,8	99,26			-	33,3
Итого горизонтам:			45	43,16	95,91			3	35,3

После ОПЗ-2021г компанией «ГООСТРАТУМКЭР» (г.Актау) был проведен специальный анализ на 8 образцах кернa из скважины П-4 (горизонт М-II-2), где средняя пористость по керну составляет 13,4%, проницаемость -8,64мД, что не повлияло на ранее принятые значения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности.

Характеристика толщин горизонтов (объектов) приведена таблице 2.2.4. Статистические показатели характеристик неоднородности – в таблице 2.2.5. Характеристика коллекторских свойств и газо-нефтенасыщенности - в таблице 2.2.6.

Таблица 2.2.4 – Характеристика толщин горизонтов (объектов)

№№	Толщина	Наименование	Зоны горизонта (объекта)		По горизонту (объекту) в целом
			Газ	ГНЗ	
1	2	3	4	5	6
Горизонт М-I					
1	Общая	Средняя, м	8,1	-	8,1
		Коэффициент вариации, доли ед.	-	-	-
		Интервал изменения, м	8,1	-	8,1
2	Газонасыщенная	Средняя, м	4,7	-	4,7
		Коэффициент вариации, доли ед.	-	-	-
		Интервал изменения, м	4,7	-	4,7
3	Эффективная	Средняя, м	4,7	-	4,7
		Коэффициент вариации, доли ед.	-	-	-
		Интервал изменения, м	4,7	-	4,7
Горизонт М-II-2					
№№	Толщина	Наименование	ЧНЗ	ВНЗ	По горизонту (объекту) в целом
4	Общая	Средняя, м	11,9	13,0	12,4
		Коэффициент вариации, доли ед.	-	-	0,044

		Интервал изменения, м	11,9	13,0	11,9-13,0
5	Нефтенасыщенная	Средняя, м	5,6	4,6	5,1
		Коэффициент вариации, доли ед.	-	-	0,098
		Интервал изменения, м	5,6	4,6	4,6-5,6
6	Эффективная	Средняя, м	5,6	7,2	6,4
		Коэффициент вариации, доли ед.	-	-	0,125
		Интервал изменения, м	5,6	7,2	5,6-7,2

Таблица 2.2.5 – Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов (объектов)

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-I					
1	0,580	-	2	-	-
Горизонт М-II-2					
2	0,412	0,142	3	-	-

Таблица 2.2.6 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности горизонтов (объектов)

Метод определения	Наименование	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Коэффициент открытой пористости, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Газонасыщенность, доли ед.
1	2	3	4	5	6
Горизонт М-I					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	1	-	1
	Кол-во определений, шт.	-	2	-	2
	Среднее значение	-	0,23	-	0,43
	Коэффициент вариации	-	0,087	-	0,023
	Интервал изменения	-	0,18-0,20	-	0,40-0,56
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Горизонт М-II-2					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-

	Интервал изменения	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	2	2	-
	Кол-во определений, шт.	-	4	4	-
	Среднее значение	-	0,23	0,43	-
	Коэффициент вариации	-	0,111	0,073	-
	Интервал изменения	-	0,19-0,26	0,40-0,48	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-

Горизонт М-1. По скважине П-2 общая толщина горизонта 8,1 м, газонасыщенная толщина коллектора – 4,7 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,580 д.ед, коэффициент расчлененности в среднем равен 2.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,23 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности - от 0,43 д.ед.

Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Горизонт М-П-2. Общая толщина горизонта изменяется от 11,9 м (скв.П-4) до 13,0 м (скв.П-1), в среднем составляя 12,4 м, нефтенасыщенная толщина коллектора изменяется от 4,6 м (скв.П-1) до 5,6 м (скв.П-4), в среднем составляя 5,1 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,412 д.ед, коэффициент расчлененности в среднем равен 3.

По данным ГИС коэффициент пористости изменяется от 0,19 д.ед. до 0,26 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности - от 0,40 д.ед. до 0,48 д.ед. Среднее значение коэффициента пористости - 0,23 д.ед, нефтенасыщенности - 0,43 д.ед.

Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

2.3. Физико-химические свойства нефти и воды

Изучение состава и свойств нефти, газа месторождения проводились в 2020 году в лабораториях ТОО «Стратум КЭР».

2.3.1. Свойства нефти в пластовых условиях

Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях изучены по результатам лабораторных исследований одной пробы из скважины П-1 (горизонт М-П-2).

Горизонт М-П-2. По одной глубинной пробе, отобранной из скважины П-1, пластовая нефть характеризуется плотностью 0,7864 т/м³, вязкостью 3,98мПа·с. Давление насыщения составляет 0,66МПа, газосодержание – 0,76 м³/т, при объёмном коэффициенте 1,0542, соответственно пересчётный коэффициент 0,949 д.ед.

Результаты лабораторных исследований пластовой нефти приведены в

таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 – Свойства пластовой нефти горизонта М-II-2

Наименование	На дату проектирования			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
<i>а) Нефть</i>				
Давление насыщения газом, МПа	1	1	0,66	0,66
Газосодержание, м ³ /т	1	1	0,76	0,76
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	-	-	-	-
P1= МПа T1=°C	-	-	-	-
P2= T2=	-	-	-	-
P3= T3=	-	-	-	-
P4= T4=	-	-	-	-
P5= T5=	-	-	-	-
Суммарный газовый фактор, м ³ /т	-	-	-	-
Плотность, кг/м ³	1	1	0,7864	0,7864
Вязкость, мПа×с	1	1	3,98	3,98
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1	1	1,0542	1,0542
Температура насыщения парафином, °C	-	-	-	-
Пластовая температура, °C	1	1	45,6	45,6
<i>б) Газ газовой шапки</i>	-	-	-	-
Давление начала и максимальной конденсации, МПа	-	-	-	-
Плотность, кг/м ³	-	-	-	-
Вязкость, мПа×с	-	-	-	-
Содержание стабильного конденсата, г/м ³	-	-	-	-
<i>в) Пластовая вода</i>	-	-	-	-
Газосодержание, м ³ /т	-	-	-	-
в т.ч. сероводорода, м ³ /т	-	-	-	-
Объемный коэффициент, доли ед.	-	-	-	-
Вязкость, мПа×с	-	-	-	-
Общая минерализация, г/л	-	-	-	-
Плотность, кг/м ³	-	-	-	-

2.3.2. Компонентный состав выделившегося из нефти газа

Компонентный состав выделившегося из нефти газа представлен одним анализом из скважины П-1 горизонта М-II-2.

Горизонт М-II-2. Содержания компонентов: метана 72,131% моль, этана 2,159% моль, пропана 0,915% моль, бутанов 5,056% моль, пентанов 5,498% моль, азота 8,436% моль, углекислого газа 0,128% моль. Плотность газа по воздуху – 0,9415.

По углеводородным компонентам по сухости и жирности растворенный газ по А.Г.Дурмишьяну и И.С.Старобинцу классифицируется как сухой, низкоуглекислый и азотистый.

Компонентный состав выделившегося из нефти газа приведен в таблице 2.3.3.

Таблица 2.3.3 – Компонентный состав выделившегося из нефти газа

Наименование	состав растворенного в нефти газа в поверхностных условиях		при разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	растворенный газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Горизонт М-П-2					
Сероводород	-	-	-	-	-
Углекислый газ	-	-	0,128	-	-
Азот+редкие	-	-	8,436	-	-
в т.ч. гелий	-	-	-	-	-
метан	-	-	72,13	-	-
этан	-	-	2,16	-	-
пропан	-	-	0,915	-	-
изобутан	-	-	1,929	-	-
н. бутан	-	-	3,127	-	-
изопентан	-	-	2,49	-	-
н. пентан	-	-	3,008	-	-
гексаны	-	-	1,496	-	-
гептаны	-	-	4,043	-	-
остаток (C ₈ +высшие)	-	-	0,136	-	-
Молекулярная масса	-	-	-	-	-
Плотность газа, кг/м ³	-	-	-	-	-
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.	-	-	0,9415	-	-
Плотность нефти, кг/м ³	-	-	-	-	-

2.3.3. Свойства и состав нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти, отобранной в поверхностных условиях по арыкумскому продуктивному горизонту М-П-2, изучены по результатам лабораторных исследований одной пробы из скважины П-1.

Горизонт М-П-2. По пробе из скважины П-1 плотность нефти составляет 0,822 г/см³ и характеризуется как лёгкая, нефть высокопарафинистая (17,6% масс), малосернистая (0,046% масс), малосмолистая (4,21% масс). Кинематическая вязкость при 20°С не определена, вязкость при 30°С составляет 12,52 мм²/с, при 50°С - 5,8 мм²/с. Температура застывания нефти до +15°С, начало кипения 65°С, содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°С - 32% об, керосиновых до 300°С – 52% об.

Результаты лабораторных исследований по скважинам и горизонтам представлены в таблице 2.3.3.

Таблица 2.3.3 – Физико-химические свойства и фракционного состава разгазированной нефти горизонта М-II-2

Наименование	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	
	скв.	проб			
Вязкость при 20 °С, мПа×с	-	-	-	-	
при 50 °С, мПа×с	1	1	5,8	5,8	
Температура застывания, °С	1	1	15	15	
Массовое содержание, %	Серы	1	1	0,046	0,046
	Смол силикагелевых	1	1	4,21	4,21
	Асфальтенов				
	Парафинов	1	1	17,62	17,62
Объемный выход фракций, %	Н.к.	1	1	65	65
	до 100 °С	1	1	3,5	3,5
	до 150 °С	1	1	20	20
	до 200 °С	1	1	32	32
	до 300 °С	1	1	52	52

2.3.4. Физико-химическая характеристика конденсата и состав свободного газа

В 2020 году ТОО «Стратум КЭР» выполнены исследования конденсата и свободного газа, отобранного из скважины П-2 (горизонт М-I), по определению его физико-химических свойств и компонентного состава.

Характеристика конденсата

Горизонт М-I. Плотность конденсата равна 0,7484 г/см³ и относится к лёгким, по содержаниям: серы к малосернистым (0,001% масс), смол малосмолистым (0,77% масс). Объемный коэффициент составляет 1,0609, коэффициент сжимаемости - 0,7475. Кинематическая вязкость при 20°С составляет 1,15 мм²/с. Температура застывания нефти минус 40°С, начало кипения 64°С, содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°С – 87,5%.

Состав свободного газа

Горизонт М-I. Содержание метана составляет 69,27% моль, этана – 1,995% моль, пропана – 1,551% моль, бутанов 5,409% моль, пентанов 4,832% моль, азота 12,247% моль, углекислого газа 0,116% моль. Плотность газа по воздуху – 0,9251.

По углеводородным компонентам по сухости и жирности растворенный газ по А.Г.Дурмишьяну и И.С.Старобинцу классифицируется как сухой, низкоуглекислый и азотистый.

Физико-химические свойства конденсата представлены в таблице 2.3.4.1. Состав свободного газа представлен в таблице 2.3.4.2.

Таблица 2.3.4.1- Физико-химические свойства конденсата

№ скв.	Интервал перф.,м	Горизонт	Плотность, г/см ³	Кинематическая вязкость, мм ² /с					Тзаст., °С	Углеводородный состав, % масс						Хлористых солей, мг/л	Кислотное число, мгКОН/г	Объемный коэффициент	Коэффициент сжимаемости	Фракционный состав по Энглеру, в объемных %						Дата отбора
				10°	20°	30°	40°	50°		парафина	серы	смола	асфальтенов	мех.примесей	воды					коксуемость	НК	100°	150°	200°	250°	
П-2	1610,0-1618,0	М-I	0,7484	1,282	1,150	1,018	0,908	0,823	< -40	-	0,001	0,77	0,25	-	0,15	4189	0,318	1,0609	0,7475	64	7	54,5	87,5	-	-	18.10.2020г

Таблица 2.3.4.2 – Состав свободного газа

№скв.	Интервал перфорации,м	Горизонт	Парамеры исследования		Содержание, % моль														Молекулярная масса	Относительная плотность газа (по воздуху)	Дата отбора
			Дасление, МПа	Температура, °С	метан СН ₄	этан С ₂ Н ₆	пропан С ₃ Н ₈	бутан С ₄ Н ₁₀	изобутан СН(СН ₃) ₃	пентан С ₅ Н ₁₂	изопентан СН ₃ (СН ₂) ₃ СН ₃	гексан С ₆ Н ₁₄	гептан С ₇ Н ₁₆	октан С ₈ Н ₁₈	нонан С ₉ Н ₂₀	декан С ₁₀ Н ₂₂	углекислый газ СО ₂	азот N ₂			
П-2	1610,0-1618,0	М-I	1,959	61	69,27	1,995	1,551	3,419	1,99	2,589	2,243	1,308	3,121	0,113	0,027	0,005	0,116	12,247	26,942	0,9251	18.10.2020г

2.3.5. Состав и физические свойства пластовых вод

Горизонт М-П-2. По одной пробе из скважины П-1 минерализация пластовой воды составляет 60,0 г/дм³, плотность воды при 20⁰С равна 1,0511г/см³, среда воды слабокислая рН=5,8. Вода по классификации В.А.Сулина хлоридно-кальциевого типа.

В таблице 2.3.5 представлены содержания ионов и примесей в пластовой воде горизонта М-П-2.

Таблица 2.3.5 – Содержания ионов и примесей в пластовой воде горизонта М-П-2

Содержание ионов, мг/дм ³	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	сква.	проб		
1	2	3	4	5
Горизонт М-П-2				
Cl ⁻	1	1	36750,0	36750,0
SO ₄ ²⁻	1	1	185,0	185,0
HCO ₃ ⁻	-	-	-	-
Ca ²⁺	1	1	3320,0	3320,0
Mg ²⁺	1	1	386,0	386,0
Na ⁺ +K ⁺	1	1	19405,0	19405,0
Общая минерализация, г/дм ³	1	1	60,0	60,0
Плотность, г/см ³	1	1	1,0511	1,0511
Примеси	-	-	-	-
рН	1	1	5,8	5,8

2.4. Запасы нефти и газа

В 2021 году на месторождении по результатам бурения 5 скважин: П-1, П-2, П-4, Акш-4, Акш-6, из них в пределах площади продуктивности находятся 3 скважины (П-1, П-2, П-4), был составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и газа по состоянию изученности на 02.01.2021г» (протокол ГКЗ РК №2337-21-П от 22.07.2021г.). Согласно протокола запасы углеводородов геологические/ извлекаемые составляют:

нефти

по категории С₁– 256/ 89 тыс. т; по категории С₂– 450/ 118 тыс. т.

Соотношение геологических запасов нефти категории С₁ к С₂ составляет 36% и 64%.

Геологические запасы свободного газа по категории С₁ - 2 млн.м³; конденсата – 1 тыс.т.

В таблице 2.4.1 представлены подсчетные параметры, запасы нефти продуктивного горизонта М-П-2. В таблице 2.4.2 представлены запасы свободного газа и конденсата.

Таблица 2.4.1 - Подсчет запасов нефти по состоянию изученности на 02.01.2021г.

1	2	3	4	5	6	7	Коэффициенты, доли ед.			11	12	13	14
							8	9	10				
М-П-2	скв.П-1, П-4	ЧН	С ₁	249	4,8	1195	0,23	0,43	0,949	0,822	92	0,350	32
		ВН		628	3,4	2125	0,23	0,43	0,949	0,822	164	0,350	57
		ЧН	С ₂	405	4,8	1944	0,23	0,43	0,949	0,822	150	0,263	39
		ВН		1401	2,8	3888	0,23	0,43	0,949	0,822	300	0,263	79
Итого по месторождению			С ₁	877		3320					256		89
			С ₂	1806		5832						450	

Таблица 2.4.2 - Подсчет запасов свободного газа и конденсата

Горизонт	Район залежи	Зона	Категория	Площадь газонасыщенности, тыс.м ²	Средневзвешенная газонасыщенная площадь, м	Объем газонасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициенты, д.ед.		Пластовое давление, МПа		Коэффициент перевода технич. атм. в физические	Поправка на откл. от закона Бойля- Мариотта		Поправка на температуру	Геологические запасы пластового газа, млн.м ³	Коэффициент извлечения газа, д.е.	Извлекаемые запасы пластового газа, млн.м ³	Потенциальное содержание конденсата, г/м ³	Геологические запасы конденсата, тыс.т	Коэффициент извлечения конденсата, д.ед.	Извлекаемые запасы конденсата, тыс.т
							пористости	газонасыщенности	начальное (Рн)	конечное (Рк)		начальная (α н)	конечная (α к)								
М-1	скв. П-2	Г	С ₁	46	2,7	125	0,20	0,53	15,6	0,1	9,7	1,34	1	0,868	2	0,9	1,8	329,1	1	0,7	1
Итого по месторождению			С ₁	46		125									2		1,8		1		1

3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.1 Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации

Ранее права недропользования принадлежала ТОО «SSM-Ойл» согласно письма Министерства энергетики РК за №08-03-7664/И от 15.12.2015г., передавшее Дополнением №1 (рег.№43964 от 26.12.2016г) права недропользователя ТОО «KS-Oil» (письмо МЭМР РК № 261 от 13.10.2016 г).

В 2020 году Дополнением №2 (рег.№4814 от 02.06.2020г) права обязанности недропользователя ТОО «KS-Oil» по Контракту №4347 от 28.09.2016 г переданы АО «Нефтяная компания «КОР» (письмо МЭМР РК № 10-07-ЭК-28 от 05.04.2019 г) на проведение разведки углеводородного сырья сроком на 6 лет.

С августа 2020 года месторождение было введено во временную консервацию.

Месторождение Бастау по степени изученности находится на оценочном этапе, целью которого является оценка месторождения нефти, подготовка его к промышленному освоению и доразведка новых перспективных участков. Недостаточность данных о продуктивности залежей месторождения обуславливает проведение пробной эксплуатации.

Задачами пробной эксплуатации являются описание порядка ввода в эксплуатацию имеющихся в наличии скважин, получение дополнительной информации для подсчета запасов углеводородов, обоснования режима работы залежей, выделение эксплуатационных объектов и оценка перспектив развития добычи углеводородов месторождения.

Исходной информацией для составления проекта пробной эксплуатации месторождения послужили данные разведочных и оценочных работ, полученные в результате бурения, опробования, испытания и исследования скважин. При опробовании в нижнемеловых арыскупских отложениях в скважине П-1 получен приток нефти с водой и в скважине П-2 - приток газа с конденсатом, в верхнеюрских отложениях из скважин П-1, П-4, Акш-4 получены притоки воды.

На основе утвержденных оперативных запасов нефти и растворенного в нефти газа 2021 года (Протокол ГКЗ РК №2337-21-П от 22.07.2021г.) настоящим проектом предусматривается пробная эксплуатация нефтяной залежи мелового продуктивного горизонта М-П-2 месторождения Бастау.

Газовая залежь в районе скважины П-2 продуктивного горизонта М-П не вступает в пробную эксплуатацию из-за малых запасов свободного газа – 2 млн.м³, конденсата – 1 тыс.т.

Пробную эксплуатацию планируют вести путем расконсервации ранее пробуренных скважин П-1 и П-4. Бурение оценочных скважин в целях до изучения в рамках мероприятий по доразведке месторождения Бастау не рекомендовано из-за малой нефтенасыщенной толщины – 3,2м, низкого

коэффициента продуктивности – $0,77 \text{ м}^3/\text{сут} \times \text{МПа}$, высокой обводненности скважин при опробовании и испытании 24-100%, залежь водоплавающая. В ходе реализации пробной эксплуатации по фактическим данным возможно в будущем в рамках нового проектного документа будет рассмотрен вопрос о целесообразности бурения оценочных скважин.

Срок проведения пробной эксплуатации и завершения оценочных работ месторождения Бастау составит 3 года (с 01.01.2022г. по 01.01.2024г.).

3.2 Обоснование пространственных границ залежей горизонтов для проведения пробной эксплуатации

Границы изучаемой территории АО «Нефтяная компания «КОР» определены геологическим отводом на основании Протокола №15-РГ/МЭ РК от 13.12.2019 года. Площадь отвода составляет $160,01 \text{ км}^2$, глубина – до абсолютной отметки минус 3000 м.

В 2019-2021 года согласно проекта поисковых работ в пределах контрактной территории АО «Нефтяная компания «КОР» пробурены разведочные скважины П-2 и П-4 общим метражом 3940 м.

В 2020 году АО «Нефтяная компания «КОР» для уточнения геологического строения месторождения Бастау проведены работы по переобработке материалов ранее выполненных сейсморазведочных работ 3Д с учетом результатов бурения, его переинтерпретация, построены структурные карты по отражающим горизонтам: $K_{1пс_1}$ (кровля горизонта М-I), М-II-2 (кровля горизонта М-II-2), J3 (кровля акшабулакских отложений J_{3ак}), Ю-0-2 (в толще акшабулакских отложений), J-II (подошва верхнекумкольских отложений J_{2-3 км³}), J-III (кровля нижнего горизонта среднекумкольских отложений J_{2-3км²}), J-IV (в толще нижнекумкольских отложений J_{2-3км¹}), Pz (кровля палеозойских отложений) в масштабе 1:25000.

На дату составления отчета на балансе недропользователя АО «Нефтяная компания «КОР» числятся 5 скважин (П-1, П-2, П-4, Акш-4, Акш-6) фактическими глубинами от 1940 м до 2065 м.

3.3 Анализ результатов испытания и гидродинамических исследований скважин

Прямые замеры пластового и забойного давлений проведены в П-1, П-2, П-4 в 2020г. Результаты замеров скважин приведены в таблице 3.3.1.

Всего на месторождении Бастау опробование проведены в 8 объектах, из них притоки нефти с водой получены – в 1 объекте, притоки воды – в 4 объектах, в 1 объекте – газ и конденсат, в 2 объектах притоки не получены.

Таблица 3.3.1 – Замеры пластового и забойного давлений

Дата замера	№ скв	горизонт	квотля перф.	Глубинный манометр					Примечание
				Рзаб. манометр	Рпл. Атм.	Т, °С	Глубина замера, м	Отбивка забоя, м	
16.02.20	1	PZ/I-III	1851		144,8	79,8	1853,0		манометр АИС
05.10.20	1	М-II	1690		158,3	73,9	1693,0		манометр АИС, запись статического градиента
11.08.20	2	I-III-AB	1928	13,89		85,3	1985,4	1985,4	манометр АИС
15.09.20	4	М-II	1685		157,8	73,6	1688,0		манометр АИС, запись статического градиента

Распределение объектов опробования по горизонтам приведено в таблице 3.3.2.

Таблица 3.3.2 - Распределение объектов опробования по горизонтам

Горизонт	Кол-во объектов*	№ скв.	Результаты опробования			
			газ+конденсат	нефть+вода	вода	приток не получен
М-I	1	П-2	1	-	-	-
М-II-2	1	П-1	-	1	-	-
Ю-III'	2	П-2	-	-	-	-
Ю-III	1	П-4	-	-	1	2
Ю-III'+III+Pz	1	П-1	-	-	1	-
Ю-III+Pz	1	П-1	-	-	1	-
Ю-I+Pz	1	Акш-4	-	-	1	-
Всего	8		1	1	4	2

Примечание: * в объекты входят один или несколько совместно опробованных интервалов

Горизонт М-I. Опробование горизонта проведено в одной скважине П-2, в интервале перфорации 1610,0-1618,0м на 10 мм штуцере получен фонтанный приток газа с конденсатом: дебит газа составил 9,0 тыс.м³/сут, дебит конденсата – 0,2 м³/сут.

Горизонты М-II-2. Опробование проведено в одной скважине П-1, где в интервалах перфорации 1690,0-1693,0; 1694,0-1696,0м получен приток нефти с водой: дебит нефти составил 12,3 м³/сут, дебит воды -1,8 м³/сут.

Горизонт Ю-III'. В скважине П-2 в интервалах перфорации 1944,0-1952,5м и при совместном опробовании интервалов 1928,0-1937,0; 1944,0-1952,5 м притоки не получены.

Горизонт Ю-III. Опробование проведено в скважине П-4, где в интервале перфорации 1871,5-1874,0 м получен приток воды дебитом 24 м³/сут.

Горизонты Ю-III'+Ю-III+Pz. Опробование проведено в скважине П-1, где в интервалах перфорации 1851,0-1855,0; 1876,0-1878,0м получен приток воды дебитом 8,2 м³/сут.

Горизонты Ю-III+Pz. В скважине П-1 в интервале перфорации 1876,0-1878,0 м получен приток воды дебитом 15 м³/сут.

Горизонты Ю-I+Pz. В скважине Акш-4 опробование проведено в интервале 1825,0-1955,0м, получен приток воды дебитом 26,22 м³/сут.

Результаты опробования скважин приведены в таблице 3.3.3.

Таблица 3.3.3 – Результаты опробования скважин

№ скважин	Дата опробования		Альтитуда ротора, м	Интервал опробования, м		Искусственный забой, м	Диаметр и глубина спуска НКГ, ммхм	Способ вскрытия горизонта	Способ вызова притока	Диаметр штуцера, мм	Фактич. время работы штуцера, час	Давление, МПа				Депрессия, МПа	Дебит				Коэфф. продуктивности м³/сут*МПа	Среднединамический уровень, м	Т _{пл} , °С
	начало	окончание		каротаж.отм. абсолют. отм.								пластовое	забойное	затрубное	трубное		газа, тыс.м³/сут	конденсат, м³/сут	нефти, м³/сут	воды, м³/сут			
				кровля	подошва																		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Горизонт М-I																							
П-2	27.08.2020г 07.09.2020г	134,34	1610,0 -1475,7	1618,0 -1483,7	1702,0	73x1524	ЗПК-114 17 отв/м	фонтанный	10	-	15,6	2,4	0,7- 1,9	0,8- 1,1	-	9,0	0,2	-	-	-	1200	64,7	
Горизонт М-II-2																							
П-1	10.06.2020г 30.06.2020г	141,81	1690,0 -1548,2 1694,0 -1552,2	1693,0 -1551,2 1696,0 -1554,2	1742,6	73x1929,6	ЗПК-114 17 отв/м	механич.	-	-	14,1	6,57	0	0,03- 0,05	7,5	-	-	12,3	1,8	1,633	419	69,0	
Горизонт Ю-III'																							
П-2	18.07.2020г 22.07.2020г	134,34	1944,0 -1809,7	1952,5 -1818,2	1985,84	73x1800	ЗПК-114 17 отв/м	компрессиро- вание	-	-	-	-	-	-	-	Приток не получен				-	-	-	
П-2	28.07.2020г 11.08.2020г	134,34	1928,0 -1793,7 1944,0 -1809,7	1937,0 -1802,7 1952,5 -1818,2	1985,84	73x1800	ЗПК-114 17 отв/м	компрессиро- вание	-	-	-	-	-	-	-	Приток не получен				-	-	-	
Горизонт Ю-III																							
П-4	03.02.2021г 19.02.2021г	141,15	1871,5 -1730,4	1874,0 -1732,9	1914,2	73x1000	ЗПК-114 17 отв/м	механич.	-	-	-	-	0	0,05	-	-	-	-	24,0	-	-	-	
Горизонты Ю-III'+Ю-III+Pz																							
П-1	06.02.2020г 13.03.2020г	141,81	1851,0 -1709,2 1876,0 -1734,2	1855,0 -1713,2 1878,0 -1736,2	1929,61	73x1929,6	ЗПК-114 17 отв/м	механич.	-	-	14,5	-	0	0,05	-	-	-	-	8,2	-	-	79,8	
Горизонты Ю-III+Pz																							
П-1	25.12.2019г 29.01.2020г	141,81	1876,0 -1734,2	1878,0 -1736,2	1929,61	73x1929,6	ЗПК-114 17 отв/м	компрессиро- вание	-	-	7,67	-	-	-	-	-	-	-	15,0	-	-	76,1	
Горизонты Ю-I+Pz																							
Акш-4	12.07.1989г	147,1	1825,0 -1677,9	1955,0 -1807,9	-	-	ИПТ МИГ-146	-	-	-	-	-	-	-	14	-	-	-	26,2	992	-	-	

3.4 Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов

На месторождении Бастау с учетом утвержденных оперативных запасов нефти, свободного газа и конденсата по результатам поисково-разведочных работ выделены следующие продуктивные горизонты: в меловых отложениях М-I, М-II-2.

Утвержденные извлекаемые запасы нефти категории C_1 составляет 89 тыс.т. Площадь нефтеносности по категории запасов C_1 составляет 877 тыс.м².

Соотношение геологических запасов нефти категории C_1 к C_2 составляет 36% и 64%.

Залежь горизонта М-I по характеру насыщения газовая, залежь горизонта М-II-2 – нефтяная. По типу резервуара залежи продуктивных горизонтов пластовые, сводовые.

Притоки нефти с водой из скважины П-1 и приток газа с конденсатом из скважины П-2 получены в нижнемеловых отложениях, притоки воды из скважин П-1, П-4, Акш-4 - в верхнеюрских отложениях.

Физико-химические свойства нефти изучены в поверхностных и пластовых условиях по одной пробе из скважины П-1, состав и свойства пластовой воды – по 3 пробам из скважины П-1, состав газа и конденсата - по одному анализу из скважины П-2. Керн отобран в 2 скважинах (П-1, П-4). Общая проходка с отбором керна составляет 54 м, вынос керна – 52,16 м или 96,59% от проходки. Всего на анализ отобрано 40 образцов керна, из них представительными являются 12 образцов.

По одной глубинной пробе, отобранной из скважины П-1, пластовая нефть М-II-2 горизонта характеризуется плотностью 0,7864 т/м³, вязкостью 3,98 мПа·с. Давление насыщения составляет 0,66 МПа, газосодержание – 0,76 м³/т, при объёмном коэффициенте 1,0542, соответственно пересчётный коэффициент 0,949 д.ед.

По одной поверхностной пробе из скважины П-1 плотность нефти составляет 0,822 г/см³ и характеризуется как лёгкая, нефть высокопарафинистая (17,6% масс), малосернистая (0,046% масс), малосмолистая (4,21% масс). Кинематическая вязкость при 20°С не определена, вязкость при 30°С составляет 12,52 мм²/с, при 50°С - 5,8 мм²/с.

Плотность конденсата горизонта М-I равна 0,7484 г/см³ и относится к лёгким, по содержаниям: серы к малосернистым (0,001% масс), смол малосмолистым (0,77% масс). Объёмный коэффициент составляет 1,0609, коэффициент сжимаемости - 0,7475. Кинематическая вязкость при 20°С составляет 1,15 мм²/с.

Содержание метана свободного газа горизонта М-I составляет 69,27% моль, этана – 1,995% моль, пропана – 1,551% моль, бутанов 5,409% моль, пентанов 4,832% моль, азота 12,247% моль, углекислого газа 0,116% моль. Плотность газа по воздуху – 0,9251.

По углеводородным компонентам по сухости и жирности растворенный газ по А.Г.Дурмишьяну и И.С.Старобинцу классифицируется как сухой, низкоуглекислый и азотистый.

По одной пробе горизонта М-II-2 из скважины П-1 минерализация пластовой воды составляет 60,0 г/дм³, плотность воды при 20⁰С равна 1,0511г/см³, среда воды слабокислая рН=5,8. Вода по классификации В.А.Сулина хлоридно-кальциевого типа.

Учитывая вышеприведенные критерии, в настоящей работе выделен 1 объект пробной эксплуатации:

1 объект - меловой горизонт М-II-2.

Исходные геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов приведены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 – Выделение объектов пробной эксплуатации

Параметры	На дату проектирования	
	М-1	М-П-2
Средняя глубина залегания, м	1615,2	1692,7
ГНК, м	-1480,9	-
ВНК, м	-	-1554,2
Площадь газо-нефтеносности по категории С ₁ , тыс.м ²	46	877
Средняя общая толщина коллектора, м	4,7	15
Средняя газонасыщенная толщина, м	4,7	-
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	-	5,1
Пористость, доли ед.	0,20	0,23
Средняя газонасыщенность, доли ед.	0,53	-
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	-	0,43
Проницаемость по керну, мД	-	8,64
Проницаемость по ГДИС, *10 ⁻³ мкм ²	-	-
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,580	0,412
Коэффициент расчлененности, доли ед.	2	3
Пластовая температура, °С	64,7	69
Пластовое давление, МПа	15,6	15,8
Вязкость нефти в пласт. условиях, мПа*с	-	3,98
Плотность нефти в пласт. условиях, г/см ³	-	0,786
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	-	0,822
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	-	1,054
Содержание в нефти серы, %	-	0,046
Содержание в нефти парафина, %	-	17,62
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	0,66
Газосодержание нефти, м ³ /т	-	0,76
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	-	-
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	-	1,051
Средний коэффициент продуктивности, м ³ /сут*МПа	-	0,77

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

С целью подготовки площади под поисковое и разведочное бурение на участках структуры по данным геологического картирования и сейсмосьёмки 1989 году пробурены 2 скважины (Акш-4, Акш-6) до глубин 1955 м и 2065 м соответственно, вскрывшие палеозойские отложения. По данным ГИС в этих скважинах были выделены водонасыщенные коллекторы. В скважине Акш-4 при опробовании интервала 1825,0-1955,0 м получен приток воды дебитом 26,22 м³/сут. Скважины ликвидированы по геологическим причинам.

В 2016 году ТОО «Турангео» составлен «Проект поисковых работ» (письмо МЭМР РК исх.№08-2-03-3132/и от 23.06.2016г), где предусмотрено проведение бурения 3 скважин с целью выявления нефтегазоносных структур, переобработка и переинтерпретация сейсмических данных прошлых лет, геолого-геофизических и опробовательских работ.

В 2018-2021 года на южной части структуры Бастау пробурены две разведочные скважины П-1, П-4, вскрывшие палеозойские отложения.

Скважина П-1 пробурена до глубины 1950 м, где по данным ГИС в арыскупских отложениях выделены нефтеводонасыщенные коллекторы. В интервалах перфорации 1690,0-1693,0м, 1694-1696,0 м получены притоки нефти с водой: дебит нефти 12,3 м³/сут, дебит воды 1,8 м³/сут. В юрских отложениях по данным ГИС выделены водонасыщенные коллекторы, где при совместном опробовании интервалов 1851,0-1855,0м и 1876,0-1878,0 м получены притоки воды дебитом 8,2 м³/сут. В интервале перфорации 1876,0-1878,0 м получен приток воды дебитом 15 м³/сут. Скважина находится в консервации.

Скважина П-4 пробурена до глубины 1940 м, где в юрских отложениях по данным ГИС коллекторы водонасыщенные, при опробовании интервала 1871,5-1874,0 м получен приток воды дебитом 24 м³/сут. Скважина находится в освоении.

В 2019 году на восточной части структуры пробурена скважина П-2 до глубины 2000 м, вскрывшие нижнекумкольские отложения, где по данным ГИС в арыскупских отложениях выделены газонасыщенные коллекторы. При опробовании интервала 1610,0-1618,0м получен приток газа с конденсатом: дебит газа 9,0 тыс.м³/сут, дебит конденсата 0,2 м³/сут на 10 мм штуцере. В среднекумкольских отложениях в интервале перфорации 1944,0-1952,5м и в интервалах перфорации 1928,0-1937,0 м, 1944,0-1952,5 м притоки не получены. Скважина находится в консервации.

Всего на месторождении Бастау пробуренный фонд составляет 5 скважин, из них: 3 разведочные, 2 поисковые.

Общий пробуренный метраж составляет 9910 м: разведочное 5890 м, поисковое 4020 м.

В период проведения пробной эксплуатации месторождения Бастау предусматривается:

- ввод из консервации ранее пробуренных скважин (П-1, П-4);
- изучение параметров резервуаров, уточнение контуров нефтеносности, а также определение добывных возможностей и режимов работы пластов.

Таким образом, в период проведения дальнейшей пробной эксплуатации общее количество добывающих скважин составит 2 единицы.

Схема расположения проектных и пробуренных скважин представлена в графическом приложении 12.

В пробную эксплуатацию будут вовлечены запасы продуктивного горизонта М-II, где запасы нефти оценены по категории С₁ (таблица 2.4.1).

Характеристика фонда скважина на 01.08.2021г. представлена в таблице 3.5.1.

Техническое состояние пробуренных скважин на месторождении Бастау приведено в таблице 3.5.2.

Таблица 3.5.1 – Характеристика фонда скважин на 01.08.2021г.

№№	Категория	I объект	
		М-II	
		Кол-во	№№ скв.
1	Пробурено	5	П-1, П-2, П-4, Акш-4, Акш-6
2	Добывающий фонд		
3	в том числе:		
4	Действующие		
5	Бездействующие		
6	в консервации	3	П-1, П-2, П-4
7	Ликвидированные	2	Акш-4, Акш-6

Таблица 3.5.2 – Техническое состояние скважин на 01.08.2021г.

№ п/п	№ скв.	Категория	Дата бурения		Глубина скважины, м		Горизонт		Конструкция скважины			Состояние скважины
			начало	конец	проект.	фактич.	проект.	фактич.	Обс.кол./толщина стенки, мм	глубина спуска колонны, м	подъем цемента до устья, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	П-1	разведочная	<u>23.08.2018г</u>	2000	1950	Pz	Pz	324x9,5	58,66	до устья	В консервации	
			17.09.2018г					244,5x8,9	743,25	до устья		
								168,3x8,9	1941,59	до устья		
2	П-2	разведочная	<u>25.11.2019г</u>	2000	2000	Pz	J ₃	324x9,5	46,6	до устья	В консервации	
			24.12.2019г					244,5x8,9	747,51	до устья		
								168,3x7,3	1997,73	до устья		
3	П-4	разведочная	<u>15.12.2020г</u>	2000	1940	Pz	Pz	324x9,5	52,88	до устья	В консервации	
			15.01.2021г					244,5x8,9	752,92	до устья		
								168,3x7,3	1937,3	до устья		
4	Акш-4	поисковая	<u>30.05.1989г</u>	1950	1955	Pz	Pz	299 x 37,5	-	-	Ликвидирована по геологич. причинам	
			17.07.1989г					219 x 699	-	-		
5	Акш-6	поисковая	<u>01.08.1989г</u>	2100	2065	Pz	Pz	299 x 34	-	-	Ликвидирована по геологич. причинам	
			24.10.1989г					219 x 696	-	-		

3.6 Методы воздействия по увеличению продуктивности скважин

Из известных методов интенсификации притока на месторождении Бастау рекомендуется применять следующие методы воздействия на призабойную зону скважин: изоляция водопритока по результатам ГИС-контроль, реперфорация существующих интервалов.

3.7 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации

Выбор методики прогнозирования технологических показателей разработки для выделенных эксплуатационных объектов и коэффициентов извлечения нефти (КИН) залежей зависит от стадии освоения и степени изученности месторождения, принятой геолого-физической модели, режимов эксплуатации залежей и возможных вариантов разработки, а также накопленного опыта разработки аналогичных месторождений.

Важно отметить, что на данном этапе изученности месторождения для прогнозирования имеется очень ограниченная информация о продуктивности пробуренных скважин. Поэтому в рамках данной работы при выборе проектных решений имеют место условности. Для прогноза технологических показателей разработки и КИН использовался метод падения среднего дебита нефти скважины во времени.

Для скважин I объекта проектный входной дебит нефти был принят на уровне 14,1 т/сут по данным предыдущей эксплуатации скважин, а падение дебита нефти по скважинам принято на уровне 10% в год.

Ввод в эксплуатацию из консервации запланирован на начало проектного года. Проектный коэффициент эксплуатации добывающих скважин принят на уровне 0,90 д.ед.

Вначале выполнены расчеты технологических показателей разработки для выделенных эксплуатационных объектов и технологические КИН. Далее, выполнены расчеты технико-экономических показателей разработки и определены рентабельные КИН.

4. ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Период пробной эксплуатации залежей мелового горизонтов М-II предусматривается 3 года. В первый год пробной эксплуатации будут введены из консервации 2 скважины (П-1, П-4).

Расчеты прогнозных объемов добычи нефти, жидкости, растворенного газа проведены с учетом результатов опробования, сроков пребывания скважин в пробной эксплуатации согласно плану исследований, режимов работы скважин и пластов. Режим работы залежей принят упруговодонапорный.

Расчеты объемов добычи нефти по годам проведены для каждой скважины с учетом сроков ввода скважин из консервации, способа эксплуатации и режимов работы скважин и пласта. Расчет добычи газа основан на результатах определения среднего газового фактора, принятого в подсчете запасов.

За весь период пробной эксплуатации будет добыто 25,1 тыс.т нефти, 53,4 тыс.т. жидкости, обводненность продукции составит 62,1%.

Технологические показатели в период пробной эксплуатации месторождения Бастау приведены в таблицах 4.1.1, 4.1.2.

Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин на период пробной эксплуатации месторождения Бастау

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод из консервации	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки	Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнет. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.		Среднегодовая приемистость одной скважины
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	действующих		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.				ед.	ед.		тыс.м	ед.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14
2022	0	0	0	2	2	3,8	2	2	0	14,1	23,8	0
2023	0	0	0	0	2	3,8	2	2	0	12,7	27,4	0
2024	0	0	0	0	2	3,8	2	2	0	11,4	30,1	0

Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости на период пробной эксплуатации месторождения Бастау

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Коеф. нефтеизвлечения, %	Годовая добыча жидкости, тыс. т	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	Обвод. продукции, %	Компенсация отбор. закачкой, %	Закачка рабочих агентов	
		начальных	текущих								годовая закачка воды, тыс. м ³	накопленная закачка воды, тыс. м ³
2022	9,3	10,4	10,6	11,1	12,5	4,3	15,6	18,9	40,8	0	0	0
2023	8,3	9,4	10,7	19,4	21,8	7,6	18,0	36,8	53,6	0	0	0
2024	7,5	8,4	10,8	26,9	30,3	10,5	19,8	56,6	62,1	0	0	0

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

5.1. Цели и направления исследовательских работ

Целевое назначение настоящего Проекта пробной эксплуатации состоит в получении и анализе данных для уточнения геологического строения месторождения, контроля за изменением технологических параметров работы скважин и промысловых характеристик пластовой системы в течение всего времени реализации проекта.

Целью проведения исследовательских работ на скважинах, во время пробной эксплуатации месторождения Бастау, является уточнение принятой геологической модели месторождения, характера распространения выявленных залежей углеводородов, геолого-промысловой характеристики, изучение продуктивности коллекторов, уточнение проницаемости пластов по данным гидродинамических исследований, изучение режима работы залежей и физико-химических свойств пластовых флюидов, а также реализация работ по доразведке месторождения с целью выполнения рекомендаций ГКЗ РК и ЦКРР РК.

Полученные, в ходе реализации пробной эксплуатации, данные будут способствовать в подготовке отчета по подсчету запасов углеводородов месторождения, достоверной оценке их промышленного значения, и технико-экономическому обоснованию целесообразности вовлечения месторождения в промышленную разработку.

5.2. Программа испытаний и контроля за пробной эксплуатацией

Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин

В период пробной эксплуатации промыслово-геофизические исследования (ГИС) должны проводиться по двум направлениям:

1. В открытом стволе после окончания проводки скважины;
2. В эксплуатационных скважинах - исследования по контролю за разработкой.

Исследования в открытом стволе

Исходя из анализа материалов качественной и количественной интерпретации геофизических исследований в скважинах, выходящих из бурения, с целью расчленения разреза на коллекторы и вмещающие, выделения эффективных газо-, нефте- и водонасыщенных толщин и определения характера их насыщения, оценки фильтрационно-емкостных свойств, наиболее рационально выполнение следующего комплекса промыслово-геофизических исследований в открытом стволе:

Общие исследования по всему стволу в масштабе глубин 1:500:

- запись кажущегося сопротивления КС;
- боковой каротаж (БК);
- самопроизвольная поляризация (ПС);

- кавернометрия (КВ);
- естественная радиоактивность (ГК);
- нейтронный каротаж (НК);
- нейтрон-нейтронный гамма-каротаж (ННГК);
- инклинометрия (Инк).

Детальные исследования в интервалах продуктивных отложений в масштабе глубин 1:200, включают в себя:

- боковой каротаж (БК);
- запись кажущегося сопротивления (КС);
- самопроизвольная поляризация (ПС);
- кавернометрия (КВ);
- естественная радиоактивность (ГК);
- нейтронный каротаж (НК);
- индукционный каротаж (ИК);
- акустический каротаж по скорости пробега упругих волн (АК);
- плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П);
- микрокаротаж (МК);
- нейтронный гамма-каротаж (НГК);
- ВИКИЗ.

Также можно дополнительно выполнить ядерно-магнитный каротаж с целью уточнения фильтрационно-емкостных свойств и насыщения пластов-коллекторов, уточнения граничного значения пористости и проницаемости, определяемых по ГИС, а также проведение спектрального гамма - каротажа (ГК-С) для уточнения природы естественной радиоактивности.

Для учета искривления ствола скважины и ориентации его в пространстве - выполнить инклинометрию по всему стволу скважины с точками замера через 10 м.

Особое внимание необходимо уделять исследованиям по оценке качества цементирования обсадных колонн - акустической цементометрии (АКЦ). Для оценки качества цементирования обсадных труб, определения высоты подъема цемента за колонной, оценки состояния цементного камня и качества изоляции пластов и горизонтов друг от друга и от дневной поверхности применяют методы термометрии, гамма-гамма-каротажа, акустической цементометрии, ФКД (фазокорреляционные диаграммы), а также гамма-дефектомера-толщиномера (СГДТ), модификации аппаратуры ЭМДСТ (электромагнитной дефектоскопии, толщинометрии).

Приведенный выше комплекс следует выполнять во всех вновь пробуренных скважинах.

Исследования в эксплуатационной скважине

В период пробной эксплуатации основными задачами промыслово-геофизических исследований по контролю (ГИС) за разработкой являются:

- изучение охвата процессом дренирования продуктивных пластов;
- изучение профиля притока пластового флюида;

- исследования динамики продуктивности и энергетического состояния объектов эксплуатации;
- контроль за текущим положением водонефтяного контакта;
- контроль технического состояния обсадных колонн и качество их цементирования.

Результаты интерпретации геофизических исследований по контролю используются также:

- для разработки геолого-технических мероприятий при оперативной оценке работы скважин в процессе их эксплуатации;
- в расчетах, проводимых по результатам гидродинамических исследований;
- при оценке эффективности обработок призабойной зоны, проводимых для интенсификации добычи.

Для решения поставленных задач в добывающих скважинах комплекс ГИС обычно включает высокоточную термометрию (ВТ) и барометрию для изучения распределения по всему стволу температуры и давления.

В интервале перфорации помимо термометрии и барометрии комплекс содержит:

- гамма-каротаж (ГК) - для привязки методов ГИС к разрезу и выявления техногенных гамма-аномалий;
- локатор муфт (ЛМ);
- механическую (РГД) и термокондуктивную (СТД) дебитометрии - для определения профиля притока пластового флюида;
- влагометрию (ВГД) - для обнаружения мест притока воды и установления водонефтяного раздела в стволе скважины;
- плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК) - для разделения пластового флюида в стволе скважины на составляющие компоненты - газ, нефть, вода.

В скважинах, расположенных вблизи ВНК, в комплекс следует включить резистивиметрию для обнаружения начальных признаков обводнения.

В процессе эксплуатации каждой скважины комплекс методов ГИС должен уточняться в зависимости от работы скважины и состава поступающего пластового флюида.

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» первые исследования методами ГИС по контролю проводятся после вызова притока и достижения устойчивого режима работы скважины. Последующие исследования проводятся после любых воздействий на пласт, изменений в продуктивности скважины, изменений состава добываемого флюида.

Неотъемлемой частью контроля за разработкой месторождения является контроль за техническим состоянием скважин, в задачу которого входит выявление нарушений герметичности цементного кольца и обсадной колонны.

Такой контроль на месторождении с начала разработки осуществляется следующим образом: первоначальные исследования проводятся непосредственно после выхода скважины из бурения, спуска обсадной колонны и цементации для определения высоты подъема цемента и сцепления цементного камня с колонной. Данные этих исследований используются также в качестве фоновых измерений для изучения динамики образования дефектов в процессе эксплуатации скважины.

При обнаружении признаков, указывающих на дефекты обсадных колонн, интервалы затрубной циркуляции, проводятся повторные исследования АКЦ, исследования толщиномером-дефектомером (СГДТ), а также комплекс ГИС для оценки герметичности обсадных колонн - метод естественной гамма-активности, расходомерию, локатор муфт, термометрию, причем термометрию проводят по всему стволу скважины.

Анализ материалов геофизических исследований, наряду с промысловыми данными, позволит выделить работающие интервалы, определить профиль притока и характер поступающей из пласта жидкости, отбить водонефтяной контакт, контролировать глубину спуска башмака НКТ, следить за техническим состоянием колонн и выявлять интервалы межколонных перетоков.

ГИС в действующих скважинах следует проводить в комплексе с гидродинамическими и физико-химическими методами исследования.

Отбор кернa и шлама

При бурении проектных оценочных скважин необходимо произвести отбор и лабораторные исследования кернa из продуктивных разрезов. Минимальная величина выноса кернa 80% от толщины нефтенасыщенного коллектора. Упаковка кернa и отбор на различные виды лабораторных исследований должны строго соответствовать требованиям инструкции. Интервалы отбора кернa указываются Заказчиком и могут быть уточнены по ходу бурения скважины по результатам ГИС.

Отбор кернa необходим для уточнения петрофизических зависимостей и изучения изменчивости емкостно-фильтрационных свойств коллекторов по площади и по разрезу.

На кернax должны проводиться следующие виды лабораторных исследований:

- изучение литологии, петрографии и стратиграфии разреза;
- определение геолого-геофизических параметров пород и получение исходных данных для оценки запасов нефти и газа:
- плотность минералогическая и объемная,
- пористость общая и открытая,
- проницаемость абсолютная и фазовая,
- нефтеводонасыщенность начальная,
- остаточная водонасыщенность
- глинистость,

- карбонатность.

Для выборочных образцов определяется коэффициент вытеснения нефти.

Отбор шлама предусматривается по всему разрезу проектной скважины. По продуктивной части разреза частота отбора должна составлять 2 м.

При необходимости можно дополнить отбором боковых грунтов для обеспечения точной литологической привязки керна к каротажу, более точного изучения литологии разреза продуктивных отложений.

Комплекс физико-химических исследований нефти и газа

Цель исследований нефти и нефтяного газа состоит в получении исчерпывающих данных об их свойствах и составе, которые в пределах эксплуатационных объектов месторождений, как правило, не постоянны.

Игнорирование неоднородности свойств нефти по площади залежи и отсутствие контроля за изменением физико-химических свойств нефти в процессе эксплуатации месторождения могут привести к серьезным ошибкам при прогнозировании параметров разработки месторождения.

В связи с обширной областью применения результатов исследования нефти и нефтяного газа, требующихся для подсчета запасов нефти и газа, при составлении технологических схем разработки месторождения, при проектировании промыслового оборудования, а также при решении многих других задач нефтедобычи, нефтесбора и нефтетранспорта необходим большой комплекс исследований, в который входят:

- физические параметры нефти в условиях пласта, включающие в себя давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости нефти, усадка нефти, температуру насыщения нефти парафином;

- состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти; содержание неуглеводородных (азота, углекислого газа, сероводорода, гелия) и углеводородных (метана, этана, пропана, бутанов, пентанов, гексанов и высших) компонентов.

- изменение параметров пластовой нефти в зависимости от давления и температуры;

- исследование распределения углеводородов между газовой и жидкой фазами при ступенчатой сепарации пластовой нефти;

- физико-химическая характеристика дегазированной нефти, в которую входят следующие параметры - плотность, вязкость, молекулярная масса, температура застывания и насыщения нефти парафином, фракционный состав, содержание парафина, асфальто-смолистых веществ, серы, воды и хлористых солей.

Все эти параметры должны быть определены при помощи специальной аппаратуры для отбора и исследования в соответствии с действующими в отрасли стандартами.

Подход к выбору скважин для исследований, методы и средства для отбора и исследований глубинных проб пластовой нефти регламентируются в ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Главным условием отбора качественных глубинных проб является наличие однофазного притока пластовых флюидов на забой скважины, что возможно при превышении забойного давления над давлением насыщения. Отбор качественных проб пластовой нефти в условиях предельной или близкой к предельной насыщенности нефти газом имеет ряд особенностей и трудностей.

Для отбора качественных глубинных проб необходимо правильно подготовить скважину, главным условием, которого является работа скважины только на минимальном режиме.

Подготовка скважины для отбора глубинных проб выполняется в следующем порядке:

- * оборудование устья скважины лубрикаторной площадкой;
- * предварительная отработка скважины в течение трех суток на минимальном режиме;
- * остановка скважины на восстановление пластового давления;
- * замер пластового давления и пластовой температуры;
- * пуск скважины на минимальном режиме;
- * отбор трех проб пластовой нефти.

Порядок выполнения экспериментов на установке высокого давления в зависимости от комплексов исследований (обязательный, расширенный или полный) и методика расчетов определены ОСТ 39-112-80. По результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти строятся графические зависимости газосодержания, плотности пластовой нефти и объемного коэффициента от давления.

Таким образом, для получения исчерпывающих данных по свойствам и составу пластовой нефти месторождения рекомендуется произвести отбор глубинных проб нефти не менее чем по три пробы по каждой скважине. По одной из проб с каждой скважины выполнить полный комплекс исследований, в который входят следующие характеристики: давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, плотность, вязкость, молекулярная масса, структурно-механические свойства, коэффициенты сжимаемости и термического расширения пластовой нефти, компонентный состав газа, пластовой и дегазированной нефти. Кроме того, должно быть выполнено дифференциальное разгазирование с определением выше перечисленных характеристик в зависимости от давления и температуры.

Согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» в обязательный комплекс промысловых измерений входят:

- замеры промыслового газового фактора;
- определение обводненности продукции скважин.

Замеры обводненности скважин осуществляются с периодичностью, зависящей от состояния их обводнения:

- по безводным скважинам - ежемесячно;
- по обводнившимся скважинам - 1 раз в неделю.

Комплекс гидродинамических исследований

Исходя из цели пробной эксплуатации следует предусматривать надежный контроль за изменением технологических параметров работы скважин и промысловых характеристик пластовой системы в течение всего времени реализации проекта. В связи с этим приводится минимально необходимый объем исследовательских работ:

1. Изучение режима работы продуктивной толщи по данным длительной эксплуатации скважин.

Важнейшим критерием рациональности разработки залежи является расход естественной пластовой энергии на единицу добычи нефти, который контролируется следующими характеристиками:

- снижение пластового давления на единицу добычи нефти;
- изменение профиля притока нефти.

В соответствии с этим, в ходе реализации ППЭ необходимо вести контроль за разработкой, в частности организовать контроль за изменением забойного давления, пластового давления, температуры при длительной работе скважин на постоянном режиме; на каждом установившемся режиме проводить исследование притока дебитометром.

2. Изучение дебитной характеристики скважин. Определить характер устойчивости дебитов скважин при различных режимах работы. Контроль за выносом мехпримесей для оценки устойчивости коллекторов. Для оценки, текущей продуктивности скважин в конце каждого периода длительной эксплуатации на одном режиме проводится гидродинамическое исследование скважин методом установившихся отборов (прослеживание уровня). Таким образом, будет возможность сравнения длительных и кратковременных режимных характеристик продуктивной толщи.

О технологии исследования методом установившихся отборов

При исследовании необходимо на нескольких (в нашем случае 6 оборотных режимах ВН) работы скважин замерить ее дебит и забойное давление (динамический уровень), а также измерить пластовое давление в остановленной скважине.

Исследования МУО в период пробной эксплуатации должны проводиться как разовые по всем новым скважинам, а также по действующим скважинам после длительной отработки на одном из режимов. Во время замера дебита на каждом режиме определяется газовый фактор (при фильтрации в пласте газированной жидкости) и отбираются поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводненность и содержание песка. На основании данных исследования строится индикаторная диаграмма (зависимость дебит - депрессия на забое).

Метод установившихся отборов позволяет определить коэффициент продуктивности добывающей скважины, проницаемость, а также оценить значение комплексного параметра - гидропроводности пласта.

Согласно статье 60 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», в проектом документе по пробной эксплуатации нефтяных и нефтегазовых месторождений должно приводиться обоснование забойного давления относительно давления насыщения нефти газом на основе данных специальных режимных исследований скважин, проводимых в период пробной эксплуатации месторождения Бастау.

Проведение данных исследований помогут определить наиболее оптимальный режим работы скважины и выявление критических значений $R_{заб}$ в работе скважины, ниже которой начинается разгазирование пласта, и соответственно рост газового фактора.

Исследования должны проводиться в следующей последовательности:

- создание депрессии на пласт на одном режиме;
- работа скважины до получения стабильного дебита и устьевых параметров;
- определение установившихся дебитов и давления;
- работа скважины до стабилизации дебита.

Сущность метода исследования на установившихся режимах заключается в многократном изменении режима работы скважины и, после установления каждого режима, регистрации дебита и забойного давления. Коэффициент продуктивности скважин определяют с помощью уравнения:

$$Q = K(R_{пл} - R_{заб})n,$$

где: Q – дебит скважины; K – коэффициент продуктивности; $R_{пл}$, $R_{заб}$ - пластовое и забойное давления, соответственно; n – коэффициент, равный 1, когда индикаторная линия прямая; $n < 1$, когда линия выпуклая относительно оси перепада давления; $n > 1$.

Согласно «Единым правилам ...» при гидродинамических исследованиях методом установившихся отборов должно быть предусмотрено не менее трех режимов с забойными давлениями ниже давления насыщения с обязательным замером дебитов нефти и газового фактора и определена зависимость уменьшения коэффициента продуктивности от уровня снижения забойного давления относительно давления насыщения.

Исследования должны проводиться как разовые по всем новым скважинам, а также 1 раз в полгода по всему фонду добывающих скважин.

Метод восстановления давления (метод восстановления уровня) - КВД, КВУ (для нагнетательных скважин КПД, КПУ), также используется для изучения гидродинамических характеристик скважин и фильтрационных свойств в районе этих скважин.

В процессе исследования методом восстановления давления регистрируется забойное давление добывающей скважины при ее эксплуатации на установившемся режиме (с постоянным дебитом жидкости)

и изменение забойного давления после остановки скважины. До остановки скважины на исследование КВД необходимым условием является работа скважины в течение продолжительного времени на установившемся режиме. Наиболее точные результаты исследования обеспечивает непосредственная регистрация давлений на забоях скважин с помощью глубинных манометров. При исследовании добывающих скважин, имеющих избыточное буферное и затрубное давление, одновременно с регистрацией КВД на забое регистрируется изменение буферного и затрубного давления. Эта информация используется при обработке КВД с учетом дополнительного притока жидкости. Перед остановкой скважин должны быть определены, с возможно большей точностью дебит скважины и обводненность ее продукции.

Исследования скважин методом восстановления давления в период пробной эксплуатации должны проводиться в виде разовых исследований по всем новым скважинам, а также 1 раз в полгода по всему фонду добывающих скважин.

В результате обработки материалов исследований скважин методом восстановления давления определяются комплексные параметры: гидропроводность и отношение пьезопроводности к приведенному радиусу скважины, а также проницаемость пласта в зоне вокруг скважины, коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях, а также интерполированное пластовое давление.

Определение пластового давления и температуры:

По всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты, после выхода их из бурения или проведения ремонтных работ следует осуществлять определение пластового давления и температуры в виде разовых исследований с целью оценки начальных термобарических характеристик пласта.

В добывающих скважинах необходимо проводить систематические замеры пластового давления и температуры с периодичностью – 1 замер в квартал для контроля за текущим термобарическим состоянием пластов.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем добывающим скважинам: новым и после выхода из ремонта, и 1 раз в квартал по всему фонду добывающих скважин.

Забойное давление, когда это технически возможно, замеряется глубинными манометрами. При невозможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня (с помощью эхолотов) и последующего пересчета.

Гидрохимические исследования

При проектировании и разработке нефтяных месторождений для определения ресурсов для заводнения, подсчета запасов, контроля за заводнением и обводненностью залежей необходимо изучение состава и

свойств подземных вод. Изменение экологических условий недр, происходящее вследствие эксплуатации месторождения, вызывает необходимость контроля за составом и свойствами вод, участвующих в технологическом процессе с целью прогнозирования техногенных гидрохимических процессов.

Контроль за свойствами и состоянием водных объектов необходимо вести по следующим основополагающим показателям:

- физико-химическая характеристика воды, в которую входят физические параметры - плотность, вязкость, температура, водородный показатель (рН) и химические параметры - 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^++K^+), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ.

- микробиологический анализ - определение количества сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) в попутно-добываемой воде, обводняющей скважин.

Данные исследования по пластовым водам включают отбор проб и определение физико-химического и микробиологического состава вод при наличии воды в продукции добывающих скважин 1 раз в квартал.

Виды и объемы исследовательских и промысловых работ представлены в таблице 5.2.1, составленной в соответствии с утвержденными руководящими документами.

Таблица 5.2.1 - Комплекс исследовательских работ на период пробной эксплуатации

№ п/п	Виды исследований	Периодичность проведения
1	2	3
1	Замер дебитов нефти, газа, воды, трубных и затрубных давлений и температуры на устье.	При вводе в ПЭ на 3-х режимах
		При ПЭ - ежедневно
2	Определение обводненности продукции скважин	Разовые определения при вводе скважин в эксплуатацию
		В процессе ПЭ – ежедневно
3	Определение газового фактора	Разовые определения при вводе скважин в эксплуатацию
		По всему действующему фонду добывающих скважин ежедневно
4	Замер пластового давления (статического уровня)	Разовые замеры при вводе скважин в эксплуатацию
		В процессе ПЭ – в начале после каждой длительной отработки на режимах, затем 1 раз в квартал по всему фонду добывающих скважин.
5	Замер забойного давления (динамического уровня), пластовой температуры	Разовые замеры при вводе скважин в эксплуатацию
		В процессе ПЭ – в начале после каждой длительной отработки на режимах, затем 1 раз в квартал по всему фонду добывающих скважин.
6	Исследования методом восстановления давления	Разовые исследования при вводе скважин в эксплуатацию
		В процессе ПЭ - после каждой отработки на режимах, затем 1 раз в полгода по всему фонду добывающих скважин.
7	Исследования методом установившихся отборов (не менее чем на 3-х режимах)	Разовые исследования при вводе скважин
		В процессе ПЭ - после каждой отработки на режимах, затем 1 раз в полгода по всему фонду добывающих скважин.
8	Отбор и анализ поверхностных и глубинных проб нефти и газа	Разовые исследования при вводе скважин в эксплуатацию
		В процессе ПЭ - поверхностные пробы 1 раз за полугодие
9	Исследования на приемистость	Разовое исследование в одной скважине из числа добывающих
10	Отбор проб и химический анализ попутной воды	При наличии воды в продукции добывающих скважин 1 раз в квартал
11	Определение источников и интервалов обводнения	При изменении состава флюида
12	Обследование состояния колонны и цементного камня	Разовые исследования при вводе скважин в эксплуатацию

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

6.1 Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

Технологические условия эксплуатации, на которых базируется выбор способа добычи нефти, рационального оборудования и режимов его работы, определены исходя из геолого-промысловой характеристики разрабатываемых продуктивных горизонтов, физико-химических свойств флюидов и проектных технологических показателей, основанных на результатах опробования, испытания и исследования скважин при оценке контрактной территории на месторождения Бастау.

На месторождении находятся 5 скважин (П-1, П-2, П-4, Акш-4, Акш-6), из них скважины (П-1, П-2) в временной консервации (Акш-4, Акш-6) ликвидирована по геологическим причинам, П-4 в освоении после бурения.

Устья скважин оборудованы фонтанными арматурами, рассчитанными на рабочее давление 21 МПа. Лифтовые колонны в скважинах состоят из НКТ диаметром 73 мм. Низ колонных лифтовых труб спущен выше интервала перфорации на 10,3 м и оборудован воронкой.

Обобщая результаты проведенного анализа технологических условий эксплуатации скважин, можно сделать вывод, что дальнейшая разработка месторождения Бастау на контрактной территории будет основана на винтовом способе добычи УВС.

Технологическим условиям эксплуатации скважин месторождения на контрактной территории соответствует фонтанная арматура АФК-65Х35 по ГОСТ 13846-2003, рассчитанная на рабочее давление 35 МПа или соответствующая ей фонтанная арматура по классификации АНИ (5000 PSI), с диаметром стволовой части елки и боковых отводов 65 мм, с ручным способом управления запорными устройствами – задвижками. Ствол фонтанной елки должен быть оборудован двумя запорными устройствами. Боковые отводы арматуры оборудованы запорными устройствами и регулируемы штуцерами. Компоновка устья скважины может включать также систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений на выход фонтанного клапана, чтобы избежать затвердевания парафиновых осадков в выкидных линиях, особенно в зимнее время.

Компоновке фонтанного лифта соответствуют применяемые НКТ диаметром 73 мм с толщиной стенок 5,5 мм и глубиной спуска до интервала перфорации. На месторождении целесообразно применять трубы с высаженными наружу концами, марки Д (исполнение А, ГОСТ 633-80) или J-55 (стандарт 5А, АНИ). Выбор одноступенчатой компоновки лифтовой колонны и её размер основаны на том, что они обеспечивают: максимальную отдачу скважины; успешное проведение необходимых геофизических исследований; возможность проведения при необходимости прямых и обратных промывок с использованием гибких труб, без проведения подземного ремонта и подъёма НКТ. Также с целью исключения влияния

пластовых флюидов на эксплуатационную колонну рекомендуется включать в компоновку подземного оборудования пакер.

Глубина спуска НКТ до интервала перфорации для скважины обусловлена необходимостью сохранения скорости потока с выносом с забоя жидкости. Башмак колонны оборудуется воронкой или перфорированным патрубком.

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

В процессе пробной эксплуатации месторождения Бастау на контрактной территории возможны осложнения, связанные с выпадением асфальто-смолистых веществ и парафина в нефтепромысловых оборудованьях, системах сбора и подготовки нефти, которые приводят к снижению дебитов.

Мероприятия по борьбе с асфальто-смолистыми парафиновыми отложениями

Горизонт М-II-2. По одной глубинной пробе, отобранной из скважины П-1, пластовая нефть характеризуется плотностью 0,7864 т/м³, вязкостью 3,98 мПа·с. Давление насыщения составляет 0,66 МПа, газосодержание – 0,76 м³/т, при объёмном коэффициенте 1,0542, соответственно пересчётный коэффициент 0,949 д.ед.

Компонентный состав выделившегося из нефти газа представлен одним анализом из скважины П-1 горизонта М-II-2.

Горизонт М-II-2. Содержания компонентов: метана 72,131% моль, этана 2,159% моль, пропана 0,915% моль, бутанов 5,056% моль, пентанов 5,498% моль, азота 8,436% моль, углекислого газа 0,128% моль. Плотность газа по воздуху – 0,9415.

Горизонт М-I. Плотность конденсата равна 0,7484 г/см³ и относится к лёгким, по содержаниям: серы к малосернистым (0,001% масс), смол малосмолистым (0,77% масс). Объёмный коэффициент составляет 1,0609, коэффициент сжимаемости - 0,7475. Кинематическая вязкость при 20°С составляет 1,15 мм²/с. Температура застывания нефти минус 40°С, начало кипения 64°С, содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°С – 87,5%.

Горизонт М-I. Содержание метана составляет 69,27% моль, этана – 1,995% моль, пропана – 1,551% моль, бутанов 5,409% моль, пентанов 4,832% моль, азота 12,247% моль, углекислого газа 0,116% моль. Плотность газа по воздуху – 0,9251.

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.

В последнее время в мировой практике добычи парафинистых нефтей нашло широкое применение использование метода магнитно-индукционной обработки нефтей (МИОН) для борьбы с отложениями парафина на поверхности лифтовых труб и труб нефтесборных коллекторов. В качестве магнитных индукторов используются малогабаритные высокоградиентные постоянные магниты из сплава неодим-железо-бор. Срок сохраняемости параметров МИОНов до 10 лет. МИОНЫ устанавливаются по следующей схеме: один МИОН устанавливается у башмака колонны НКТ, а второй (один или несколько) на глубине ниже 50-100 м от места начала АСПО.

С целью удаления образовавшихся парафиновых отложений рекомендуется применять: механический метод парафиноочистки. По мере необходимости проводить работы по удалению образовавшихся отложений в верхней части ствола скважины посредством скребка типа «система ножей» на геофизическом кабеле без остановки работающей скважины. Также парафиновые пробки рекомендуется удалять термическими способами: промывкой горячей нефтью, пропаркой и электропрогревом.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией при эксплуатации скважин

На месторождении Бастау физико-химические свойства пластовой воды изучены по 3 пробам из скважины П-1.

Горизонт М-II-2. Минерализация пластовой воды составляет 60,0 г/дм³, плотность воды при 20⁰С равна 1,0511 г/см³, среда воды слабокислая рН=5,8. Вода по классификации В.А.Сулина хлоридно-кальциевого типа.

Горизонты Ю-III/+III+Pz. Минерализация пластовой воды составляет 74,9 г/дм³, плотность воды при 20⁰С равна 1,059 г/см³, среда воды слабокислая рН=5,4. Вода по классификации В.А.Сулина хлоридно-кальциевого типа.

Горизонты Ю-III+Pz. Минерализация пластовой воды составляет 85,9 г/дм³, плотность воды при 20⁰С равна 1,0654 г/см³, среда воды слабокислая рН=6. Вода по классификации В.А.Сулина хлоридно-кальциевого типа.

Для минерализованной пластовой воды уровень коррозии зависит от состава и содержания коррозионно-активных компонентов: хлорид- и бикарбонат-ионов. Содержание хлоридов в воде превышает пороговое значение в сотни раз (высокая коррозионная активность соответствует значениям хлор-иона свыше пороговых в 50 мг/л). В воде присутствуют сульфат-ионы, однако их содержание недостаточно для развития полноценного биоценозного комплекса. По компонентному составу и степени воздействия воды юрских продуктивных пластов характеризуются как сильноагрессивные среды, вызывающие общую и локальные виды коррозии.

Углекислый газ в составе нефтяного газа присутствует, поэтому угроза углекислотной коррозии оборудования существует.

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 промысловых

условиях с целью определения эффективности защиты и соответствия эксплуатационным и технологическим требованиям.

В настоящее время ассортимент предлагаемых ингибиторов обеспечивает большой выбор реагентов для различных условий эксплуатации (табл. 6.2.1).

Таблица 6.2.1 - Мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№ п/п	Необходимые мероприятия	Объемы применения	Периодичность	Примечание
1	Промывка горячей нефтью	20-30 м ³	По мере необходимости	При снижении дебитов

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

Учитывая удаленность расположения скважин и сжатые сроки проведения пробной эксплуатации месторождения Бастау сбор, замер и предварительную подготовку продукции предлагается производить индивидуально по каждой скважине.

В состав индивидуальной системы сбора и подготовки предполагается использовать следующее оборудование:

1. Блок гребенки для замера дебитов;
2. Двухфазный нефтегазосепаратор (1 ступень сепарации);
3. Накопительная емкость (концевая ступень сепарации);
4. Конденсатосборник;
5. Продувочная свеча;
6. Нефтеналивная установка;

Рекомендуемая схема подключения следующая: поток газожидкостной смеси по выкидному трубопроводу поступает на блок гребенки для замера текущего дебита скважины при помощи передвижной замерной установки. Объединенный нефтегазовый поток поступает в нефтегазовый сепаратор 1 ступени сепарации, где происходит основной процесс отделения газа от нефти, нефть затем поступает в накопительную емкость, работающую под избыточным давлением 0.05 МПа, откуда происходит окончательная дегазация нефти и слив жидкости в автоцистерны через наливной стояк. Накопительная емкость должна устанавливаться на высоте, обеспечивающей налив жидкости в автоцистерны самотеком. Газ, в незначительном количестве сбрасывается на продувочную свечу.

Добытая продукция скважин с буферной емкости самотеком подается на нефтеналивной стояк и вывозится автомашинами на УПН по договору для окончательного доведения нефти до товарного качества.

На рисунке 6.1 представлена принципиальная технологическая схема процесса подготовки скважинной продукции.

В дальнейшем в период опытно-промышленной эксплуатации

месторождения, рекомендуется строительство центрального пункта сбора (ЦПС).

В связи с некондиционным содержанием растворенного газа в нефти было решено воздержаться от принятия запасов в 2021г. (Протокол ГКЗ РК №2327-21-П от 22-07-2021г.). Вследствие этого добыча растворенного газа не рассчитаны на период пробной эксплуатации.

Очередность строительства объектов месторождения Бастау должна решаться в процессе разработки месторождения в соответствии с предполагаемыми сроками утверждения соответствующих проектов.

С учетом дальнейшего строительства пункта подготовки нефти на месторождении и окончания этапа пробной эксплуатации возникнет необходимость в реализации программы утилизации попутного газа.

На данном этапе энергоснабжение месторождения предполагается обеспечивать автономными электростанциями, работающие на дизельном топливе. В дальнейшем, попутно добываемый газ будет использоваться на собственные нужды (печи, котельные), технологически неизбежные объемы сжигания. Решения по утилизации газа должны приниматься на основании технико-экономического сравнения предполагаемых вариантов утилизации газа. Исходя из опыта утилизации газа на месторождениях РК с небольшими дебитами газа, зачастую данный газ используется в качестве топлива для электростанций, работающих на попутном газе, что является наиболее экономически приемлемым вариантом и решает две основные задачи: утилизация газа и обеспечение электроэнергией объектов месторождения.

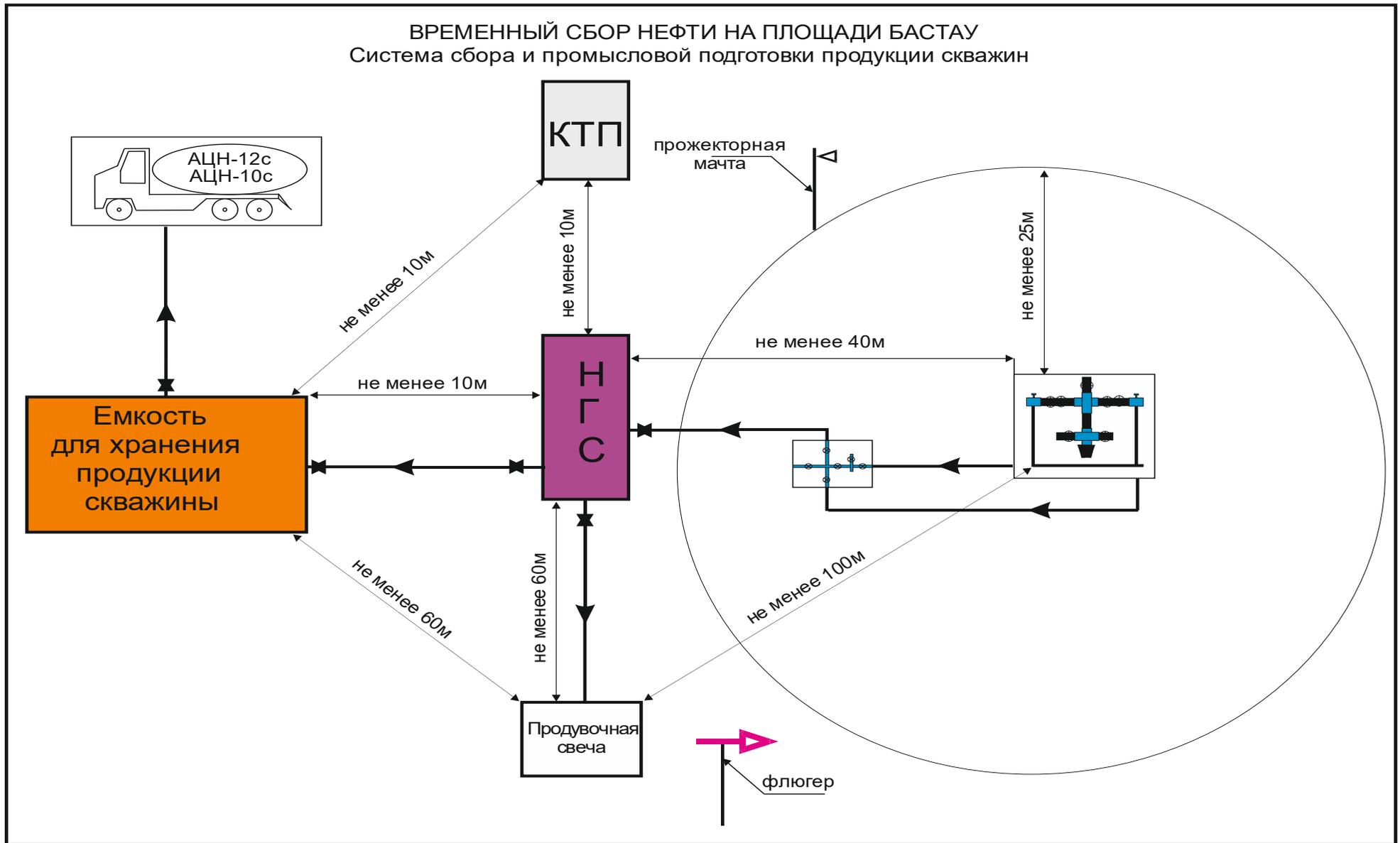


Рис. 6.1 - Принципиальная схема сбора и предварительной подготовки продукции скважин на период пробной эксплуатации

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

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

Проектом пробной эксплуатации бурение добывающих и оценочных скважин не предусмотрено, в связи с этим данный раздел не разработан.

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

К вторичному вскрытию продуктивного пласта скважину рекомендуется готовить следующим образом. Спустить НКТ с долотом и скребком с проработкой и с промывкой до искусственного забоя. Промыть скважину очищенным от механических примесей водным раствором хлористых. Опрессовать ПВО и эксплуатационную колонну в соответствии с проектом на строительство скважины. Поднять НКТ с долотом и скребком до устья с заполнением скважины водным раствором хлористых CaCl солей.

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

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

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

Из всех известных методов вызова притока и освоения скважин предлагается использовать свабирование – понижение уровня в скважине, в которую спущена колонна НКТ. Это наиболее производительный способ и

может осуществляться с использованием фонтанной арматуры со специальным лубрикатором.

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

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

- ✓ устья скважин с сепарационными и замерными установками должны оборудоваться по схеме технологического регламента на испытание скважин;
- ✓ при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и последний в обязательном порядке сжигается;
- ✓ работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану, утвержденной недропользователем.

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

- ✓ строго соблюдать разработанную конструкцию скважин, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, перекрытие интервалов поглощения бурового раствора и создает надежную крепь в процессе эксплуатации скважины;
- ✓ создать по всей длине прочное цементное кольцо между стенками скважины и обсадными колоннами с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

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

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

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

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

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

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

8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Месторождение Бастау административно расположено в Кызылординской области, в южной части Акшабулакской грабен-синклинали Арыскумского прогиба.

На дату составления отчета на балансе **Недропользователя** АО «Нефтяная компания «КОР» числятся 5 скважин (П-1, П-2, П-4, Акш-4, Акш-6), из них в пределах площади продуктивности находятся 3 скважины (П-1, П-2, П-4).

Скважины Акш-4 и Акш-6, пробуренные в 1989 году, ранее находились в пределах месторождения Акшабулак Южный (в настоящее время они числятся на балансе АО «Нефтяная компания «КОР»).

В 2016 году ТОО «Турангео» составлен «Проект поисковых работ на контрактной территории ТОО «SSM-Ойл» в пределах блоков ХХIX-39-D (частично), Е (частично); ХХХ-39-А (частично), В (частично) в Кызылординской области» (письмо МЭМР РК исх. №08-2-03-3132/и от 23.06.2016г). Проектом было предусмотрено бурение 3 скважин (П-1, П-2, П-4) с целью выявления нефтегазоносных структур, переобработки и переинтерпретации сейсмических данных прошлых лет, геолого-геофизических и опробовательских работ.

Согласно проекта поисковых работ в пределах контрактной территории АО «Нефтяная компания «КОР» скважина П-1 до глубины 1950 м пробурена в 2018 году, скважины П-2 и П-4 общим метражом 3940 м пробурены в 2019-2021 года.

Месторождение открыто в 2020 году, когда в разведочной скважине П-1 из нижнемеловых отложений был получен приток нефти дебитом 12,3 м³/сут.

В 2020 году АО «Нефтяная компания «КОР» для уточнения геологического строения месторождения проведены работы по переобработке материалов ранее выполненных сейсморазведочных работ 3Д с учетом результатов бурения, его переинтерпретация, построены структурные карты по отражающим горизонтам: К_{1пс1} (кровля горизонта М-I), М-II-2 (кровля горизонта М-II-2), J3 (кровля акшабулакских отложений J_{3ак}), Ю-0-2 (в толще акшабулакских отложений), J-II (подошва верхнекумкольских отложений J₂₋₃ км³), J-III (кровля нижнего горизонта среднекумкольских отложений J₂₋₃ км¹), J-IV (в толще нижнекумкольских отложений J₂₋₃ км¹), Pz (кровля палеозойских отложений) в масштабе 1:25000.

По результатам пластовой корреляции скважин с привлечением данных опробования, интерпретации материалов ГИС залежи нефти и газа выявлены в нижнемеловых отложениях (горизонты М-I, М-II-2).

Залежь горизонта М-I по характеру насыщения газовая, залежь горизонта М-II-2 – нефтяная. По типу резервуара залежи продуктивных горизонтов пластовые, сводовые.

Притоки нефти с водой из скважины П-1 и приток газа с конденсатом из скважины П-2 получены в нижнемеловых отложениях, притоки воды из

скважин П-1, П-4, Акш-4 - в верхнеюрских отложениях.

Физико-химические свойства нефти изучены в поверхностных и пластовых условиях по одной пробе из скважины П-1, состав и свойства пластовой воды – по 3 пробам из скважины П-1, состав газа и конденсата - по одному анализу из скважины П-2. Керн отобран в 2 скважинах (П-1, П-4). Общая проходка с отбором керна составляет 54 м, вынос керна – 52,16 м или 96,59% от проходки. Всего на анализ отобрано 40 образцов керна, из них представительными являются 12 образцов.

После ОПЗ-2021г компанией «ТОО СТРАТУМКЭР» (г. Актау) был проведен специальный анализ на 8 образцах керна из скважины П-4 (горизонт М-П-2), где средняя пористость по керну составляет 13,4%, проницаемость - 8,64 мД, что не повлияло на ранее принятые значения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности.

В 2020-2021гг. в скважинах П-1, П-2, П-4 выполнены работы по ГИС-контролю с целью определения профиля притока и заколонных перетоков при компрессировании. Результаты исследований указывают на то, что в интервалах исследований заколонных перетоков и нарушений целостности эксплуатационной колонны не выявлены.

Прямые замеры пластового давления проведены в П-1, П-2, П-4 в 2020г.

В 2021г провели оперативный подсчет запасов УВС месторождения Бастау (Протокол ГКЗ РК №2337-21-П от 22.07.2021г.).

В целом по месторождению запасы углеводородов геологические/извлекаемые составили:

нефти

по категории C_1 – 256/ 89 тыс. т; по категории C_2 – 450/ 118 тыс. т.

Соотношение геологических запасов нефти категории C_1 к C_2 составляет 36% и 64%.

Геологические запасы свободного газа по категории C_1 - 2 млн.м³; конденсата – 1 тыс.т.

Недропользователю в процессе дальнейших работ на месторождении рекомендуется:

- продолжить отборы проб в поверхностных и пластовых условиях для уточнения физико-химических свойств нефти;

- по продуктивным горизонтам отобрать образцы керна и провести стандартные, специальные исследования по определению собственных петрофизических зависимостей;

- провести гидродинамические исследования в скважинах;

- провести работы по переводу запасов нефти из категории C_2 в категорию C_1 .

7. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Под загрязнением окружающей среды понимается всякое искусственное или естественное изменение физических, химических и биологических характеристик атмосферы, земли и воды, ухудшающие условия жизнедеятельности растительных и животных организмов немедленно, а также в будущем.

Для снижения воздействия на окружающую природную среду при реализации «Проекта пробной эксплуатации месторождения Бастау», необходимо проведение комплекса мероприятий:

- контроль за загрязнением воздушного бассейна;
- контроль за состоянием почвенно-растительного покрова на прилегающей территории;
- строгое соблюдение технологических нормативов на всех этапах добычи, очистки и транспортировки углеводородного сырья;
- обустройство месторождения и прежде всего, обеспечение зарегулированной сетью дорог с твердым покрытием и создание «зеленой защиты» вокруг объектов нефтяного промысла.

Мероприятия по снижению уровня загрязнения почвы

В процессе эксплуатации нефтегазовых месторождений почва загрязняется нефтью, нефтепродуктами, различными химическими веществами и высокоминерализованными сточными водами.

За счет загрязнения нефтью в почве резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим почв и нарушает корневое питание растений. Кроме того, нефть, попадая на поверхность земли и впитываясь в грунт, сильно загрязняет подземные воды и почву, в результате чего плодородный слой земли не восстанавливается в течение длительного периода времени. Объясняется это тем, что из грунта вытесняется кислород, необходимый для жизнедеятельности растений и микроорганизмов.

При разработке и эксплуатации нефтегазовых месторождений предотвратить загрязнение почвы и сохранить растительный мир можно в результате следующих мероприятий.

1. Организационные мероприятия:

- организация работы по утилизации отходов;
- организация и регламент движения транспорта и техники по территории месторождения;
- исключение проведения несанкционированных работ, нарушающих систему работы с отходами.

2. Технологические мероприятия, тщательная регламентация проведения работ, связанных с загрязнением рельефа при:

- транспортировке оборудования;
- производстве земляных работ;

- технической рекультивации.

3. Проектно-конструкторские мероприятия:

- согласование и экспертиза проектных разработок в контролирующих природоохранных организациях и СЭС;

- выбор оптимальных проектно-конструкторских решений, направленных на снижение загрязнения почв.

4. Санитарно-эпидемиологических мероприятия:

- выбор и организация обустройства согласованных участков размещения мест захоронения промышленных и бытовых отходов;

- обеспечение противоэпидемической защиты персонала от особо опасных инфекций.

Организация сбора и удаления отходов, существующих на месторождении

Реализация проекта пробной эксплуатации предполагает образование отходов производства и потребления, источниками которых являются производственные объекты.

Источниками образования отходов производства и потребления являются объекты промысловой нефтесборной системы.

Кроме того, существуют более мелкие производственные, строительные и вспомогательные участки на месторождении.

Отходы образуются:

- в процессе расконсервации скважин;
- при вспомогательных работах в процессе пробной эксплуатации.

Основными отходами являются:

При пробной эксплуатации месторождения

- ТБО;
- промасленная ветошь;
- отработанные люминисцентные лампы.

При расконсервации скважин

- огарки сварочных электродов;
- ТБО.

Все отходы вывозятся подрядными организациями на договорной основе. При этом, машины обслуживаются на соседнем месторождении Ащисай.

В отношении обращения с отходами Заказчик придерживается требований нормативных документов Республики Казахстан по охране окружающей природной среды. Складирование и обезвреживание отходов производится только в разрешенных местах, по согласованию с местными органами.

Согласно Экологического Кодекса Республики Казахстан все образовавшиеся отходы передаются специализированной организации, которая вывозит отходы с контрактной территории на собственный полигон,

с последующей переработкой, химическим методом на специальной установке.

Принципы сбора и удаления отходов

Согласно «Перечню экологически опасных видов хозяйственной и иной деятельности», утвержденному Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 27 июля 2021 года № 271.

Основные принципы сбора и удаления отходов:

1. Определение источников образования отходов.
2. Определение образованных видов отходов.
3. Классификация видов отходов и их категорий опасности.
4. Определение потенциальных вариантов сбора и удаления отходов.

При выборе методов сбора и удаления отходов необходимо принимать в расчет следующие факторы: особенности местного рельефа и географии, особенности и условия грунтовых вод, совокупные атмосферные осадки, состояние почв и несущая способность почв, дренажные условия, экологическая чувствительность данной территории, качество атмосферного воздуха и другие, геологические и экологические условия.

Варианты сбора и удаления отходов

Биологическая обработка – разложение биологических материалов на окись углеродов, воду и биомассу с помощью микроорганизмов в зависимости от конкретных условий и существующих ограничений.

Термическая обработка – низкотемпературная обработка, которая позволяет восстанавливать из отходов углероды и воду, а высокотемпературные технологии через процесс сжигания разрушают органические соединения. К предполагаемым методам термической обработки относятся следующие: сжигание по согласованию с инспектирующими органами.

Затвердевание, стабилизация и герметизация – рассматриваются совместно, поскольку производятся, объединено, в рамках соответствующих технологических процессов. Углеводороды и соли не взаимодействуют с цементными растворами и связываются ими скорее физически, чем химически, что имеет принципиальное значение при осуществлении работ по КРС, ПРС и углублению скважин.

Переработку промышленных отходов необходимо производить на специальных полигонах, предназначенных для централизованного сбора, обезвреживания и захоронения токсичных отходов промышленных предприятий.

Направление жидких отходов на очистные сооружения – подача отходов в систему очистки сточных вод и последующее осаждение механических примесей.

Нагнетание жидких отходов в поглощающий пласт – нагнетание жидких отходов или шламов в поглощающую скважину или поглощающие пласты. Поглощающий приемный пласт должен быть геологически и механически изолирован от используемых источников воды и не содержать промышленно значимых запасов нефти и газа, соответствовать требованиям законодательства об окружающей среде.

Полигонное размещение отходов – применяется для приема и размещения больших объемов отходов и обеспечения долговременной их изоляции с учетом следующих факторов:

- наличие непроницаемой облицовки;
- мониторинг грунтовых вод, позволяющий гарантировать эффективность локализации отходов.

Все образуемые отходы собираются на специально выделенном месте и сдаются согласно договору с Подрядной организацией.

Охрана от загрязнения недр и земной поверхности

В скважинах, проводимых на нижезалегающие пласты, должны быть осуществлены мероприятия по предотвращению попадания промывочной жидкости в эксплуатируемые объекты.

В скважинах, незаконченных бурением по техническим причинам и в пройденном разрезе которых установлено наличие нефтегазоносных пластов, необходимо произвести изоляционные работы для предотвращения перетоков нефти и воды.

При проведении мероприятий по повышению производительности скважин путём обработки призабойной зоны должна быть обеспечена целостность колонны выше продуктивного горизонта.

Строго воспрещается эксплуатировать дефектные скважины (нарушение герметичности в эксплуатационной колонне, цементного кольца, фланцевых соединений и т.п.).

В целях предотвращения разлива нефти в случае аварии, необходимо осуществить обвалование скважин, групповых и замерных установок и резервуаров.

При ремонте скважин, аварийных ситуациях необходимо обеспечивать локализацию и сбор разлитой нефти.

Добывающие и нагнетательные скважины должны приниматься при соответствующем техническом условии оборудования устья, предотвращающем возможность неконтрольного выброса и открытого фонтанирования.

Чтобы обеспечить охрану окружающей среды в пределах территории месторождения, необходимо следующее:

1. Бетонировать приустьевые части скважин;
2. Предусмотреть строительство резервных трубопроводов, емкостей и эксплуатационных скважин на случай аварий и профилактики.

3. В наиболее ответственных узлах сооружений применять трубы и оборудование в антикоррозионном исполнении.

4. Организовать круглосуточный контроль средствами автоматики за работой оборудования и показаниями приборов на эксплуатационных скважинах и других коммуникациях, и сооружениях.

Основными мероприятиями по охране земельных ресурсов являются:

- ограничение сети грунтовых дорог;
- организация мер рекультивации;
- осуществление мер по рекультивации;
- организация контроля за состоянием почв.

Основными задачами контроля за состоянием почв являются:

- регистрация существующего уровня загрязнения почв и изменения ее химического состава;
- определение тенденций изменения почв во времени, прогноз уровней загрязнения в будущем;
- оценка возможных последствий загрязнения почв, разработка рекомендаций по их предотвращению или уменьшению.

Рекультивация нарушенных земель

Согласно Земельному Кодексу Республики Казахстан раздел IV, Глава 17, статья 140 «Охрана земель», собственники земельных участков и землепользователь обязаны проводить мероприятия, направленные на:

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

Рекультивация земель включает в себя два этапа: технический и биологический.

При проведении работ необходимо сохранение верхних наиболее плодородных незасоленных слоев почвы. Они должны быть складированы в бурты, а по окончании работ при рекультивации нарушенных объектов снова нанесены на поверхность. Поскольку плодородный слой на участке проведения работ практически отсутствует, снятие плодородного слоя и складирование его в буртах не предусматривается.

При проведении технического этапа рекультивации земель должны быть выполнены следующие работы:

- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- очистить участок от металлолома и др. материалов.

Биологическая рекультивация производится после окончания эксплуатации:

- в полосе 100 м от периметра площадки скважин;
- в полосе 50 м по периметру ограждения замерных установок.

В пределах ограждения площадки устьев скважин и замерных установок покрыты щебеночным покрытием слоем 20 см, что предохраняет почву от выдувания.

Охрана атмосферы от загрязнения, категория объекта согласно Экологического кодекса

Согласно Приложению 2 к Экологическому кодексу Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК объект относится к 1 категории, п.1.3. «разведка и добыча углеводородов, переработка углеводородов».

Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны должны соответствовать ГОСТ 12.1.005-88.

Добыча углеводородного сырья обуславливает постоянное пополнение воздушной среды новыми объемами загрязняющих веществ. Основными мероприятиями по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- разработка технологического регламента на период НМУ;
- обучение персонала реагированию на аварийные ситуации;
- соблюдение норм и правил противопожарной безопасности;
- не допускать разлива ГСМ;
- хранить производственные отходы в строго определенных местах.

Для сведения к минимуму отрицательного действия, сопровождающее промышленное производство энергетического и химического сырья, необходимы способы борьбы за уменьшение его потерь. В технологии добычи ими будут:

- герметизация напорной системы сбора нефти.
- подавление наружной (изоляционное покрытие) и внутренней коррозии (подача ингибитора коррозии).

Указанные выше меры по снижению вредного воздействия нефтедобывающего объекта оказываются достаточными, по расчетным показателям загрязнения воздушного бассейна при нормальном режиме работ, так как обеспечивают санитарные требования к качеству воздуха.

Контроль за состоянием окружающей среды

Экологический мониторинг – информационная система наблюдений, оценки и прогноза изменения в состоянии окружающей среды, созданная с целью выделения антропогенной составляющей этих изменений на фоне

природных процессов. Система экологического мониторинга должна накапливать, систематизировать и анализировать информацию:

- о состоянии окружающей среды;
- о причинах наблюдаемых и вероятных изменений состояния (т. е. об источниках и факторах воздействия);
- о допустимости изменений и нагрузок на среду в целом;
- о существующих резервах биосферы.

Производственный мониторинг является элементом производственного экологического контроля, выполняемым для получения объективных данных с установленной периодичностью.

В рамках осуществления производственного экологического контроля выполняются операционный мониторинг, мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия.

Операционный мониторинг (мониторинг производственного процесса) включает в себя наблюдение за параметрами технологического процесса для подтверждения того, что показатели деятельности природопользователя находятся в диапазоне, который считается целесообразным для его надлежащей проектной эксплуатации и соблюдения условий технологического регламента данного производства. Содержание производственного мониторинга определяется природопользователем.

Источниками воздействия при пробной эксплуатации месторождения являются:

- технологическое оборудование;
- отходы производства;
- промышленные площадки месторождения.

Мониторинг эмиссий в окружающую среду включает в себя наблюдение за эмиссиями у источника для слежения за производственными потерями, количеством и качеством эмиссий, и их изменением.

Проведение мониторинга воздействия включается в программу производственного экологического контроля, в тех случаях, когда это необходимо для отслеживания соблюдения экологического законодательства Республики Казахстан и нормативов качества окружающей среды.

Мониторинг воздействия является обязательным в случаях:

- 1) когда деятельность оператора объекта затрагивает чувствительные экосистемы и состояние здоровья населения;
- 2) на этапе введения в эксплуатацию технологических объектов;
- 3) после аварийных эмиссий в окружающую среду.

Программа производственного экологического контроля разрабатывается оператором объекта либо согласно договору сторонней организацией. Продолжительность производственного мониторинга зависит от продолжительности воздействия.

Производственный мониторинг окружающей среды осуществляется лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан о техническом регулировании.

Мониторинговые исследования должны проводиться каждый квартал. Мониторинг на территории месторождения включает в себя:

- мониторинг состояния технологического оборудования;
- мониторинг состояния отходов;
- мониторинг состояния атмосферного воздуха;
- мониторинг состояния почвенного покрова, флоры и фауны.

Программа мониторинга включает в себя все необходимые компоненты окружающей природной среды.

Мониторинг состояния промышленных площадок

Мониторинг состояния окружающей среды предусматривает постоянное наблюдение за процессами в природе и техносфере с целью предвидения изменений их качества.

Мониторинг состояния промышленных площадок должен включать:

- периодический контроль территории проведения работ;
- периодический осмотр состояния служебных помещений, складов ГСМ и мастерских.

Контроль должен проводиться согласно договору в аккредитованной или аттестованной лаборатории, имеющие разрешение на право проведения таких исследований. Кратность и номенклатура исследований согласовывается с органами СанЭпидНадзора и экологической ситуацией.

Мониторинг состояния технологического оборудования

Нефтедобывающая промышленность представляет собой комплекс производств, насыщенных тяжелым и сложным оборудованием, машинами и механизмами, сосудами (аппаратами) с высоким давлением и температурой, трубопроводами с горючими и взрывоопасными жидкостями и газами, в т.ч. с токсичными и химически агрессивными жидкостями.

Неисправность оборудования приводит к возникновению аварийных ситуаций на объекте, в связи с этим требуется периодический контроль за его состоянием.

Мониторинг состояния технологического оборудования должен включать:

- визуальный осмотр оборудования;
- периодическое тестирование оборудования и приборов.

Мониторинг состояния отходов

Мониторинг размещения отходов должен включать:

- периодический контроль состояния площадок, где будут расположены емкости для хранения отходов;
- контроль над выполнением проектных решений по процедурам обработки и утилизации отходов;

- контроль за своевременным вывозом отходов на месторождении.

Мониторинг состояния атмосферного воздуха

Приведенные расчеты наглядно показывают, что проектируемые работы не окажут никакого воздействия на качество атмосферного воздуха в ближайших населенных пунктах в виду локального характера воздействия указанных источников выбросов. Расчетные уровни загрязнения на промышленной площадке ниже нормативных требований к воздуху рабочей зоны, а концентрация загрязняющих веществ на территории жилых вагонов находятся в пределах допустимых норм к воздуху населенных мест.

Контроль за загрязнением выбросами загрязняющих веществ в воздухе является обязательным в рамках экологического мониторинга. Наблюдения атмосферного воздуха (1 раз за квартал) на границе СЗЗ и на источниках проводятся по следующим ингредиентам: оксид углерода, диоксид серы, диоксид азота, оксид азота. Значения полученных результатов замеров сравниваются с максимально разовыми предельно допустимыми концентрациями загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест ГН 3.02.036.99 (2.1.695-98).

Мониторинг состояния поверхностной воды

Не предусматривается, на территории отсутствуют поверхностные воды.

Мониторинг состояния почвенного покрова, флоры и фауны

Объем работ по мониторингу растительности может сводиться к контролю видового состава и состояния растительного покрова. Состояние растительности может характеризоваться на основе визуальных наблюдений, проведенных в период вегетации, а также по результатам выборочного химического анализа. Для этого должны быть отобраны по 3-5 образцов растений различных видов (например, полыни), которые подлежат анализам на содержание тяжелых металлов. Если визуальные наблюдения за растительным покровом должны проводиться ежегодно, то контроль химического состава может проводиться 1 раз в период работы.

Мониторинг фауны включает проведение следующих исследований:

- определение видового и количественного состава животных и птиц района;
- выявление миграционных путей птиц, места скоплений и гнездований;
- оценка состояния популяций животных и птиц.

Мероприятия для снижения экологического риска

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

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

Виды воздействия на животный мир

Разнообразие животного мира представляет огромную ценность, это уникальный природный ресурс, который играет чрезвычайно важную роль в жизни и хозяйственной деятельности людей. Сохранение биологического разнообразия является одной из форм рационального использования и воспроизводства природных ресурсов.

В период проведения работ по реализации рассматриваемого проекта влияние на представителей животного мира может сказываться при воздействии следующих факторов:

- прямых (изъятие или вытеснение части популяции, уничтожение части местообитания и т.п.);
- косвенных (сокращение площади местообитания, качественное изменение среды обитания).

Факторы воздействия можно условно разделить по времени воздействия: годовые, многолетние и необратимые.

К антропогенным факторам воздействия на биоценозы можно отнести нерациональное природопользование, перевыпас скота, засорение пастбищ, заготовка древесины, выкорчевывание кустарников, загрязнения воды в реках, особенно в местах массового водопоя скота. Следствием этих воздействий является нарушение и непредсказуемость направлений формирования растительного и почвенного покрова, разрушение среды временных убежищ на путях миграции птиц и животных, эрозия почв, вторичное засоление почв, нарушение пойменного режима почв и растительности в поймах рек.

Под воздействием хозяйственной деятельности происходит дестабилизация традиционных местообитания животных, окота, гнездования и миграционных путей многих видов фауны рассматриваемых районов. Наблюдается сокращение ареалов и уменьшение плотности популяций в местах концентрации людей и районов интенсивного развития нефтедобывающей отрасли.

Отдельные участки территории участка испытали сильное воздействие предыдущей деятельности, сильно загрязненными различными буровыми отходами. На них был разрушен естественный почвенный и растительный покров, что отразилось на условиях существования некоторых видов животных. Активное освоение загрязненных и трансформированных территорий происходит лишь при участии наиболее экологически пластичных видов животных, способных не только противостоять влиянию негативных факторов, но и использовать их для расширения границ своего распространения и увеличения численности (большая песчанка, малый суслик).

Одни и те же факторы в разной степени их проявлений могут по-разному влиять на животных. При слабом влиянии прямых факторов и некоторых косвенных, не преобразующих местообитание, популяции обычно не деградируют. Либо им хватает воспроизведенного потенциала, чтобы возместить потери, либо животные успевают адаптироваться к качественно новым условиям. При нарастании влияния многих факторов имеется определенный критический уровень, выше которого популяции начинают деградировать и даже исчезать, хотя до этого уровня факторы могли не оказывать никакого воздействия на численность животных.

Наиболее сильное и действенное влияние на животный мир на территории месторождения окажут прямые факторы. На территории предлагаемых работ при их воздействии, как в период проведения подготовительных работ, так и при дальнейшей промышленной эксплуатации скважин (стадия разрушения биоценоза) будет происходить вытеснение части популяции некоторых животных и уничтожение части их местообитания.

На этапе пробной эксплуатации наземная фауна будет испытывать как прямой, так и опосредствованный характер воздействий, однако ведущим видом воздействия будет фактор беспокойства. Следует отметить, что на синантропные виды животных фактор беспокойства воздействовать практически не будет.

Жидкие и твердые хозяйственно-бытовые отходы, образуемые на этапе пробной эксплуатации при условии их утилизации в соответствии с проектными решениями будут оказывать минимальное влияние на представителей животного мира.

При отсутствии специальных защитных мероприятий косвенное воздействие на животных может оказать загрязнение территории работ нефтью и тяжелыми металлами, промышленно бытовыми отходами, выбросами токсичных веществ в атмосферу в результате сжигания попутного газа и др. На популяционном уровне реакция животных на такие воздействия проявляется в изменениях видового состава. Менее пластичные виды уступают место более приспособленным к обитанию в новых условиях. Возможна тенденция к сокращению сроков полового созревания и усиленному темпу размножения и таким образом общее уменьшение

разнообразия будет компенсироваться количественным увеличением оставшихся видов.

В связи со значительной удаленностью участков планируемой пробной эксплуатации месторождения от мест обитания редких животных, внесенных в Красную книгу, реализация проекта не отразится на сохранности и площади их местообитания.

Мероприятия по снижению негативного воздействия на животный мир

Для снижения негативного воздействия на животных и на их местообитания при проведении работ, размещении технологического оборудования, складировании производственно-бытовых отходов необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор и исключать их уничтожения или разрушения.

Учитывая, что на площади планируемых работ и вблизи нее большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторые виды птиц ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижения автотранспорта в ночное время. При планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать внедорожных передвижений автотранспорта.

Из многолетних наблюдений за воздействием подобных работ на животных, с целью снижения отрицательного воздействия можно рекомендовать следующее:

- полностью исключить негативное воздействие тяжелой техники на почвенную фауну невозможно, но сократить объемы ущерба вполне реально. При проведении работ необходимо обустроить подъездные пути и движение техники допускать только по этим и уже существующим дорогам.

- для сокращения гибели животных на дорогах от столкновения с движущимся автотранспортом достаточно провести беседу с водителями, обратив их внимание на эту проблему. Водители должны быть особенно внимательны во время сезонных миграций амфибий, для предотвращения гибели рептилий – летом в утренние часы. В период вылета молодых птиц из гнезд необходимо обращать внимание на скопления этих животных на дорогах. При движении в ночное время возможны столкновения с млекопитающими.

- отсыпку площадки необходимо проводить во внегнездовой период, чтобы исключить гибель гнезд наземно гнездящихся птиц.

- работы по обустройству площадки необходимо проводить во внегнездовое время, чтобы полностью исключить негативное влияние на условия размножения птиц прилегающей территории.

- несомненно, во время проведения работ могут возникнуть новые непредвиденные факторы, которые будут оказывать негативное влияние на животный мир. Поэтому, при проведении работ необходимо постоянно

отслеживать состояние группировок животных, чтобы при возникновении отрицательных воздействий принять оперативные предупреждающие действия.

Соблюдение выше перечисленных рекомендаций значительно сократит урон животному миру, который может быть нанесен при пробной эксплуатации месторождения.

Радиационная безопасность

Согласно закону Республики Казахстан от 23.04.1998 г. №219-І «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.) основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются:

- принцип нормирования – не превышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;
- принцип обоснования – запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному фону облучением;
- принцип оптимизации – поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;
- принцип аварийной оптимизации – форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020.

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

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

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

- удельная активность в производственной пыли тория – 232 , находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – $^{27/f}$, кБк/кг.

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

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

Общеизвестно, что природные органические соединения, в том числе нефть и газ являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление в нефти, газоконденсате, пластовых водах является закономерным геохимическим процессом. Поэтому в случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мбер/час, рабочие места оборудуются в соответствии с требованиями обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса.

10. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

Оценка капитальных вложений в пробную эксплуатацию месторождения проводилась в соответствии с «Методическими указаниями по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных и нефтегазовых месторождений», 2018 г.

Пробная эксплуатация месторождения предусмотрена сроком на 3 года, с 2022 по 2024 годы. В проекте на период пробной эксплуатации не предусмотрено бурение разведочных скважин и ввод объектов по обустройству месторождения.

На дату составления проекта в консервации находятся 2 скважины (П-1, П-4), которые планируется ввести в эксплуатацию в первом году пробной эксплуатации. Стоимость работ по вводу скважин из консервации составит 4494,6 тыс.тенге.

Всего за время пробной эксплуатации капитальные вложения составят 4494,6 тыс.тенге.

Результаты расчета капитальных вложений представлены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Капитальные вложения

	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость	Всего	Годы			
				единицы		2022	2023	2024	
1	2	3	4	тыс.тенге	5	6	7	8	9
I	Строительство скважин (подземное строительство)								
1	Бурение разведочных (оценочных) скважин	скв. тыс.тенге	0	0	0	0	0	0	0
2	Ввод из консервации	скв. тыс.тенге	2	2247,3	4494,6	4494,6	0	0	0
	Итого строительство скважин				4494,6	4494,6	0	0	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				4494,6	4494,6	0	0	0
II	Надземное строительство								
	<u>Обустройство промысла</u>								
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	0	0	0	0	0	0	0
2	Выкидные линии	км	0	0	0	0	0	0	0
3	Подъездные дороги	км	0	0	0	0	0	0	0
4	ЛЭП	км	0	0	0	0	0	0	0
5	Прочие непредвиденные расходы	%		0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				0	0	0	0	0
	Итого надземное строит-во с учетом инфляции				0	0	0	0	0
	Всего капитальных вложений				4494,6	4494,6	0	0	0
	Всего капитальных вложений с учетом инфляции				4494,6	4494,6	0	0	0
	Коэффициент инфляции					1	1,04	1,082	

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

После окончания пробной эксплуатации месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса «О Недрах и недропользовании» Республики Казахстан.

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

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет Недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд были рассчитаны:

- затраты на ликвидацию скважин;
- расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства;
- расчет затрат на рекультивацию земли.

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы объектов обустройства промысла и затраты по рекультивации земли.

11.2 Расчет размера удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

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

Проектной организации в 2019 году разработано и согласовано в контролирующих органах проектной документ по теме: «Проект ликвидации

последствий деятельности недропользования на контрактной территории в пределах блоков ххх - 39-d (частично), е (частично); ххх - 39- а (частично), в (частично), в Кызылординской области республики Казахстан. Согласно проектного документа сумма отчислений **10370894,03 тенге**.

Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 11.2.1.

Таблица 11.2.1 - Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

№ п/п	Наименование	Ед.	Показатель
		измерения	
1	Сумма отчислений в ликвидационный фонд на период 2022-2024гг.	тенге	10370894,03
		\$	26692,6
2	Суммарная добыча нефти действующего утвержденного проектного документа	тыс.тонн	25,1
3	Предполагаемый удельный норматив отчислений в ликвидационный	тенге/тонна	413,1
		\$/тонна	0,983588

**Курс доллара, применяемый при переводе 420 тенге/доллар США*

В таблице 11.2.2 представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам согласно Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» разработки месторождения .

Таблица 11.2.2- Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд на месторождении

Год	Годовая добыча нефти, тыс.тонн	Удельный норматив отчислений, \$/тонна	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.\$
2022	9,3	0,984	3826,898	9,1116623
2023	8,3	0,984	3444,208	8,2004961
2024	7,5	0,984	3099,788	7,3804465
Всего за период 2022-2024гг.	25,1		10370,894	24,692605

По данным таблицы 11.3.2 видно, что на основании произведенных расчетов, сумма обеспечения ликвидационного фонда по разработки месторождения на период 2022-2024 годов составит 10370,894 тыс. тенге или 24,692605 тыс.\$.

Выше произведённые расчеты подлежат пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки. Кроме того, в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1	Методические рекомендации по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей
2	Кодекс РК «О недрах и недропользовании» от 24.05.2018г. №156-VI ЗРК
3	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр (утв. от 15.06.2018г. №239)
4	Экологический кодекс РК от 09.01.2007г. №212
5	«Проект поисковых работ на контрактной территории ТОО «SSM-Ойл» в пределах блоков XXIX - 39-D (частично), E (частично); XXX - 39-A (частично), B (частично) в Кызылординской области РК», ТОО НПЦ «Туран Гео», 2016г.
6	Оперативный подсчет запасов УВ месторождения Бастау, ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», 2021г.