

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«ТЕТИСАРАЛГАЗ»  
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «ОРТИМУМ»**

**УТВЕРЖДАЮ:**

**Директор**

**ТОО «ТетисАралГаз»**

\_\_\_\_\_ **Мукушев Д.К.**

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ **2024 г.**

**«ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ АККУЛКОВСКОЕ»**

**по состоянию на 02.01.2024 г.**

**Договор № 01-05-03/2023-661**

**Генеральный директор  
ТОО «Проектный институт «ОРТИМУМ»**

**Құрманов Б.К.**

**г. Актау, 2024 г.**

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

И.о. руководителя службы разработки №1, ответственный исполнитель <u><i>Бекбаева</i></u> Р.А. Бекбаева	(введение, разд. 1, 3, 8, п. 4.1, 4.3, граф.прил. 18-24)
И.о. заместителя генерального директора по науке <u><i>Карайдарова</i></u> А.Н. Карайдарова	(общее руководство)
Руководитель службы подсчета запасов <u><i>Абекеева</i></u> К.М. Абекеева	(п. 2.1, 2.2, 2.3, 2.5, разд. 8, 10)
Руководитель службы петрофизики <u><i>Драган</i></u> Н.А. Драган	(п. 2.2, 2.4, разд. 8, 10)
Руководитель службы техники и технологии добычи нефти и газа <u><i>Пагуба</i></u> Н.С. Пагуба	(разд. 6, 8)
Руководитель службы охраны окружающей среды <u><i>Жубатова</i></u> К. А. Жубатова	(разд. 9)
Главный специалист службы проектирования строительства скважин <u><i>Кулиев</i></u> Ю.М. Кулиев	(разд. 7)
Главный специалист службы техники и технологии добычи нефти и газа <u><i>Лагошин</i></u> Е.В. Лагошин	(п. 6.3, 6.4, 6.5)
Экономист по технико-экономическому обоснованию (ТЭО) службы разработки <u><i>Султанова</i></u> Г.Ч. Султанова	(п. 3.5, 4.2, разд. 5, 11)
Главный специалист службы подсчета запасов <u><i>Сисеналиева</i></u> А.С. Сисеналиева	(п. 2.1, 2.2, 2.3, 2.5, 8.2, разд. 10, граф.прил. 1-17)
Ведущий специалист службы охраны окружающей среды <u><i>Досанова</i></u> Н.Н. Досанова	(разд. 9)
Специалист службы разработки <u><i>Самет Ж.</i></u> Самет Ж.	(граф.прил. 18-24)
Руководитель службы оформления проектов <u><i>Баталова</i></u> О.Н. Баталова	оформление отчета
Специалист службы оформления проектов <u><i>Диортгесова</i></u> М.И. Диортгесова	оформление отчета

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**  
**на разработку «Дополнение к Проекту разработки газового месторождения**  
**Аккулковское Актыобинской области Республики Казахстан» (по состоянию на**  
**02.01.2024г).**

**1. Основание для выполнения работы:**

Основание выдачи геологического задания – документ, подтверждающий право на недропользование – ТОО «ТетисАралГаз» является недропользователями в соответствии с Контрактом №3496 от 23 декабря 2009 года на проведение добычи газа на месторождении Аккулковское в Актыобинской области.

**2. Исходные данные для проектирования**

- «Подсчет запасов газа по месторождению Аккулковское Актыобинской области Республики Казахстан» (по состоянию на 02.01.2023 г)
- **Проект должен соответствовать следующим нормативным документам:**
  - Об утверждении «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых». Приказ МЭ РК от 15.06.2018 г. № 239
  - Кодекс «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 24.05.2018г)
  - Методические рекомендации по составлению проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений, приказ МЭ РК от 24.08.2018г № 329
  - Экологический Кодекс РК
  - Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30.07.2021г. № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки»
  - Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10.03.2021года № 63 «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду»
  - Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 318 «Об утверждении Правил разработки программы управления отходами».

**3. Состав и содержание работы**

**РЕФЕРАТ**

**ВВЕДЕНИЕ**

**1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**2.1. Характеристика геологического строения**

**2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности**

**2.3. Свойства и состав свободного газа**

**2.4. Физико-гидродинамические характеристики**

**2.5. Запасы газа**

**3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ**

**3.1. Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности**

**3.2. Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения**

**3.2.1. Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей**

**3.2.2. Анализ выработки запасов газа из пластов**

- 3.2.3. Анализ эффективности реализуемой системы разработки
- 3.3. Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов
  - 3.3.1. Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки
  - 3.3.2. Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки
- 3.4. Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки
  - 3.4.1. Обоснование выделения объектов
  - 3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики
  - 3.4.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт
  - 3.4.4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки
  - 3.4.5. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин
- 3.5. Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей
- 4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ
  - 4.1. Обоснование предельных толщин пласта для размещения скважин и сроков выработки извлекаемых запасов
  - 4.2. Технологические показатели вариантов разработки
  - 4.3. Экономические показатели вариантов разработки
  - 4.4. Анализ расчетных коэффициентов извлечения газа (КИГ) из недр
- 5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ
  - 5.1. Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта
- 6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА
  - 6.1. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин
    - 6.1.1. Технологические условия эксплуатации скважин
    - 6.1.2. Выводы по выбору и обоснованию способов эксплуатации
    - 6.1.3. Обоснование условий фонтанирования
    - 6.1.4. Обоснование и выбор оборудования и режимов работы механизированных скважин
    - 6.1.5. Обоснование режимов и оборудования нагнетательных скважин
  - 6.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов
  - 6.3. Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин
  - 6.4. Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа
  - 6.5. Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента
- 7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН
  - 7.1. Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ
    - 7.1.1. Рекомендации к конструкциям скважин
    - 7.1.2. Требования к производству буровых работ
    - 7.1.3. Требования к технологии и качеству цементирования скважин
  - 7.2. Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин
    - 7.2.1. Выбор и обоснование типа промывочной жидкости при первичном вскрытии
    - 7.2.2. Выбор и обоснование типа перфорационной жидкости
    - 7.2.3. Требования к методам вторичного вскрытия пластов и освоения скважин
- 8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ
- 9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ
  - 9.1. Обязательный комплекс промысловых исследований
  - 9.2. Комплекс физико-химических исследований газа и воды
  - 9.3. Комплекс гидродинамических исследований
  - 9.4. Комплекс промыслово-геофизических исследований
  - 9.5. Контроль состояния скважинного оборудования и эксплуатации скважин
- 10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ
- 11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

## 12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

### 13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

13.1. Затраты на ликвидацию добывающих скважин

13.2. Затраты на ликвидацию последствий недропользования

#### ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

#### 4. Особые условия:

При составлении проекта предусмотреть:

Целевое назначение работ.

«Проект...» разрабатывается с целью расчета прогнозных показателей добычи газа на основе подсчитанных, уточненных запасов «Подсчет Запасов месторождение Аккулковское по состоянию 02.01.2023г.», анализа и обобщения полученных данных по разработке месторождения Аккулковское по состоянию на 02.01.2024г.

##### 1. Геологические задачи и последовательность их решения.

- Выполнение «Проекта...» по состоянию на 02.01.2024г.;
- Привести сведения об уточненной геолого-геофизической характеристике месторождения (геолого-физических свойствах пород-коллекторов, физико-химических свойствах)
- Предусмотреть бурение эксплуатационных скважин
- Объемы добычи газа привести в соответствие с фактическими данными, полученными в ходе разработки месторождения.
- Привести технико-экономические показатели разработки в соответствие с фактическими и актуальными данными.
- Предоставить рекомендации по технике и технологии эксплуатации скважин, интенсификации добычи с использованием новых технологий
- Предусмотреть мероприятия по выводу скважин из бездействующего фонда
- Предусмотреть бурение разведочных скважин с целью доразведки месторождения.
- Комплекс исследований по контролю над процессом разработки в целях получения информации о ходе и эффективности проводимого процесса, дополнительных данных, строении и геолого-физических свойствах эксплуатационного объекта.
- Разработка и включение в «Проект...» не менее двух вариантов (сценария) промышленной разработки на прогнозный рентабельный период разработки;
- Фонд скважин – 30 (глубина - 600м вертикальные газовые) - из их действующие эксплуатационный фонд скважин – 8, бездействующие – 14, разведочные - 4, ликвидированные - 4.

##### 2. Разработать мероприятия по доразведке месторождения.

- Предусмотреть комплекс технологических мероприятий по воздействию на пласт;
- Предусмотреть комплекс исследований по контролю над процессом разработки в целях получения информации о ходе и эффективности проводимого процесса, дополнительных данных, строении и геолого-физических свойствах эксплуатационного объекта.
- Техничко-экономические расчеты промышленной разработки месторождения;

##### 3. Проект оценки воздействия на окружающую среду «Отчет о возможных последствиях» разрабатывается в соответствии с действующими законами, нормами и правилами РК.

К Проекту необходимо разработать материалы оценки воздействия на окружающую среду (Отчет о возможных воздействиях или Раздел охраны окружающей среды) на основании проектных решений и в соответствии с требованиями Экологического Кодекса РК от 02.01.2021г. и Приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки».

Объем работ по экологической части:

- Подготовка Заявления о намечаемой деятельности и размещение на портале уполномоченного органа.
- Корректировка материалов оценки воздействия на окружающую среду по проекту с учетом заключения по результатам скрининга и (или) заключения по определению сферы охвата.
- Подготовка «Отчет о возможных последствиях» или «Раздела ООС», организация и проведение общественных слушаний по проектам, выносимым на экологическую экспертизу
- Согласование «Отчет о возможных последствиях», получение заключения по «Отчету о возможных последствиях» (при необходимости).
- Исправление замечаний по материалам оценки воздействия на окружающую среду, возникающих в ходе проведения государственной экологической экспертизы или в рамках получения экологического разрешения на воздействие.
- Организация и проведение общественных слушаний по проектам, выносимым на экологическую экспертизу, включая публикации и объявления в СМИ, в соответствии требованиями Экологического Кодекса РК от 02.01.2021г и Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний».

4. Ожидаемые результаты и порядок сдачи выполненных работ

- По завершении работ Исполнитель представляет Заказчику окончательный «Проект...» с необходимыми графическими и табличными приложениями в соответствии с «Едиными правилам по рациональному и комплексному использованию недр» (приказ Министра энергетики РК №239 от 15.06.2018 г.), с рекомендациями на проведение дальнейших ГРП и продолжения промышленной разработки, со всеми графическими приложениями на бумаге в твердом переплете (5 пять экз.) и его электронную версию на СД дисках.
- Для экологической части, по завершении Работ Подрядчик обязан предоставить Заказчику следующую документацию:
  - Этап 1: Отчет о возможных воздействиях для Проекта (1 экз.) с заключением экологической экспертизы или проект Раздел охраны окружающей среды (1 экз.).
  - Электронную версию материалов оценки в формате word, PDF, включая материалы оценки, выполненные в специализированном программном обеспечении, ЭРА (архив ЭРА).
- «Проект...» должен быть составлен согласно существующим инструкциям, правилам и стандартам.
- «Проект...» должен быть рассмотрен и принят на заседании Технического Совета Заказчика.
- «Проект...» должен быть рассмотрен и согласован государственными контролирующими органами.
- «Проект...» должен быть согласован государственным экспертом ЦКРР РК.
- «Проект...» должен быть рассмотрен на заседании ЦКРР РК.
- Работа будет считаться выполненной при наличии положительного заключения ЦКРР
- Срок разработки «Проекта...» - 90 календарных дней с момента, подписания договора, предоставления письменной заявки заказчика, предоставления исходных данных, без учета времени на согласование с контролирующими органами и защиты на ЦКРР РК.
- Геологическое-техническое задание будет корректироваться в случае необходимости.

**5. Требования к потенциальному исполнителю**

1. Потенциальный Исполнитель в момент подачи документов должны предоставить документы, подтверждающие наличие:
  - Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды.
  - Лицензия на работы и услуги в сфере углеводородов

- Подвид деятельности:
- Составление технических проектных документов для месторождений углеводородов;
  - Составление базовых проектных документов для месторождений углеводородов.
  - Лицензию на Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных (углеводородов), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа.
  - Составление проектных документов; технологических регламентов; технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородов.
2. Потенциальный поставщик услуг должен подтвердить наличие следующих специалистов и предоставить копии дипломов:
- инженер геолог нефти и газа/ инженер по подсчету запасов - минимум 2 человека,
  - горный-инженер геофизик/ инженер по петрофизике - минимум 2 человека,
  - инженер по разработке нефтяных и газовых месторождений -минимум 2 человека,
  - инженер по проектированию строительства нефтяных и газовых скважин/инженер по бурению - минимум 2 человека
  - инженера эколог - минимум 2 человека
  - специалиста по экономике - минимум 1 человека
  - специалиста по техники и технологии добычи нефти и газа - минимум 1 человека
  - Желательно к выполнению работ привлекать сотрудников с ученой степенью (доктора наук, кандидаты наук) экспертов ГКЗ, ЦКРР.
3. Потенциальный поставщик услуг должен предоставить копии документов, подтвержденное договором покупки или аренды, подтверждающих наличие следующего программного обеспечения:
- Наличие лицензионного программного обеспечения для расчёта загрязнения атмосферы, инвентаризации и расчета выбросов парниковых газов, расчёта количества образования отходов. Персонал должен быть обучен на данном программном продукте предоставить сертификат обучения.
  - Наличие лицензионного программного обеспечения по гидродинамики для создания графических приложений (предоставить сканированную копию с оригинала лицензионного соглашения).  
Персонал должен быть обучен на данном программном продукте предоставить сертификат обучения.
  - Наличие лицензионного программного обеспечения для расчета профилей горизонтальных и вертикальных скважин, расчет обсадных и бурильных колонн, а также по креплению скважин. Персонал должен быть обучен на данном программном продукте предоставить сертификат обучения.
  - Наличие лицензионного программного обеспечения для автоматизированной обработки данных гидродинамических исследований нефтегазонасыщенных пластов. Наличие специальных алгоритмов для обработки данных ГДИ, полученных при освоении малодобитных скважин (предоставить сканированную копию договор купли-продажи или договор аренды)

Начальник отдела разработки  
и технологии добычи

Бекмагамбетов Д.У

Директор департамента по геологии  
и разработки



Булекбаев О.З

Бекбаева Р.А., Карайдарова А.Н., Сисеналиева А.С., Драган Н.А. и др.

**ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ  
ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ АККУЛКОВСКОЕ  
(Актюбинская область Республики Казахстан)  
договор № 01-05-03/2023-661**

состоит из одной книги и папки с графическими приложениями.

Книга – текст отчета содержит 207 страниц, из них 54 таблиц, 29 рисунков, 13 табличных приложений.

Папка – графические приложения содержит 24 графических приложений, все не секретно.

### **РЕФЕРАТ**

Цель работы – проектирование и обоснование рациональной экономически обоснованной системы разработки и добычи, а также технологических режимов на месторождении Аккулковское.

В проекте приведены сведения о геологическом строении и геолого-физическая характеристика продуктивных залежей эоценовых отложений, физико-химические свойства, компонентный состав газа, также приведены запасы газа месторождения Аккулковское.

Приведены результаты газодинамических исследований скважин и анализ текущего состояния разработки месторождения. Дано обоснование расчетных вариантов разработки, проведены технологические и экономические расчеты, на основе которых выбран рекомендуемый рациональный вариант разработки месторождения.

В соответствии с регламентирующими документами приводятся виды и периодичность мероприятий по контролю за разработкой пластов. Рассмотрены вопросы охраны недр и окружающей среды.

Объекты разработки - газовые залежи эоценовых отложений месторождения Аккулковское.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ГАЗОВАЯ ЗАЛЕЖЬ, ГОРИЗОНТ, СКВАЖИНА, ДЕБИТ, ЗАПАСЫ, ПЛАСТОВОЕ И ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ, РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ, БУРЕНИЕ, ДОБЫЧА, ГАЗОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ.

ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ», г. Актау, 3 микрорайон, здание №23.

**Составитель реферата**

**Бекбаева Р.А.**

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	17
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	21
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	23
2.1. Геологическое строение месторождения и газоносность.....	23
2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности .....	44
2.3 Состав и свойства газа и воды с учетом новых исследований проб газа и воды.....	49
2.4 Физико-гидродинамическая характеристика.....	55
2.5 Запасы свободного газа.....	60
3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ.....	63
3.1 Анализ результатов газодинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов.....	63
3.2 Анализ текущего состояния разработки месторождения.....	85
3.2.1 Анализ структуры фонда скважин и текущих дебитов, технологических показателей разработки .....	85
3.2.2 Анализ выработки запасов газа и текущего состояния разработки.....	96
3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов.....	101
3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки .....	101
3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки .....	104
3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки .....	105
3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки.....	105
3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики... ..	107
3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей.....	113
4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ .....	117
4.1 Технологические показатели вариантов разработки .....	117
4.2 Экономические показатели вариантов разработки .....	122
4.2.1 Капитальные затраты.....	123
4.2.2 Эксплуатационные затраты .....	124
4.2.3. Экономические показатели эффективности реализации проекта .....	129
4.2.4 Бюджетная эффективность проекта .....	130
4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения газа.....	132
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ .....	133
5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта.....	133
6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА .....	136
6.1 Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин.....	136
6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов .....	141
6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин.....	150
6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа .....	159
6.5 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента .....	159

---

7 ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН.....	160
8 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ .....	167
9 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ .....	177
9.1 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу .....	177
9.2 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов .....	178
9.3 Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира.....	179
10 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	181
11 ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ.....	182
12 РАСЧЕТ СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ .....	183
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	186

## СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.2.1 – Месторождение Аккулковское. Характеристика толщин залежей.....	45
Таблица 2.2.2– Месторождение Аккулковское. Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов .....	45
Таблица 2.2.3 - Характеристика коллекторских свойств и газонасыщенности продуктивных горизонтов .....	48
Таблица 2.3.1 – Химический состав и физические свойства свободного газа пластовых и поверхностных проб.....	52
Таблица 2.3.2 – Физико – химические свойства подземных вод месторождения Аккулковское.....	54
Таблица 2.5.1 – Сводная таблица подсчета запасов газа по месторождению Аккулковское .....	61
Таблица 3.1.1 - Начальные пластовые давления по залежам, полученные расчетным путем .....	65
Таблица 3.1.2 - Начальные продуктивные и фильтрационные характеристики продуктивных пластов .....	70
Таблица 3.1.3 - Текущие продуктивные и фильтрационные характеристики продуктивных пластов.....	72
Таблица 3.1.4 – Динамика изменения коэффициентов фильтрационных сопротивлений...	74
Таблица 3.1.5 - Результаты замеров пластового давления .....	80
Таблица 3.1.6 – Динамика пластовых давлений.....	83
Таблица 3.2.1 - Фонд скважин месторождения Аккулковское на 02.01.2024 г.....	86
Таблица 3.2.2 – Динамика распределения фонда добывающих скважин по дебиту газа, коэффициентов использования и эксплуатации.....	86
Таблица 3.2.3 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению .....	93
Таблица 3.2.4 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по I объекту .....	94
Таблица 3.2.5 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по II объекту .....	95
Таблица 3.2.6 - Состояние выработки запасов газа и оценка дренируемых запасов газа....	98
Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов .....	106
Таблица 3.4.2 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки..	110
Таблица 3.4.3 - Планируемый график реализации геолого-технических мероприятий. Вариант рекомендуемый 2.....	111
Таблица 3.4.4 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам.....	113
Таблица 3.5.1 - Нормативы для расчета капитальных затрат .....	114
Таблица 3.5.2 - Нормативы расчета эксплуатационных затрат .....	115
Таблица 3.5.3 - Нормативы расчета эксплуатационных затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции.....	116
Таблица 4.1 - Месторождение Аккулковское. Вариант 2. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа.....	119
Таблица 4.2 - Месторождение Аккулковское. Объект I. Вариант 2. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа .....	120
Таблица 4.3 - Месторождение Аккулковское. Объект II. Вариант 2. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа .....	121
Таблица 4.2.1 – Расчет дохода от реализации продукции в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге.....	123

Таблица 4.2.1.1 - Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту .....	126
Таблица 4.2.2.1-Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге.....	127
Таблица 4.2.2.2. Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге.....	128
Таблица 4.2.3.1 - Расчет чистой прибыли в тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту ...	129
Таблица 4.2.3.2 - Расчет потоков денежной наличности в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге.....	130
Таблица 4.2.4.1 - Расчет налогооблагаемого дохода в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге.....	131
Таблица 4.2.4.2 - Расчет дохода от реализации продукции и бюджетной эффективности 2 варианта разработки, тыс. тенге.....	132
Таблица 4.3.1 - Месторождение Аккулковское. Сопоставление утвержденного и расчетных коэффициентов извлечения газа (по категории запасов С1).....	132
Таблица 5.1.1 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки месторождения Аккулковское.....	135
Таблица 6.1.1 - Показатели эксплуатации скважин .....	136
Таблица 6.1.2 – Компоновка колонны насосно-компрессорных труб .....	139
Таблица 6.2.1 – Результаты работ по удалению жидкости с забоев газовых скважин колтубингом.....	145
Таблица 6.2.2 – Результаты опытно-промысловых работ по удалению жидкости с забоя с использованием шашек твёрдого пенообразователя «СОФИР-СФ» .....	146
Таблица 6.2.3– Результаты работ по удалению жидкости с забоя скважин с использованием шашек твёрдого пенообразователя .....	148
Таблица 6.3.1 – Перечень необходимого оборудования для реализации системы промыслового сбора по рекомендуемому варианту разработки .....	157
Таблица 7.1 - Проектная конструкция скважин (вариант1) .....	160
Таблица 7.2 - Проектная конструкция скважин (вариант2) .....	160
Таблица 7.3 - Фактическая конструкция пробуренных скважин.....	161
Таблица 7.4 - Анализ качества цементирования эксплуатационных колонн.....	161
Таблица 7.5 - Параметры буровых растворов.....	164
Таблица 8.1 - Результаты интерпретации ГИС-к добывающих скважин .....	170
Таблица 8.2 - Виды и периодичность исследований по контролю за разработкой .....	176
Таблица 12.1 - Расчет ликвидационных отчислений 2 рекомендуемого варианта разработки месторождения Аккулковское.....	184
Таблица 12.2 - Расчет суммы проектных отчислений в ликвидационный фонд 2 рекомендуемого варианта разработки месторождения Аккулковское .....	184
Таблица 12.3 - Расчет суммы проектных отчислений в ликвидационный фонд 2 рекомендуемого варианта разработки месторождения Аккулковское по годам .....	185

## СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 - Обзорная карта района работ.....	22
Рисунок 2.4.1 – Сопоставление пористости и проницаемости .....	55
Рисунок 2.4.2 – Кривые капиллярного давления, скв.АКК-21 .....	56
Рисунок 2.4.3 а, б- Кривые капиллярного давления, скв.АКК-20: (а) алевролиты, глины (б) .....	56
Рисунок 2.4.4 а, б- Кривые капиллярного давления, скв.АКК-23: а) алевролиты, б) глины .....	57
Рисунок 2.4.5 а, б – Зависимости остаточной водонасыщенности от пористости (а), проницаемости (б) .....	57
Рисунок 2.4.6 – Зависимость остаточной водонасыщенности от объемной глинистости ...	58
Рисунок 2.4.7 – Кривые относительных фазовых проницаемостей .....	58
Рисунок 2.4.8 – Нормализованное распределение размера поровых каналов, определённых на керне из продуктивной толщи скв.АКК-21 .....	59
Рисунок 3.1.1 - Зависимость пластового давления и температуры от глубины по результатам опробования .....	65
Рисунок 3.1.2 - Индикаторные диаграммы и графики зависимости дебита от депрессии по скважинам .....	75
Рисунок 3.1.3 – Динамика коэффициентов фильтрационных сопротивлений по годам.....	76
Рисунок 3.1.4 – Динамика пластового и забойного давления I объекта разработки .....	79
Рисунок 3.1.5 – Динамика пластового и забойного давления II объекта разработки.....	79
Рисунок 3.2.1 – Динамика основных технологических показателей за весь период эксплуатации месторождения Аккулковское .....	89
Рисунок 3.2.2 – Динамика основных технологических показателей за весь период эксплуатации I объекта разработки .....	91
Рисунок 3.2.3 – Динамика основных технологических показателей за весь период эксплуатации II объекта разработки .....	92
Рисунок 3.2.4 - График зависимости $P/z=f(Q_{нак})$ продуктивных залежей.....	100
Рисунок 5.1.1 - Чистые дисконтированные поступления при ставках дисконта 11; 12; 12,5%, по вариантам за проектный рентабельный период.....	134
Рисунок 5.1.2 - Сравнение экономических показателей по вариантам за проектный рентабельный период .....	134
Рисунок 6.1.1 – Зависимость скорости потока от дебита газа на I объекте ( $P_{заб} = 1,15$ МПа) .....	139
Рисунок 6.1.2 – Зависимость скорости потока от дебита газа на II объекте ( $P_{заб} = 1,45$ МПа).....	139
Рисунок 6.2.1 - Равновесные параметры гидратообразования для I-го объекта разработки, Кызылойский горизонт .....	143
Рисунок 6.2.2 - Равновесные параметры гидратообразования для II-го объекта разработки, Тасаранский горизонт .....	143
Рисунок 6.3.2 – технологическая схема ППГ .....	151
Рисунок 6.3.1 – Схема системы сбора и транспорта добываемой продукции м.Аккулковское.....	152
Рисунок 6.3.3 – технологическая схема ДКС .....	155
Рисунок 6.3.4 – Схема системы сбора и транспорта добываемой продукции с проектными решениями по рекомендованному варианту разработки .....	158
Рисунок 11.1 – Опытный участок по закачке воды в районе ЯП-2 .....	182

---

**СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ**

Приложение 1 - Месторождение Аккулковское. Результаты газодинамических исследований.....	189
Приложение 2 - Месторождение Аккулковское. Вариант 1. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа .....	195
Приложение 3 - Месторождение Аккулковское. Объект I. Вариант 1. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа .....	196
Приложение 4 - Месторождение Аккулковское. Объект II. Вариант 1. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа .....	197
Приложение 5 - Расчет дохода от продажи продукции в тыс.тенге по 1 варианту .....	198
Приложение 6 - Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по 1 варианту .....	199
Приложение 7 - Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в 1 варианте, тыс.тенге .....	200
Приложение 8 - Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в 1 варианте, тыс.тенге .....	201
Приложение 9 - Расчет бюджетной эффективности 1 варианта разработки, тыс. тенге....	202
Приложение 10 - Расчет налогооблагаемого дохода в 1 варианте, тыс.тенге .....	203
Приложение 11 - Расчет чистой прибыли в 1 варианте, тыс.тенге.....	203
Приложение 12 - Расчет потоков денежной наличности в 1 варианте, тыс.тенге .....	204
Приложение 13 - Прогнозные отчисления в ликвидационный фонд по 1 варианту .....	204

## СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Название приложения	№ приложения	№ листа приложения	Масштаб приложения	Степень секретности приложения
1	2	3	4	5	6
1	Аккулковское Структурная карта по отражающему горизонту PZ (кровля палеозоя)	1	1	1:50 000	Не секретно
2	Аккулковское Структурная карта по отражающему горизонту PТ (внутри пермотриаса)	2	1	1:50 000	Не секретно
3	Аккулковское. Структурная карта по отражающему горизонту V (подошва юрских отложений)	3	1	1:50 000	Не секретно
4	Аккулковское. Структурная карта по отражающему горизонту J <sub>2b</sub> (кровля байосского яруса J <sub>2</sub> )	4	1	1:50 000	Не секретно
5	Аккулковское. Структурная карта по отражающему горизонту J <sub>2bt</sub> (кровля кровля батского яруса J <sub>2</sub> )	5	1	1:50 000	Не секретно
6	Аккулковское. Структурная карта по отражающему горизонту III (кровля юрских отложений)	6	1	1:50 000	Не секретно
7	Аккулковское. Структурная карта по отражающему горизонту K <sub>1br</sub> (кровля барремского яруса нижнего мела)	7	1	1:50 000	Не секретно
8	Аккулковское. Структурная карта по отражающему горизонту II (кровля нижнего мела)	8	1	1:50 000	Не секретно
9	Аккулковское. Структурная карта по отражающему горизонту K <sub>2</sub> (отложения верхнего мела)	9	1	1:50 000	Не секретно
10	Аккулковское. Структурная карта по отражающему горизонту I (кровля верхнего мела)	10	1	1:50 000	Не секретно
11	Аккулковское. Структурная карта по отражающему горизонту P <sub>2_2+3</sub> (тасаранский горизонт)	11	1	1:50 000	Не секретно
12	Аккулковское. Структурная карта по отражающему горизонту P <sub>2_3_ak</sub> (кызыллойский горизонт)	12	1	1:50 000	Не секретно
13	Аккулковское. Временной сейсмический разрез по траверсу через скважины АКК-13 - АКК-14 - АКК-23 - АКК-20 - АКК-01	13	1	гор.1:50 000 верт.1 см- 50 мс	Не секретно

1	2	3	4	5	6
14	Аккулковское Временной сейсмический разрез по траверсу через скважины АКК-11-АКК-101-АКК-12-Г-6-Г-2-АКК-06-АКК-04	14	1	гор.1:50 000 верт.1 см-50 мс	Не секретно
15	Аккулковское Геолого-литологический профиль по линиям: I-I, II-II, III-III, IV-IV, V-V, VI-VI	15	1	гор.1:50 000 верт.1:1 000	Не секретно
16	Аккулковское. Кызылойский продуктивный горизонт. а) Структурная карта по кровле коллектора, б) карта эффективных газонасыщенных толщин	16	1	1:50 000	Не секретно
17	Аккулковское. Тасаранский продуктивный горизонт. а) Структурная карта по кровле коллектора; б) карта эффективных газонасыщенных толщин.	17	1	1:50 000	Не секретно
18	Месторождение Аккулковское. I объект разработки (кызылойский горизонт). Карта накопленных отборов газа.	18	1	1:50 000	Не секретно
19	Месторождение Аккулковское. II объект разработки (тасаранский горизонт). Карта накопленных отборов газа.	19	1	1:50 000	Не секретно
20	Карта расположения проектных и пробуренных скважин. I объект разработки (кызылойский горизонт). Вариант I.	20	1	1:50 000	Не секретно
21	Карта расположения проектных и пробуренных скважин. II объект разработки (тасаранский горизонт). Вариант I.	21	1	1:50 000	Не секретно
22	Карта расположения проектных и пробуренных скважин. I объект разработки (кызылойский горизонт). Вариант II.	22	1	1:50 000	Не секретно
23	Карта расположения проектных и пробуренных скважин. II объект разработки (тасаранский горизонт). Вариант II.	23	1	1:50 000	Не секретно
24	Фонд проектных и пробуренных скважин	24	1	1:50 000	Не секретно

Всего: 24 графических приложений на 24 листах, из них 24 – НС.

## ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа выполнена на основании договора №01-05-03/2023-661 от 25.12.2023 г. в соответствии с требованиями Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» с изменениями и дополнениями от 28.12.2023 г. [1], «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» от 28.06.2018 г. [2], Методические рекомендации по составлению проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений от 24.08.2018 года [3] и Технического задания Недропользователя.

ТОО «ТетисАралГаз» является недропользователем газового месторождения Аккулковское согласно Контракта на Недропользование за № 3496 от 23.12.2009 г. и Дополнениями к нему за № 2 от 25.05.2012 г, № 4 от 28.10 2015г., № 5 от 26.12 2016 г., и №7 от 05.01.2020 г.

Первые сейсмические и буровые работы на площади Аккулковская, с целью выяснения перспектив газоносности палеогеновых и мезозойских отложений, были проведены в 1964-1969 гг. В результате проведенных работ были открыты и разведаны небольшие газовые залежи Кзылой и Кзылой Северный в отложениях верхнего эоцена. На самом Аккулковском поднятии в этот период притока газа из скважин получено не было.

В 1966 г. в своде Аккулковского поднятия была пробурена параметрическая скважина П - 1, шесть объектов которой при опробовании оказались водоносными.

В 1989-1995 гг. проведены сейсмические работы Турланской геофизической экспедицией (ТГФЭ) (1989-1993 гг.) и Японской национальной нефтяной компанией «JNOC» (1995 г).

В 1998 г. право на проведение разведочных работ на площади согласно Контракту № 265 от 17 октября 1998г получила компания ТОО «BN-Мунай», имеющая лицензию серии ГКИ №1513 (нефть), которая продолжила изучение данной площади проведением сейсмических работ и поисково-разведочным бурением.

В соответствии с Дополнением № 4 от 08.10.2007 г. к контракту № 265 срок действия периода разведки на Аккулковской площади продлен до 17 сентября 2009 г. Дополнением № 5 от 17.09.2008 г. к контракту № 265 от 17.09.1998 г. ТОО «BN Мунай» было переименовано в ТОО «ТетисАралГаз».

23 декабря 2009 г. между Министерством нефти и газа Республики Казахстан и ТОО «ТетисАралГаз» заключен контракт № 3496 на добычу газа на месторождении Аккулковское.

Промышленный приток газа на месторождении Аккулковское был получен 11 ноября 2005 г. из скважины АКК-04 с максимальным дебитом 285 тыс.м<sup>3</sup>/сут на 30 мм штуцере из отложений кызылойского продуктивного горизонта. В разрезе всех пробуренных скважин на месторождении вскрыт комплекс пород от современных до триасовых отложений.

В 2008 г. составлен «Проект на проведение геологоразведочных работ на площади Аккулковская», согласованного в ТУ «Запказнедра» 06.11.2008 г. (протокол № 306/2008).

В 2008 г. выполнен «Проект разведки палеогеновых газовых залежей на площади Аккулковская в Актюбинской области», согласованный в ТУ «Запказнедра» 15.04.2008 г. (протокол № 94/2008).

В 2008 г. выполнен «Оперативный подсчёт запасов газа Аккулковского месторождения по состоянию на 01.09.2008 г., утвержденный ГКЗ РК31.10.2008 г. (протокол № 757-08-П).

В 2008 г. выполнен «Проект опытно-промышленной эксплуатации газового месторождения Аккулковское (по состоянию на 31.10.2008 г.)», утвержденный ЦКР РК 01.10.2009 г. (протокол № 59). Срок ОПЭ – 3 года. Однако реализация «проекта опытно-промышленной эксплуатации газового месторождения Аккулковское (по состоянию на 31.10.2008 г.)» началась только 6 октября 2010 г.

Строительство и все необходимые работы по подключению скважин месторождения Аккулковское в эксплуатацию были выполнены в срок, акт по приему месторождения в эксплуатацию был подписан 27 апреля 2009 г., однако фактически добыча газа из месторождения началась только 6 октября 2010 г.

Задержка начала ОПЭ месторождения была вызвана временным ограничением объемов закачки газа ПХГ «Бозой» и неприёмом продукции магистральным газопроводом Бухара-Урал для избежания повышения давления в газопроводе до критического. Принимали только газ, эксплуатирующегося месторождения Кызылой.

В 2010 г. в связи с обнаружением нефтяных залежей, компанией ТОО «Казахская геофизическая компания» в период с 15 июля по 30 ноября 2010 г, проведены детальные сейсморазведочные работы 3Д в объеме 378 кв.км. на двух блоках в юго-восточной и центральной частях контрактной территории, дополнительно были отработаны профили 2Д общей протяженностью 45 пог. км, включая площадь Кызылой. Работа выполнена компанией ТОО «Казахская геофизическая компания». Обработка сейсмических данных проводилась в 2012 г. в вычислительном центре компании ТОО «PGDServices», анализ и

интерпретация полученных данных проведены специалистами компании Тетис Петролеум Лимитед.

В 2011 г. выполнен «Авторский надзор за реализацией Проекта ОПЭ месторождения Аккулковское по состоянию на 01.11.2011 г.». Отчет рассмотрен ЦКРР МНиГ РК 22-23.12.2011 г. (протокол № 18) и принят КГиН МИНТ РК 09.01.2012 г. (протокол № 332).

В 2012 г. выполнен проект «Дополнение к проекту ОПЭ месторождения Аккулковское по состоянию на 01.05.2012 г.», который рассмотрен ЦКРР МНиГ РК (протокол № 28 от 15.11.2012 г.) и принят КГиН МИНТ РК 30.11.2012г (протокол № 17-02-8674). Данный проект был составлен для осуществления целей и задач, поставленных «Проектом ОПЭ месторождения Аккулковское», которые за период его реализации ввиду ряда причин были выполнены не в полном объеме, в результате чего возникла необходимость продлить срок опытно-промышленной эксплуатации месторождения Аккулковское.

Срок опытно-промышленной эксплуатации месторождения Аккулковское был продлен на 3 года - с 01.10.2012 г. по 01.10.2015 г. На этот период продления ОПЭ были рассчитаны технологические показатели.

В 2013 г. был выполнен Авторский надзор за реализацией Дополнения к проекту ОПЭ месторождения Аккулковское по состоянию на 01.05.2013 г.

В ноябре 2013 г. утвержден «Проект оценочных работ палеогеновых газовых залежей площади Аккулковское» (письмо МИНТ РК Комитета геологии и недропользования исх. №17-04/13306-КГН от 18.11.2013 г.) предусматривающего бурение 10 оценочных скважин.

В 2013 г., компанией ТОО НПФ «Данк», проведены сейсморазведочные работы 3Д, объемом 100 кв. км. Обработка сейсмических данных, также выполнена в вычислительном центре компании ТОО «PGDServices».

В 2014 г. ТОО «АкАй Консалтинг» выполнен Отчет по интерпретации данных сейсморазведки 3Д, который был рассмотрен в официальном порядке и сдан на хранение в геологические фонды.

В 2014 г. выполнен «Подсчет запасов свободного газа месторождения Аккулковское по состоянию на 01.08.2014 г.». Подсчитанные запасы утверждены в ГКЗ РК (Протокол №1529-15-У от 19.02.2015г) и поставлены в государственный баланс запасов углеводородного сырья.

В 2015 г. компанией ТОО «АкАй Консалтинг» был выполнен «Проект промышленной разработки газового месторождения Аккулковское (по состоянию на 01.01.2015 г.)» (Протокол №27-5-831-и от 15.04.2015 г.).

В 2016 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией проекта промышленной разработки газового месторождения Аккулковское по состоянию на 01.12.2015 г.» (Протокол №27-5-347-и от 18.02.2016 г.).

В 2017 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией проекта промышленной разработки газового месторождения Аккулковское по состоянию на 01.01.2017 г.» (Протокол №27-5-1269-и от 16.06.2017 г.).

В 2018 г. был выполнен отчет «Пересчет запасов свободного газа месторождения Аккулковское Актыбинской области Республики Казахстан по состоянию на 02.01.2018 г.» и утвержден в ГКЗ РК (Протокол №1988-18-У от 27.11.18) [14].

В том же году основываясь на утвержденных запасах, ТОО «Timal Consulting Group» выполнил «Проект разработки газового месторождения Аккулковское» (Протокол ЦКРиР РК №6/9 от 20.12.2018 г.), который в настоящее время является действующим проектным документом на разработку месторождения [15]. Согласно принятому II варианту проектные показатели разработки утверждены на период 2019-2026 гг.

В 2019 г. с целью изучения и уточнения геологического строения, а также выявления новых нефтегазоперспективных объектов компанией ТОО «Тат-Арка» выполнены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д в объеме 291 км<sup>2</sup>, обработка и интерпретации полевого материала выполнена компанией «Paradigm Geophysical».

В 2023 г. ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ» подготовлен отчет «Пересчет запасов газа месторождения Аккулковское Актыбинской области РК» по состоянию изученности на 02.01.2023 г. (Протокол № 2597-23-У от 27.09.2023 г.) [16]. Запасы газа утверждены ГКЗ РК протоколом и поставлены на учет в Государственный баланс. Подсчитанные запасы газа по месторождению составили:

$C_1$  – 1547,0 млн.м<sup>3</sup> геологические, в том числе извлекаемые 1249,0 млн.м<sup>3</sup>;

$C_2$  - 44,0 млн.м<sup>3</sup> геологические, в том числе извлекаемые 27,0 млн.м<sup>3</sup>.

Настоящее Дополнение к проекту разработки газового месторождения Аккулковское составлен на основе выше приведенного отчета, а также проведенных исследовательских работ, включающих бурение новых скважин, отбора и анализа кернового материала и пластовых флюидов и других данных, которые позволили уточнить геологическое строение и ФЕС продуктивных залежей эоценовых отложений.

## 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В административном отношении месторождение Аккулковское находится на территории Шалкарского района и частично Байганинского района Актыбинской области (рис. 1.1).

В географическом плане район работ расположен в северо-восточной части плато Устюрт, вблизи чинков. Наибольшие высотные отметки (+200+220 м) расположены в северной и восточной части площади, наименьшие (+100+120 м) на западе и юго-западе.

Плато Устюрт – это плоская, реже полого-волнистая равнина с небольшим уклоном на юг, прорезанная оврагами, сухими руслами, с небольшими (до 1 м) карстовыми западинами, с невысокими останцами.

Климат района резко-континентальный засушливый и жаркий с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха. Лето жаркое засушливое, с частыми сильными ветрами. Максимальная температура воздуха +40 - +45°C, суточные колебания температуры достигают 23°C, относительная влажность воздуха 20-40%. Зимой температура воздуха достигает -25 - -35°C. Снежный покров не превышает 15- 20 см, обычно он ложится в декабре и сходит в марте. Среднегодовая температура воздуха +7 - +9°C. Количество осадков 120-150мм, в год редко до 200 мм.

Гидрографическая сеть на площади отсутствует. Для питьевых и технических целей используется вода из колодца в п. Базой, расположенного в 50 км от площади, а также колодцы Тассай расположенные в 18-20км.

Растительный и животный мир представлен формами, типичными для пустынных зон с солончаковыми и песчаными почвами.

В экономическом отношении район развит слабо, в 50 км от площади проходят трассы магистральных газопроводов Бухара-Урал и Средняя Азия-Центр. Практически, на площади работ нет постоянного контингента населения, встречаются лишь кочевья чабанов, занимающихся отгонным животноводством. Населенные пункты тяготеют к трассе газопровода Бухара-Урал. Это поселок Южный, компрессорная станция №10.

С железнодорожной станцией Шалкар (около 300 км к северу) эти поселки связаны хорошими грунтовыми дорогами. Проходимость района в целом удовлетворительная.

Таким образом, близость магистральных газопроводов, эксплуатирующегося Базойского газохранилища, практически неисчерпаемые ресурсы строительных материалов (песок, глина, известняк) являются благоприятным фактором для разработки Аккулковского месторождения.

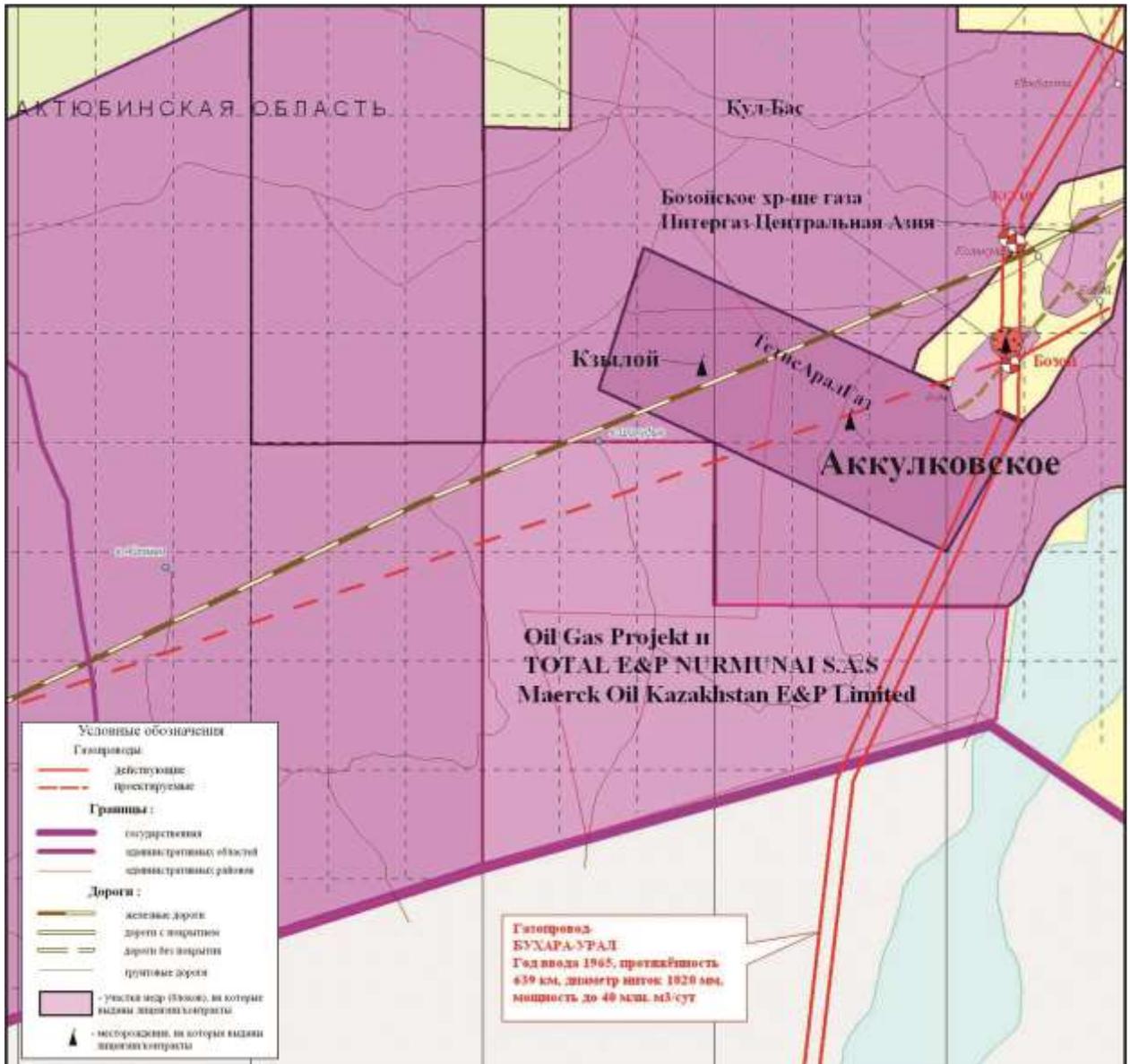


Рисунок 1.1 - Обзорная карта района работ

## 2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1. Геологическое строение месторождения и газоносность

На месторождении Аккулковское бурением скважин вскрыт разрез палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений.

#### **Палеозойская группа (PZ)**

Наиболее древними отложениями, вскрытыми 5 скважинами (Г-2, Г-5, Г-6, АКД-01, АКД-03) на месторождении, являются породы палеозойского возраста.

В скважине Г-2 в интервале 2819-3004 м поднятые образцы пород в этих интервалах представлены углисто-серицитовыми сланцами, которые сильно перемяты, часто брекчированы и пронизаны трещинами, выполненными кварцем и в меньшей степени кальцитам.

Палеонтологически, эти отложения не охарактеризованы. Сходные по петрографическому составу породы встречаются в стратиграфическом диапазоне силур – нижний карбон в обнаженных частях Мугоджар, Кзылкумов. Подробное описание этих пород дано Гарецким Р.Г. и др. и датируется возрастом как среднепалеозойский.

#### **Пермская система (P)**

##### **Верхний отдел (P<sub>2</sub>)**

Отложения пермской системы представлены верхним отделом. Верхнепермский отдел вскрыт в двух скважинах (АКД-03 и АКД-11). Вскрытая толщина их составляет от 103 (АКД-11) до 263 м (АКД-03).

Литологически представлен алевритами красновато-коричневыми, слюдисто-кварцевыми, неслоистыми, на глинистом цементе, так же встречаются обломки песчаника светло-серого, на карбонатном цементе, аргиллиты коричневые, зеленовато-серые, слабоалевритистые.

#### **Мезозойская группа (MZ)**

##### **Триасовая система (T)**

Нерасчлененные на отделы триасовые отложения литологически представлены песчаниками от мелкозернистой до крупнозернистых разностей и разнозернистыми алевритами. В породе отмечаются редкие включения битума (1-2%). Толщина триасовых отложений изменяется от 250 (скв. АКД-11) до 277 м (скв. АКД-03).

#### **Юрская система (J)**

Среди юрских отложений выделяются континентальные осадки нижней и средней юры, морские и континентальные – верхней юры.

### Нижний отдел (J<sub>1</sub>)

Нижнеюрские отложения представлены чередованием песчаников мелко-среднезернистых, разномернистых алевролитов, песков крупнозернистых с включениями гравия, аргиллитов темно-серых с очень тонкими прослоями алевролита с многочисленными растительными остатками. Толщина изменяется от 180 (скв. АКД-11) до 185 м (АКД-03).

### Средний отдел (J<sub>2</sub>)

Среднеюрский отдел включает в себя байосский и батский ярусы, которые со стратиграфическим несогласием залегают на отложениях нижней юры.

**Байосский ярус (J<sub>2b</sub>)** в разрезе сложен аргиллитами темно-серыми, мелкослоистыми, с тонкими прослойками и линзами алевролита, алевролита и песчаника, с обломками гальки, с включениями обуглившихся растительных остатков. Толщина яруса изменяется от 58 (скв. Г-5) до 327 м (скв. АКД-01).

Отложения **батского яруса (J<sub>2bt</sub>)** представлены аргиллитами серыми и темно-серыми, в верхах зеленоватыми углистыми, с прослоями темно-серых полимиктовых алевролитов и светло-серых мелкозернистых полимиктовых песчаников, с многочисленными включениями обуглившихся растительных остатков. Толщина батского яруса изменяется от 44,7 (скв. Г-5) до 139 м (скв. АКД-01).

### Верхний отдел (J<sub>3</sub>)

**Келловейский и оксфордский яруса (J<sub>2k</sub>- J<sub>3o</sub>)** вскрыты в скважинах Г-2, Г-5, Г-6 в нерасчлененных объемах. По описанию керна породы сложены аргиллитами темно-серыми и зелеными, с прослоями серых мелкозернистых песчаников, с включениями чешуи рыб. По составу породы принадлежат к литокластическим грауваккам с хлоритовым цементом.

Выше залегает пачка пород, идентичная разрезу скважин Базойского месторождения, где фаунистически возраст определен как **кимеридж-титонский ярус (J<sub>3km-tt</sub>)**.

Отложения кимеридж-титонского яруса представлены известняками органогенно-детритовыми, пелитоморфными до среднезернистых, с примесью гравийно-песчаного материала. Алевро-песчаниками серовато-зелеными, мелкозернистыми, с включением органогенно-детритового материала, комковатыми, слоистыми, карбонатизированными.

К кровле этих известняков, обладающих хорошими отражающими свойствами, приурочен III отражающий сейсмический горизонт, повсеместно прослеживаемый по всему региону.

Толщина верхнеюрских отложений изменяется от 264 (Г-6) до 371 м (АКД-03).

### **Меловая система (К)**

Отложения меловой системы со стратиграфическим несогласием залегают на верхнеюрских породах и представлены двумя отделами: нижним и верхним.

#### **Нижний отдел (К<sub>1</sub>)**

Нижнемеловые отложения представлены в объеме готеривского, барремского, аптского и альбского ярусов:

Породы *готеривского яруса (К<sub>1g</sub>) яруса* характеризуются песчаниками светло-серыми, полимиктовыми, мелко-среднезернистыми, с глинисто-карбонатным цементом, аржиллитами зеленовато-серыми, с прослоями слабокарбонатных полимиктовых глинистых мелкозернистых песчаников и алевролитов. Глины коричневые, алевроитовые, песчанистые. Толщина от 82 (скв. П-2) до 136 м (скв. Г-6).

Отложения *барремского яруса (К<sub>1br</sub>)* в нижней части представлены глинами коричневыми, алевроитовыми, уплотненными с включениями углистого материала. Верхняя часть разреза сложена песчаниками светло-серыми, полимиктовыми, глинистыми, крепкими, аржиллитами буровато-коричневыми, плотными. Встречаются прослой песков зеленовато-серых, мелкозернистых, рыхлых. Толщина яруса колеблется от 42 (скв. Г-6) до 94 м (П-2).

*Аптский ярус (К<sub>1a</sub>)* отличается от баррема темной окраской пород. Литологически — это пески, песчаники серые, иногда зеленоватым оттенком, мелко-среднезернистые, глинистые, с прослоями темно-серых плотных глин и аржиллитов. Толщина изменяется в пределах от 48 (АКД-05) до 68 м (скв. АКД-07).

Нерасчлененная толща *альб-сеноманского яруса (К<sub>1al-s</sub>)* выделена условно по корреляции с разрезами других скважин, включая Базойскую площадь.

Альбский комплекс можно разделить на три подъяруса: на нижний (песчаная толща), средний (более глинистая) и верхний (песчано-глинистая). Сеноманский ярус трудно отделить от нижележащей толщи верхнего альба. Породы этого яруса характеризуются чередованием толщей рыхлых мелкозернистых глинистых слюдистых песчаников, алевролитов, песков, с более темными глинами и аржиллитами жирными на ощупь. Толщина отложений варьирует от 400 (скв. АКД-01) до 749 м (скв. АКД-03).

#### **Верхний отдел (К<sub>2</sub>)**

Верхний отдел (К<sub>2</sub>) выделен в объеме турон - коньякского, сантонского, кампанского и маастрихтского ярусов.

Отложения *турон- коньякского яруса* ( $K_{2t}+ K_{2k}$ ) сложены мергелями и глинами. Глины темно-серые с зеленоватым оттенком, с прослоями темно-серых алевролитов и песчаников. Толщина колеблется в пределах 98 – 156 м (АКД-12, АКД-06).

Отложения *сантонского яруса* ( $K_{2st}$ ) представлены темно-серыми мелкозернистыми песчаниками с углистыми остатками и зеленовато-серыми глауконитовыми мелкозернистыми песками, с прослоями темно-серых и темно-зеленых глин, редко-зеленовато-серых мергелей. Толщина изменяется от 50 (скв. АКД-04, АКД-02) до 74 м (скв. Г-6).

Отложения *кампанского яруса* ( $K_{2kt}$ ) сложены толщей мергелей зеленовато-голубовато-серых, плотных, глинистых, с включениями чешуи рыб, пирита и остатками микрофауны. Толщина кампанских отложений варьирует от 112 (скв. АКД-01) до 339 м (скв. АКД-02).

Отложения *маастрихтского яруса* ( $K_{2m}$ ) представлены мергелями слюдястыми, глинистыми, плотными, с остатками фауны, чешуи рыб, с прослоями писчего мела. Породы имеют светло-серую, зеленовато-серую окраску. Толщина колеблется в пределах от 50 м (скв. АКД-04) до 85 м (скв. АКД-12).

### **Кайнозойская группа (KZ)**

Кайнозойская группа представлена отложениями палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем.

### **Палеогеновая система (P)**

Отложения палеогеновой системы широко представлены практически на всей изучаемой территории. Залегают они со стратиграфическим несогласием на отложениях маастрихтского яруса верхнего мела. Палеоген представлен тремя отделами: палеоценовым, эоценовым и олигоценовым.

### **Палеоцен + нижний эоцен (P<sub>1</sub> + P<sub>2-1</sub>)**

Отложения палеоцена и нижнего эоцена как самостоятельное стратиграфическое подразделение выделяется условно в нижней части разреза. В литологическом отношении они представлены преимущественно опоковидными глинами с прослоями алевролитов, песчаников и мергелей.

Рассматриваемая толща пород в данное время охарактеризована единичными образцами керн. Поэтому отнесение их к палеоцен – нижнеэоценовому возрасту произведено условно.

### **Эоценовый отдел (P<sub>2</sub>)**

В составе эоценового отдела выделяется нерасчлененная толща среднего и верхнего эоцена и верхний эоцен. Нерасчлененная толща среднего и верхнего эоцена и низы верхнего эоцена составляют тасаранский горизонт, а верхи верхнего эоцена в составе аккулковской свиты относятся к чеганскому горизонту.

### **Средний эоцен (P<sub>2-2+3</sub>)**

Отложения **тасаранского горизонта** со стратиграфическим несогласием перекрывают породы палеоцена и нижнего эоцена.

В свою очередь тасаранский горизонт разделяется на нижнюю – глинистую и верхнюю – алевритово-глинистую пачки местных значений.

Глинистая пачка в нижней части представлена зеленовато-серыми плотными глинами монтмориллонитового состава с примесью каолинита, гидрослюда и хлорита, обилием скелетов радиолярий, с гнездами и присыпками алеврита, с единичными тонкими прослойками алевритов, песчаников. По каротажу она выделяется ровными, слабо дифференцированными кривыми ПС, ГК и КС с низкими значениями кажущихся сопротивлений.

К кровельной части глинистой пачки приурочен тасаранский газоносный горизонт.

Алевритово – глинистая пачка согласно залегает на отложениях глинистой пачки. Пачка представлена тонким чередованием зеленовато-серых глин и алевритов, редко песчаниками и алевролитами. На фоне тонкого чередования пород выделяются сравнительно мощные (до 20-30 м и более) пачки, в которых алевритовые породы становятся доминирующим, а сами пачки приобретают вид преимущественно алевритовых или песчано- алевритовых тел.

В алевритово-глинистой пачке повсеместно отмечается присутствие пластов силицитовых пород, представляющих тонко - зернистые песчаники и алевролиты с базальным опаловым цементом. Общая толщина тасаранского горизонта на описываемой территории изменяется от 42 м (скв. АКК-102) до 256 м (скв. АКД-03).

### **Верхний эоцен (P<sub>2-3</sub>)**

Отложения **чеганского горизонта (P<sub>2-3</sub>)** охватывают стратиграфический интервал от кровли тасаранского горизонта до подошвы среднего-верхнего олигоцена. В составе чеганского горизонта выделяются две свиты: аккулковская и чеганская.

**Аккулковская свита (P<sub>2-3ак</sub>)**. Отложения свиты согласно залегают на породах алевритово-глинистой пачки тасаранского горизонта. Сложены они опоковидными серыми и коричневато – серыми глинами, иногда грубыми, алевритистыми, карбонатными, включениями мельчайших стяжений пирита. В основании аккулковской

свиты на Кызылойском и Аккулковском поднятиях прослеживается пласт алевритов, названный Кызылойским газоносным горизонтом. Толщина верхнего эоцена изменяется от 54 (скв. АКК-21) до 168 м (скв. АКК-33).

#### **Олигоценый отдел (Рз)**

В составе олигоценового отдела выделяется нижний отдел и нерасчлененная толща среднего и верхнего олигоцена.

#### **Нижний олигоцен (Р<sub>з-1</sub>)**

**Отложения чеганской свиты (Р<sub>з-1chg</sub>)** согласно ложатся на породы аккулковской свиты. По составу слагающих пород и каротажной характеристике они разделяются на две пачки: нижнюю – глинистую и верхнюю – алевритово-глинистую.

Отложения глинистой пачки сложены тонкими опоковидными глинами часто с мергельными конкрециями септариевого облика, с редкими тонкими прослоями песчаников и опоковидных алевролитов с включением обуглившихся растительных остатков, макрофауны, пирита, гальки сидерита. В низах глинистой пачки отмечается некоторое огрубение материала. Толщина отложений глинистой пачки на Аккулковской площади изменяется в пределах 88-97 м.

Отложения алевритово-глинистой пачки представлены переслаивающимися листовыми глинами, алевритами, содержащими пропластки песчаных пород с глинистым цементом, с обуглившимися растительными остатками, с фауной и пиритом. Толщина алевритово-глинистой пачки на Аккулковской площади составляет 226-382 м.

**Средний и верхний олигоцен (Р<sub>з-2+3</sub>).** Не расчлененные отложения средне-верхнего олигоцена залегают согласно на нижележащих отложениях алевритово-глинистой пачке чеганской свиты нижнего олигоцена.

Литологически отложения среднего и верхнего олигоцена представлены песчано-глинистыми породами серых тонов, с прослоями в нижней части разреза шамозитовых руд, залегающих в виде линз, толщинами до 10 м.

Толщина пород среднего и верхнего олигоцена на изучаемой площади колеблется в пределах 116-160 м.

**Неогеновая система (N).** Отложения неогеновой системы представлены нижним отделом (миоценом), который несогласно перекрывает палеогеновые отложения и сложен переслаиванием глин, алевритов и песков. Встречаются линзы алевролитов с прослойками углей. Выше по разрезу развиты пески с линзами песчаников и прослоями глин. Глины серые, зеленовато-серые, слабо песчанистые, слюдистые, плотные, на ощупь жирные. Толщина колеблется от 104 (скв. АКК-06) до 190 м (скв. АКК-16).

**Четвертичная система (Q).** Четвертичный разрез со стратиграфическим несогласием залегает на породах неогеновой системы. Сложены они песками, суглинками и супесями. Толщина отложений изменяется от 4 м (скв. АКК-01) до 36 м (скв. АКК-18).

**В тектоническом отношении** рассматриваемая территория расположена в зоне сочленения Шалкарского и Косбулакского прогибов Северо-Устюртского осадочного. При этом наиболее погруженным блоком является Косбулакский блок, где поверхность фундамента залегает на абсолютных отметках минус 11-12 км. Наиболее приподнятый – Шалкарский блок с абсолютными отметками фундамента минус 3-6 км.

На месторождении Аккулковское в 2019 году с целью изучения и уточнения геологического строения, а также выявления новых нефтегазоперспективных объектов компанией ТОО «Тат-Арка» выполнены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д в объеме 291 км<sup>2</sup>, обработка и интерпретации полевых материалов выполнена компанией «Paradigm Geophysical» в 2019 г.

В результате структурной и динамической интерпретации выполнены структурные построения по 12 отражающим горизонтам: **P<sub>2-zak</sub>** – кровля кызылойского горизонта; **P<sub>2-2+3</sub>** – кровля тасаранского горизонта; **I** – кровля меловых отложений, **K<sub>2</sub>** – внутри верхнего мела, **II** – кровля пород нижнего мела, **K<sub>1br</sub>** – кровля барремского яруса нижнего мела, **III** – кровля пород юрского возраста), **J<sub>2bt</sub>** – кровля батского яруса средней юры, **J<sub>2b</sub>** – кровля байосского яруса средней юры, **V** – подошва юрских отложений, **PT** – горизонт внутри пермотриаса, **PZ** – кровля палеозоя.

#### **Отражающий горизонт PZ кровля палеозоя.**

Карта по отражающему горизонту PZ отображает положение кровли нерасчлененных палеозойских отложений (граф. прил. 1). Возможно, частично она представляет собой кровлю карбонатно-терригенной тощи, аналогичной по возрасту и составу отложениям востока Прикаспийской впадины.

По отражающему горизонту структура представляет собой структурный нос, субширотного простирания, нарушенный разломом F в восточной части площади. Глубины ОГ, зафиксированные при интерпретации, максимальная -5060 м и минимальная -2730 м.

**Отражающий горизонт внутри пермотриаса – PT соответствует подошве триасовых отложений.** Всего выявлено 5 (пять) независимых зон (граф. прил. 2).

ОГ PT по большей части несогласно примыкает с низу к ОГ V и представляет собой формы облекания для вышележащих горизонтов.

Две небольшие зоны прослеживания ОГ РТ расположены в северо-восточной и западной частях площади.

Зона, расположенная восточнее, имеет округлую форму и тяготеет к Кашкаратинской мульде (скорее всего является её частью). Горизонт разбит разломами разной направленности и амплитуды (40-60 м) и залегает на глубинах от -3186 м до -3343 м. Наиболее погруженная часть расположена в восточной части зоны.

Вторая (западная) зона, расположенная на Аккулковском поднятии, вытянута почти в широтном направлении с падением ОГ РТ в западном направлении. Значения определенных глубин -2597 м на востоке зоны и -2850 м на западе зоны. В пределах этой зоны разломов не определено.

Три другие зоны прослеживания горизонта расположены в центральной и южных частях площади.

Две зоны – южная и центральная представляют собой единый объект, разбитый надвигом. Общей чертой для этих двух зон является моноклиальное падение ОГ РТ в южном направлении и многочисленные разломы в основном субмеридионального направления с малой амплитудой смещения. Глубины залегания ОГ РТ для южной зоны - 3395 – 3860 м (висячий блок) и центральной зоны -2640 3590 м (лежащий блок). В центральном блоке выделяется структура примыкания в субширотном направлении с размерами 14,0×2,0 км по изолинии 3250 м.

Наиболее крупная зона прослеживания горизонта расположена в южной части площади и связана с Косбулакской впадиной (ОГ РТ ограничен площадью съёмки). Северную часть зоны приставляет моноклиальное погружение горизонта с глубины - 3220 м до примерно -4000 м. Горизонт погружается в южном направлении с большим градиентом, чем в юго-западном. Склон заканчивается котловиной Г-образной формы, ограниченной по изогипсе -4100 м (в пределах съёмки). Котловина ориентирована субмеридиональном направлении и имеет размеры 9,5×5,5 км по изолинии -4100 м и площадью 46,5 км<sup>2</sup>. В северной части она развёрнута в северо-восточном направлении. Наибольшая глубина -4330 м отмечается в южной ее части.

ОГ разбит двумя крупными разломами, субмеридионального направления и многочисленными мелкими разломами разных направлений. Один из разломов проходит по склону вдоль падения, второй осложняет западный борт котловины.

В северной части зоны погружения в Косбулакскую впадину есть структура примыкания к ОГ V с размерами по изогипсе -3750 м. По сравнению с аналогичной

структурой в центральной зоне она меньше разбита разломами и имеет более крутое падение горизонта.

Структурная карта по **отражающему горизонту V** приурочен к подошве юры и вскрыт разведочными скважинами АКД – 01, АКД – 03, АКД – 08, Г–6, Г–5, Г–2. На структурной карте по V отражающему горизонту видно, что в западной части площади структура приподнята с минимальным значением отметок -2475 м. Наиболее погруженная зона расположена на юге с максимальным значением отметок -3825 м.

Тектонические нарушения образуют три системы: северо-западного, северо-восточного и субмеридионального направлений. В результате выделяются три зона погружения горизонта: северная в Кашкаратинскую мульду с максимальной глубиной - 3240 м, восточная зона с флексуообразным погружением в пределах участка до -2300 м и южная зона погружения горизонта в Косбулакский прогиб с отметками -3840 м (граф. прил. 3).

**Отражающий горизонт J<sub>2b</sub>** приурочен к кровле байосского яруса средней юры (граф. прил. 5) и вскрыта разведочными скважинами АКД – 01, АКД – 03, АКД – 08, Г – 2, Г – 5, Г – 6.

На структурной карте ОГ J<sub>2b</sub> видно, что на западной части расположена структура Аккулковского поднятия вытянутая в субширотном направлении, нарушена непротяженными разломами северо-западного простирания. Размеры структуры по замкнутой изогипсе -2450 м, которая выходит за пределы площади в сторону Кызылойского поднятия, составляют 6,1 × 4 км.

Южнее располагается структура в виде антиклинальной складки почти широтного простирания, вытянутая вдоль южной флексуры. Она отделена от Аккулковского поднятия пониженным участком. Размеры структуры по замкнутой изогипсе -2650 м составляют 13,7×2,4 км. Наименьшие значения глубины -2580 м в районе скважины АКД-08.

Горизонт резко погружается в северной часть площади в Кашкаратинскую мульду. Наиболее резкий спуск идет с юго-востока от перешейка, соединяющего Аккулковское и Бозойское поднятия, образуя подобие ступени с отметок ОГ -2640 м до -2740 м. С юго-запада значения глубин изменяются более плавно, и с глубины -2750 м сменяются незначительным погружением до значений -2835 м.

В южной части площади ОГ погружается в Косбулакский прогиб. Погружение в основном начинается с глубины -2700 м до -3200 м. Погружение выглядит как флексура с незначительными участками более полого падения горизонта. С глубины -3200 на

горизонте образуется впадина с максимальной глубиной -3300 м. На флекуре и впадине выделяются два кулисообразно расположенных разлома субмеридионального направления.

В юго-восточной части площади с отметки -2700 м начинается резкое увеличение глубины горизонта, максимальная зафиксированная величина крутого спуска составляет -2860 м.

**Отражающий горизонт J<sub>2</sub>bt** приурочен к кровле батского яруса средней юры (граф. прил. 5) и вскрыта разведочными скважинами АКД – 01, АКД – 03, АКД – 08, Г–2, Г – 5, Г – 6.

В западной части съёмки выделяется структура Аккулковское с тремя сводами. Своды располагаются кулисообразно и вытянуты в северо-западном направлении. Наивысшие значения зафиксированы на западном краю съёмки и составляют -2430 м. Западный свод оконтурен по изогипсе -2400 м и выходит за пределы съёмки. Свод вершины осложнён разломами небольшой длины с амплитудой смещения более 40 м. Восточнее располагается наиболее крупный свод, оконтуренной изогипсой -2400 м, с максимальными отметкой -2355 м (в районе скважины Г-5). Самый восточный свод осложнен разломом F<sub>2</sub> северо-западного направления.

В юго-восточной части площади четко выделяется двусводовая структура северо-восточного направления, с минимальными отметками -2440 м (район скважины АКД-11) и -2480 м (район скважины АКД-01). Западное и восточное замыкания структуры нарушены разломами. В западном направлении можно отметить структурный нос.

Перешеек, соединяющий Аккулковское и Бозойское поднятие, менее выражен. Севернее его горизонт резко погружается с отметок -2550 м до -2640 м в Кашкаратинскую мульду с последующим выполаживанием и достигает отметки -2712 м. Со стороны Аккулковского поднятия погружение более плавное.

В южной части площади (в Косбулакском прогибе) выявляются два разлома субмеридионального направления, разломы расположены кулисообразно и имеют серповидный характер. Погружение в Косбулакский прогиб носит флекурообразный характер и не контролируется разломами. Начало погружение ОГ с отметки -2060 м до -3120 резкое, с последующим выполаживанием ОГ до максимальной отметки, в пределах площади, -3200 м.

На карте кровля юрских отложений **ОГ III** отмечается структура субширотного простирания (граф. прил. 6), разбитая разломами F<sub>1</sub>, F<sub>2</sub>, F<sub>3</sub>, F<sub>4</sub>, F<sub>4</sub><sup>I</sup>, F<sub>5</sub>, F<sub>6</sub>, F<sub>7</sub>, F<sub>8</sub>, f<sub>3</sub>, f<sub>4</sub>, f<sub>6</sub>, f<sub>8</sub>. в центральной части. Разломы образуют систему горстов и грабенов северо-восточного

направления. Структура имеет два свода – восточную и западную. Максимальные отметки на сводах: -2069 м (западный свод) и -2045 м (восточный свод). Восточный свод рассечена разломом. К восточной части структуры примыкает валообразная структура (перешеек, уходящий за пределы съёмки на северо-восток в сторону Бозойского поднятия). В северной части съёмки отмечается пониженная область с минимальными отметками -2040 м с погружением на север, со стороны перешейка более интенсивное погружение в интервале глубин -2150 2220 м, а со стороны Аккулковской структуры более плавное погружение ОГ. С юго-восточной стороны перешейка проявляется малая структура, отделенная от перешейка и основной приподнятой части пониженными участками. Структура оконтуривается по изогипсе -2170 м и имеет два свода. Один свод в районе скважины АКД-08, с отметкой -2155 м, и второй в районе скважин АКД-01, АКД-05, АКД-06 и АКД-07, с отметкой -2145 м.

Горизонт на юге резко погружается в Косбулакский прогиб, частично начало погружения связано с разломами, но это не носит определяющий характер, поскольку разломы очень короткие и малоамплитудные. Исключение составляет наиболее протяженный разлом  $F_1$ , расположенный на южном краю структуры, но и он не контролирует начало погружения, хотя частично его пересекает. Начало погружения фиксируется с отметки -2150 м, в северо-западной части съёмки, и -2250 в юго-западной. Примерно с глубины -2600 м погружение начинает выполаживаться, достигая глубины -2665 м.

### **ОГ $K_{1br}$**

Структурная карта по ОГ  $K_{1br}$  стратегически относится к кровле барремского яруса меловых отложений (граф. прил. 7). Структура представляет собой структурный нос, субширотного простирания, нарушенная разломами  $F_1, F_2, F_3, F_4, F_4^I, F_5, F_6, F_7, F_8, f_3, f_4, f_6, f_8$ .

В северо-восточной части площади отмечается валообразное поднятие, переходящее в Бозойское поднятия, которое имеет крутое погружение с глубины -1970 м до глубины -2050 м на северо-западе в Кашкаратинскую мульду. С юго-запада перешеек погружается более круто с глубины -2010 м, погружение резкое. Южнее перешейка отмечается локальная структура, обособленная от основной структуры. Структура вытянута в северо-восточном направлении и ограничивается изогипсой -2000 м (район скважин АКД-08, АКД-01, АКД-05, АКД-06, АКД-07 и АКД-09). С южной стороны после серии разломов  $F_1, F_9$  отмечается резкое погружение горизонта в Косбулакский прогиб с

глубин -2080 м до -2400 м, с которой в самой южной части района съёмки намечается выполаживание. Наибольшая глубина ОГ зафиксирована в прогибе -2460 м.

**Отражающий горизонт II** соответствует кровле нижнемеловых отложений (граф. прил. 8). Структура отражающего горизонта отличается от нижележащих горизонтов, увеличением количество выделенных тектонических нарушений. По структурной карте отражающего горизонта II структура представляет собой структурный нос, субширотного простирания, нарушенная разломами F<sub>1</sub>, F<sub>2</sub>, F<sub>3</sub>, F<sub>4</sub>, F<sub>4</sub><sup>1</sup>, F<sub>5</sub>, F<sub>6</sub>, F<sub>7</sub>, F<sub>8</sub>, f<sub>3</sub>, f<sub>4</sub>, f<sub>6</sub>, f<sub>8</sub>.

Минимальные значения глубин на отметке -1000 м тяготеют к Бозойской группе поднятий на востоке площади, а максимальные – на отметке -1350 м соответствуют Косбулакскому прогибу в южной части площади. Поверхность поднятия разбита в юго-западной части площади съёмки серией коротких разломов северо-восточного простирания протяженности с амплитудой от 20 до 100 м, что значительно больше, чем в нижележащих горизонтах. Разломы образуют горсты и грабены локального характера. Серия наиболее длинных разломов ограничивает поднятую северо-восточную (вертикальное смещение по серии разлому достигает 80 м) от юго-восточной части. На юг от центральной части площади по ОГ отмечается структура с замыкающей изогипсой -1020 м (район скв. Г-4, Г-5). Вне зоны разломов, поднятая часть горизонта, имеет плавное залегание, с незначительными изменениями гипсометрии. Около разломов отмечаются мелкие структуры примыкания, разного гипсометрического уровня. С юго-востока через серию разломов разной протяженности и амплитуды горизонт флексурообразно погружается на глубину примерно -1340 м, с последующим выполаживанием до глубины 1355 м. С юго-востока погружение горизонта начинается с глубины -1050 м, наибольшие глубины могут быть зафиксированы за пределами площади. В северной части съёмки горизонт резко погружается с глубины -1040 до -1110 м с последующим более полого падения на глубинах -1250 - 1290 м.

**ОГ К<sub>2</sub>** (граф. прил. 9) и стратиграфически относится к отложениям верхнего мела. По этому горизонту структура представляет собой структурный нос, субширотного простирания, нарушена разломами F<sub>1</sub>, F<sub>2</sub>, F<sub>3</sub>, F<sub>4</sub>, F<sub>4</sub><sup>1</sup>, F<sub>5</sub>, F<sub>6</sub>, F<sub>7</sub>, F<sub>8</sub>, f<sub>3</sub>, f<sub>4</sub>, f<sub>6</sub>, f<sub>8</sub>.

На структурной карте в северо-восточной части имеет плавное залегание. Глубина залегания горизонта в поднятой части -650 - 610 м. Горизонт с юга примерно с глубины -660 м погружается в юго-восточном направлении (наибольшая выявленная глубина -770 м). В северной части горизонт погружается более плавно с глубины -650 до -800 м. Центральная часть структуры сформирована грабенами и горстами малых размеров. Наименьшее значение глубины для этой части площади -620 м отмечается в районе

скважины АКД-02. Наиболее амплитудный разлом выделяется юго-западнее скв. АКД-08, к которому с юга есть структура примыкания с размерами 4,7×2,1 км по замкнутой изогипсе -780 м. и площадью 7,2 км<sup>2</sup>. Около других разломов отмечаются многочисленные структуры примыкания, разного гипсометрического уровня значительно меньших размеров

**ОГ I кровля мела** (подошва палеогена).

Отражающий горизонт I привязан к кровле меловых отложений (граф. прил. 10). На карте отмечается в структурный нос северо-восточного направления, отмечается наименьшая зафиксированная глубина -545,7 м. Для северной части площади отмечается относительно плавное погружение пород. Западная часть структуры разбита разломами F<sub>1</sub>, F<sub>2</sub>, F<sub>3</sub>, F<sub>4</sub>, F<sub>4</sub><sup>I</sup>, F<sub>5</sub>, F<sub>6</sub>, F<sub>7</sub>, F<sub>8</sub>, f<sub>3</sub>, f<sub>4</sub>, f<sub>6</sub>, f<sub>8</sub> северо-западного простирания. Эти разломы образуют серию мелких грабенообразных структур. Амплитуды смещения от 50 до 30 м. Структуры примыкания к разломам значительно уменьшаются на Аккулковском поднятии. Самая крупная из них фиксируется юго-западнее скважины АКД-08. Она ограничена разломом с северо-востока и серией мелких разломов с юго-запада. Размеры структуры 5,1×1,8 км по изолинии -740 м. Примерно с глубины -700 м поднятая часть ОГ с юго-востока ограничивается падением горизонта, по большей части по непротяженным разломам. Далее на юг погружение ОГ приобретает вид флексуры, которая выполаживается на глубине -820 м, и достигает наибольших отметок -880 м на самом юге площади. С юго-запада резкое погружение горизонта отмечается с -620 м. В северной части съёмки горизонт погружается до -733 м, в интервале от -590 м до -650 м крутой спуск, сменяемый более пологим погружением.

**Отражающий горизонт R<sub>2-2+3</sub>** соответствует кровле продуктивного тасаранского горизонта (граф. прил. 11).

По отражающему горизонту структура представляет собой структурный нос, субширотного простирания, нарушенный разломами в западной части площади. Наиболее высокие значения для Аккулковского поднятия -330 м отмечается в районе скважины АКК-23 и -315 м около скв. АКК-22. Горизонт разбит серией разломов F<sub>1</sub>, F<sub>2</sub>, F<sub>3</sub>, F<sub>4</sub>, F<sub>4</sub><sup>I</sup>, F<sub>5</sub>, F<sub>6</sub>, F<sub>7</sub>, F<sub>8</sub>, f<sub>3</sub>, f<sub>4</sub>, f<sub>8</sub> северо-западного простирания в западной части площади. Около разломов отмечаются структуры примыкания разного размера и гипсометрического уровня. Наиболее крупная из них имеет размер 5,2×1,8 км по изолинии -340 м, к которому приурочено ЯП – 26 район скважины АКК-22. Структура примыкания около разлома F<sub>2</sub> имеет размер 5,3×1,3 км по замкнутой изогипсе -360 м приуроченной к ЯП – 24. «Яркое пятно» – 23 приуроченная к разлому F<sub>6</sub>, имеет структуру размером 4,3×0,4 км по изогипсе

-450 м. Структура в районе скважины АКК-101 «Яркое пятно» – 22 имеет размер 3,2×0,4 км по изогипс -490 м, приуроченная к разлому F<sub>7</sub>. Структура примыкания приуроченная к разлому F<sub>6</sub> и «Яркое пятно» – 32, имеет размер 6,1×0,5 км по замкнутой изогипсе -490 м.

**Отражающий горизонт P<sub>2\_3\_ак</sub>** характеризует положение кровли продуктивного газоносного кызыллойского горизонта (граф. прил. 12).

По поверхности этого отражающего горизонта структура представляет собой структурный нос, субширотного направления. Наименьшее значение отметок горизонта, для Аккулковского поднятия, -215 м отмечается в районе скважины АКК-23. С глубины -300 м до глубины -440 м, поднятая часть структуры, ограничивается резким падением горизонта в юго-восточном и южном направлениях. Горизонт, в основном в центральной и западных частях площади, разбит серией непересекающихся разломов F<sub>1</sub>, F<sub>2</sub>, F<sub>3</sub>, F<sub>4</sub>, F<sub>4</sub><sup>I</sup>, F<sub>5</sub>, F<sub>6</sub>, F<sub>7</sub>, F<sub>8</sub>, f<sub>3</sub>, f<sub>4</sub>, f<sub>6</sub>, f<sub>8</sub> северо-западного простирания. Отмечается сокращение длин разломов, в частности протяженный разлом F<sub>6</sub>, который распадается на два независимых разлома.

Около разломов отмечаются структуры примыкания, разного гипсометрического уровня. Самое крупное из них примыкает с северо-востоку к наиболее восточному разлому район скважины АКК-22, размер структуры 6,2×3,7 км по изогипсе -230 м. Структура примыкания приуроченная к разлому F<sub>1</sub> и «Яркое пятно» – 3 район скважин АКК-102 и АКК-06 имеет размер 4,0×0,9 км по замкнутой изогипсе -300 м. Структура примыкания приуроченная к ЯП-3 в районе скважины АКК-14 и приуроченная к разлому F<sub>6</sub> имеет размер 3,7×0,3 км по изогипсе -330 м. В районе скважин АКК-11, АКК-12 структура примыкания приуроченная к разлому F<sub>7</sub> и F<sub>8</sub> имеет размер 5,0×2,4 км по замкнутой изогипсе -360 м.

**ГАЗОНОСНОСТЬ** рассматриваемого месторождения Аккулковское связана с кызыллойским и тасаранским горизонтами.

Кызыллойский продуктивный горизонт впервые был отмечен в разрезе некоторых скважин в южной части залежи Жаманкоянкулак, Базойского поднятия в 35 км восточнее Кызыллойского месторождения, на 10 – 15 м выше основного продуктивного горизонта. Залежь газа, связанная с этим пластом (белоглинский надгоризонт Жаманкоянкулакской залежи), носит литологический характер. В пределах Аккулковской площади этот горизонт стал основным продуктивным горизонтом, образовав самостоятельную газовую залежь.

В западном направлении от Базойского поднятия происходит увеличение этажа газоносности за счет верхней части разреза верхнего эоцена. Газовмещающими

отложениями, являются маломощные пласты алевролитовых пород, приуроченных к нижней части Аккулковской свиты верхнего эоцена.

Непосредственно на Аккулковской площади установлена газонасыщенность эоценовых отложений, где выявлены тасаранский и кызылойский горизонты.

Месторождение Аккулковское открыто в 2005 году получением при опробовании скважины АКК-04 промышленного притока газа из палеогеновых отложений.

На дату составления настоящего отчета (02.01.2023 г.) на месторождении Аккулковское пробуренный фонд составил 45 скважин, из них по контракту №3496 на залежи рассматриваемых палеогеновых отложений пробурены 21 скважин, из которых 3 скважины (АКК-100, АКК-101, АКК-102) пробурены после составления предыдущего ПЗ-2018г. А по контракту № 265 пробурено 24 скважин, из которых 6 скважин (АКК-21, АКК-28, АКК-29, АКК-33, АКД-12, АКД-13) пробурены после ПЗ-2018г.

В 2019 году компанией ТОО «Тат-Арка» выполнены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д в объеме 291 км<sup>2</sup>, обработка и интерпретации полевого материала выполнена компанией «Paradigm Geophysical» в 2019 г. На основании совместного анализа данных 3Д сейсморазведки и ГИС уточнены контуры газовых скоплений «Яркие пятна» в кызылойском и тасаранском горизонтах.

К выявленным продуктивным горизонтам приурочены тектонически – и литологически – экранированные газовые залежи.

Границами площади залежей является контура «Яркие пятна», внешний контур продуктивности и тектонические нарушения.

Выявленные залежи, имеют самостоятельные газоводяные контакты. При обосновании контактов использовались результаты опробования и сведения по добыче скважин, оценка характера насыщения коллекторов по комплексу геолого-геофизических исследований скважин.

**Кызылойский продуктивный горизонт.** Вскрыт всеми пробуренными скважинами.

По материалам ГИС в 10-ти скважинах выявлены газонасыщенные, в 4-х скважинах - газоводонасыщенные, в 1-ой скважине - водонасыщенные коллектора, 21 скважина пробурена в зоне отсутствия коллекторов.

Продуктивность горизонта доказана опробованием скважин, где по сейсмическим материалам в выделенных 22-х ЯП (СО-2019) только в 8-ми ЯП пробурены скважины и в 13-ти (20-и скважин) доказаны опробованием и во всех скважинах, пробуренных на ЯП

выявлены газонасыщенные коллектора по материалам ГИС, ЯП в плане расположены в непосредственном контакте с тектоническими нарушениями или вблизи них.

**ЯП-1** пробурена одна скважина АКК-13. В феврале 2013 г. при опробовании интервала 494-500 (-322,1-328,1) м был получен газ дебитом 8,93 тыс. м<sup>3</sup>/сут при 8 мм штуцере. По данным ГИС выделяются газонасыщенные коллектора до отметки -326,1 м. Таким образом, УГВК принят на отметке -326 м.

Эксплуатация ЯП – 1 начата с 05.10.2013 г по 06.10.2014 г. накопленная добыча составила 17,74 млн м<sup>3</sup>. На дату составления настоящего отчета скважина АКК-13 находится в консервации.

**ЯП-2** осложнена тектоническим разломом F<sub>7</sub>, который делит залежь на II блок и III блок.

Во II блоке пробурены скважины АКК – 09, АКК – 11, АКК – 12 и АКК – 101.

В августе 2007 года была опробована скважина АКК – 09 в интервале 520-529 (-350,3-359,3) м, из которого получен приток газа с дебитом 36,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут при 8 мм штуцере.

В январе 2013 года в скважине АКК – 11 был получен приток газа с дебитом 13,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут из интервала опробования 514-521 (-348,7-355,7) м.

В ноябре 2007 года скважина АКК – 12 была опробована в интервале 528-538 (-353,7-363,7) м, в результате получен газ, дебит которого составил 52,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут при dшт =12 мм.

Скважина АКК – 101 пробурена согласно проекту разработки - 2018 г. Скважина была опробована в сентябре 2020 года из интервала 516-525 (-340,2-349,2) м был получен газ дебитом 30,01 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Скважина вступила в эксплуатацию с 08.10.2020 г.

По данным ГИС в скважинах АКК – 09, АКК – 11, АКК – 12 и АКК – 101 подошва газа находится на отметках -355,1 м, -354,8 м, -362,8 м и -349,2 м соответственно.

Таким образом, УГВК принят на отметке -363 м.

В III блоке пробурены скважины АКК – 14, Г – 2, Г – 6. Следует отметить, что между скважиной Г – 2 и Г – 6 проходит тектоническое нарушение f<sub>6</sub>, которое так же подтверждается данными ГИС.

Так, по данным интерпретации ГИС в скважине Г – 6 подошва газоносного коллектора находится на отметке -342,4 м, а кровля водонасыщенного коллектора на отметке -344,8 м. В скважине Г – 2 и АКК – 14 подошва газа находится на отметке -335,1 м и -328,2 м соответственно, а кровля воды в скважине Г – 2 – на отметке -336,7 м.

В марте 2008 года в скважине АКК – 14 был опробован интервал 488-496 (-322,0-330,0) м с дебитом газа равным 36,48 тыс м<sup>3</sup>/сут при 8 мм штуцере.

Учитывая данные опробования и результаты интерпретации ГИС, ГВК в районе скважин АКК – 14 и Г – 2 принят на отметке -335 м. ГВК в районе скважины Г – 6 принят на отметке -344,8 м.

Накопленная добыча на 02.01.2024 г. ЯП–2 составила 106,64 млн.м<sup>3</sup>.

В пределах **ЯП – 3** пробурены скважины АКК – 04, АКК – 06, АКК – 102 и Г – 5. ЯП – 3 осложнена разломом F<sub>1</sub>, которая делит структуру на два блока IV и V.

В работе [15] в пределах блока IV была пробурена одна скважина АКК – 06, позднее согласно графику бурения была пробурена еще одна скважина АКК-102.

Скважина АКК – 06 в июле 2007 года была опробована в интервале 482,0-489,0 (-289,0-296,0) м, в результате получена пластовая вода в объеме 10,5 м<sup>3</sup> с незначительным проявлением газа.

В скважине АКК-102 в августе 2020 года был перфорирован интервал 487-490 (-294,5-297,5) м, притока не получено.

По результатам интерпретации ГИС в скважине АКК – 06 и АКК-102 выделены водонасыщенные коллектора абсолютной отметки -291,6 м и -295,7 м.

Таким образом, в настоящей работе, учитывая вышеприведенные данные залежь в этом блоке не оконтуривается.

В V блоке пробурены скважины Г – 5 и АКК – 04.

Скважина АКК – 04 была опробована в октябре 2011 года в интервале 434-446 (-237,2-249,2) м получен приток газа дебитом 30,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут при 8 мм штуцере.

По данным ГИС в скважинах Г – 5 и АКК – 04 подошвы газонасыщенных коллекторов находятся на отметках -286,7 м и -246,2 м соответственно.

Учитывая данные опробования и интерпретации ГИС, УГВК принят на отметке -287 м.

Эксплуатация ЯП – 3 начата с 05.10.2010 г. На дату составления настоящего проекта накопленная добыча составила 181,03 млн м<sup>3</sup>.

**ЯП – 7.** В пределах ЯП – 7 пробурена скважина АКК – 20. По результатам интерпретации ГИС в скважине подошва газонасыщенного коллектора находится на отметке -252,0 м, которая принята за отметку УГВК.

**ЯП – 8** оконтурена по результатам бурения скважины АКК – 26. В декабре 2017 года скважина была опробована в интервале 467,6-470,6 (-253,0-256,0) м, где получен газ дебитом 19,3 тыс.м<sup>3</sup>/сут через 8 мм штуцер. По результатам интерпретации ГИС подошва

газа находится на отметке -255,8 м. Учитывая данные опробования и ГИС, условный газоводяной контакт принят на отметке -256 м.

Скважина АКК – 26 эксплуатирует ЯП-8 с 25.12.2018 г. По состоянию изученности на 02.01.2023 г. накопленная добыча газа составила 17,43 млн. м<sup>3</sup>.

Скважина АКК – 24 пробурена в пределах **ЯП – 9**. По результатам совместного опробования кызылойского и тасаранского горизонта (16-22.11.2017 г.) из интервалов 494,0-500, 636-638 (-283,8-289,8, -425,8-428,0) м был получен приток газа. Дебит газа составил 26,82 тыс. м<sup>3</sup>/сут при 8 мм штуцере. По ГИС в скважине подошва газонасыщенного коллектора находится на отметке -288,2 м. УГВК принят по подошве газонасыщенного коллектора на отметке -288 м.

Эксплуатация ЯП – 9 начата с 25.12.2018 г. Накопленная добыча на 02.01.2024г. составила 14,19 млн.м<sup>3</sup>.

**ЯП-10** В предыдущем проекте [15] ЯП было выделено по данным линии сейсмопрофиля 2Д (СО-2014 г.) и эксплуатационных характеристик скважины АКК-16. Площадь распространения была принята, как диаметр, в окружности которого были подсчитаны запасы газа по результатам бурения скважины АКК-16. По материалам ГИС подошва газонасыщенного коллектора была установлена на абсолютной отметке -385,9 м.

В настоящей работе структура в пределе ЯП - 10 осложнена разломом F<sub>1</sub>, которая делит на два блока I и II.

В I блоке пробурены скважины АКК-16 и АКК-21.

В июле 2014 года скважина АКК-16 опробована в интервале 558-576 (-368,4-386,4) м, из которого получен газ с дебитом 42,12 тыс.м<sup>3</sup>/сут. По ГИС выделяются газонасыщенные коллектора до отметки -385,9 м.

В декабре 2021 года была опробована скважина АКК – 21 из интервала 578 – 584 (-389,8-395,2) м получен приток газа дебит, которого составил 15,5 тыс м<sup>3</sup>/сут при 8 мм штуцере. По ГИС в этой скважине газонасыщенные коллектора выделяются до отметки -395,2 м. УГВК в этом блоке принят по подошве газонасыщенного коллектора скважины АКК-21 -395,2 м.

Во II блоке пробурены скважины АКК-28 и АКД-12.

Из интервала перфорации 573 – 576 (-383,4 -386,4) м скважины АКК – 28 (29-31.08.2021 г) был получен газ с дебитом 35,5 тыс.м<sup>3</sup>/сут при 8 мм штуцере.

Скважина АКД – 12 была опробована в сентябре 2021 г в интервале 588,0 – 592,6 (-403,1 -407,7) м, в результате которого получен приток газа с дебитом 33,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

По результатам интерпретации ГИС в скважине АКК – 28 газ выделяется до отметок -388,8 м, а в скважине АКД – 12 отбивается прямой контакт ГВК на отметке -408,6 м.

Учитывая данные опробования и материалы ГИС, ГВК принят на отметке -408,6 м.

Скважина АКК – 16 начала эксплуатировать ЯП – 10 с 01.01.2015 г. На дату составления настоящего проекта накопленная добыча составила 119,27 млн.м<sup>3</sup>.

**ЯП – 11+12.** В пределах этого «Яркового пятна» пробурена разведочная скважина АКК – 29 согласно работе (СО – 2019 г.). По результатам интерпретации ГИС в скважине выделяются два газонасыщенных пласта до отметки -400,1, с сумарной эффективной газонасыщенной толщиной 2,3 м.

УГВК принят по подошве газонасыщенного пласта на отметке -400 м (граф. прил. 16).

**Тасаранский продуктивный горизонт** вскрыт 31-ой скважиной.

По материалам ГИС в 11-ти скважинах выявлены газоводонасыщенные, в 20-ти скважинах водонасыщенные коллектора.

Продуктивность горизонта доказано опробованием скважин, где по сейсмическим материалам в выделенных 36-ти ЯП (СО-2019) только в 10-ти ЯП пробурены скважины и в 10-ти (12-и скважин) доказаны опробованием и во всех скважинах, пробуренных на ЯП выявлены газонасыщенные коллектора по материалам ГИС, ЯП в плане расположены в непосредственном контакте с тектоническими нарушениями или вблизи них.

**ЯП – 22.** В пределе это ЯП пробурена скважина АКК – 101 согласно работе проекту разработки 2018 года. По данным ГИС выделяются газонасыщенный коллектор до отметки -464,2 м, а водонасыщенные коллектора с отметки -465,2 м. Эффективная газонасыщенная толщина составляет 1,6 м. Таким образом, ГВК принят по данным интерпретации ГИС на отметке -464 м.

Скважина АКК – 14 пробурена в пределе **ЯП-23**. Скважина была опробована в период 23.02-5.04.2008 г в интервалах 605-610 (-439,0-444,0) м, 610-615 (-444,0-449,0) м, из которых получены притоки газа дебитом 34,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут, 44,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут при 8 мм штуцере. По материалам ГИС подошва газонасыщенного коллектора находится на отметке -444,2 м, а кровля водонасыщенного коллектора на отметке -445,3 м. Таким образом учитывая данные опробования и ГИС, ГВК принят по кровле водонасыщенного коллектора на абсолютной отметке -445,3 м.

Эксплуатация ЯП – 23 начата с 20.05.2015 г. Накопленная добыча на дату составления отчета составила 12,06 млн.м<sup>3</sup>.

В **ЯП – 24** пробурена скважина АКК-23. В результате опробования интервала 537,3-540,3 (-333,0-336,0) м получен газ дебитом 24,3 тыс.м<sup>3</sup>/сут через 8 мм штуцер. По результатам интерпретации ГИС отбивается прямой контакт ГВК -339,5 м. Учитывая данные опробования и ГИС, ГВК принят на отметке -339,5 м.

Эксплуатация ЯП – 24 начата с 01.05.2018 г. На дату составления настоящего отчета добыча составила 26,73 млн.м<sup>3</sup>.

В пределах **ЯП – 25** пробурена скважина АКК-20, в которой при опробовании интервалов 562,4 – 564,2 (-361,7-363,5) м, 568 – 573 (-367,3-372,3) м получен приток газа с водой с соответствующими дебитами 15,84 тыс. м<sup>3</sup>/сут и 8,8 м<sup>3</sup>/сут. По результатам интерпретации ГИС подошва газового коллектора находится на отметке -364,4 м, а кровля водоносного коллектора на отметке -365,5 м. Таким образом, ГВК принят на абсолютной отметке -365,5 м.

ЯП – 25 эксплуатируется скважиной АКК – 20 с 01.05.2018 г., при этом накопленная добыча составила 5,61 млн. м<sup>3</sup>/сут.

Скважина АКК – 22, пробурена в контуре **ЯП – 26**, была опробована в декабре 2017 года в интервале 523,5 – 526,0 (-316,6-319,1) м получен газ дебитом 56,23 тыс. м<sup>3</sup>/сут при 9 мм штуцере. По ГИС подошва газонасыщенного коллектора находится на отметке -321,2 м, а кровля воды на отметке -329,0 м. Таким образом, ГВК принят по кровле водонасыщенного коллектора на отметке -329 м.

Эксплуатируется ЯП – 26 с 29.01.2018 г. Накопленная добыча на дату составления отчета составила 10,57 млн.м<sup>3</sup>.

В контуре **ЯП – 27** пробурена скважина АКК – 25. В ноябре 2017 года из интервала опробования 548,6 – 551,6 (-339,6-342,6) м получен газ дебитом 28,54 тыс.м<sup>3</sup>/сут через 8 мм штуцер. По ГИС выделяются газонасыщенные коллектора до отметки -344,2 м, а с отметки -345,5 м - водонасыщенные. ГВК принят по кровле водоносного пласта на абсолютной отметке -345,5 м.

Скважина АКК – 17 находится в контуре **ЯП – 28**. В июле 2014 года в скважине из интервала опробования 547 – 550 (-344,3 -346,9) м был получен газ дебит, которого составил 27,1 тыс м<sup>3</sup>/сут на 8 мм штуцере. По ГИС в скважине отбивается прямой контакт ГВК на отметке -348,0 м, который принят за ГВК залежи.

Скважина эксплуатировала ЯП – 28 в период 01.01.2015 – 31.03.2019 гг. с накопленной добычей 33,67 млн.м<sup>3</sup>. На дату составления отчета скважина находится в консервации.

**ЯП – 29.** В пределах ЯП пробурены скважины АКК – 15 и АКК – 100 между которыми проходит тектоническое нарушение  $f_2$ .

В сентябре 2008 г в скважине АКК – 15 была опробована в интервале 546 – 552 (-376,0-382,0) м, где получен газ дебитом 52,42 тыс. м<sup>3</sup>/сут. По материалам ГИС подошва газа находится на отметке -380,2 м, а кровля воды на отметке -385,5 м. ГВК в районе скважины АКК – 15 принята на абсолютной отметке -385,5 м.

Скважина АКК – 100 была опробована сентябре 2020 года в интервале 551-554 (-345,9-348,9) м, в результате которого получен газ дебитом 17,48 тыс. м<sup>3</sup>/сут. По результатам интерпретации ГИС в скважине отбивается прямой контакт газ-вода на отметке -351,8 м, которая и принята за отметку ГВК.

ЯП – 29 эксплуатировалась скважиной АКК – 100 в период 26.09.2020 -30.06.2021 накопленная добыча составила 1,61 млн.м<sup>3</sup>. Скважина АКК – 15 эксплуатирует ЯП с 01.01.2015 г. На дату отчета накопленная добыча составила 76,70 млн.м<sup>3</sup>.

**ЯП – 31.** Скважина АКК – 19 пробурена в контуре ЯП – 31. В августе 2014 года по результатам опробования из интервала 645 – 655 (-447,0 -457,0) получен приток газа дебитом 51,31 тыс. м<sup>3</sup>/сутр при 8 мм штуцере. По ГИС отбивается контакт ГВК на отметке -459,6 м. Таким образом, ГВК в районе ЯП – 31 принята на отметке -459,6 м.

Яп – 31 эксплуатировалась скважиной АКК – 19 в период 01.01.2015 г – 01.05.2016 г, при этом накопленная добыча составила 29,6 млн.м<sup>3</sup>. По состоянию на 02.01.2023 г. скважина находится в консервации.

**ЯП – 32.** Скважина АКК – 18 пробурена в пределах ЯП – 32. В июне 2014 года из интервала опробования 669,5-671,7 (-490,5-492,7) м получен приток газа с дебитом 50,7 тыс.м<sup>3</sup>/сут на 8 мм штуцере. По результатам интерпретации ГИС в скважине отбивается прямой контакт газ – вода на отметке -493,3 м.

Учитывая данные опробования и материалы ГИС, ГВК принят на отметке -493,3 м.

ЯП – 32 эксплуатировалась в период 01.01.2015 – 01.06.2015 гг. с накопленной добычей 8,91 млн. м<sup>3</sup>/сут. (граф. прил. 17).

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

Залежи месторождения Аккулковское приурочены к отложениям среднего (тасаранский горизонт) и верхнего эоцена (кызылойский горизонт).

Разрез продуктивной толщи сложен терригенными породами.

С учетом данных эксплуатационных скважин, пробуренных по проектным документам [15] уточнились толщины залежей, коллекторские свойства пластов и показатели неоднородности.

При детальной пластовой корреляции пробуренных скважин отмечается четкое расчленение продуктивного разреза на горизонты. Внутри горизонтов выделены пласты коллекторы, которые хорошо коррелируются. Разделом между горизонтами являются глинистые пласты различной толщины.

Общая толщина залежей посчитана как разница между подошвой нижнего и кровлей верхнего коллекторов, а там, где выделен один коллектор, высчитывалась как разница между кровлей и подошвой этого коллектора. Общая толщина выделенных коллекторов изменяется от первых метров до десятков метров.

Эффективная толщина в скважине определялась как сумма эффективных толщин всех выделенных коллекторов. Следует отметить, что в терригенных коллекторах эффективная толщина всегда меньше общей толщины, так как при определении эффективной толщины из общей толщины вычитались плотные и глинистые прослои.

В таблице 2.2.1 дана характеристика общих, эффективных и нефтенасыщенных толщин залежей выделенных горизонтов.

Кызылойский газоносный горизонт. В разрезе горизонта прослеживается от 1 до 4 песчаных пластов, разделенных плотными глинистыми породами. Общая толщина залежи колеблется в пределах от 1,6 до 12,7 м. Эффективная толщина изменяется в пределах от 1,2 до 8,8 м, эффективная газонасыщенная толщина – от 3,4 до 32,2 м (таблица 2.2.1).

Средние значения коэффициентов песчаности, расчлененности и распространения залежи соответственно составляет 0,859, 1,7 и 0,614 д.ед. (таблица 2.2.2).

Тасаранский газоносный горизонт. В разрезе горизонта прослеживается от 2 до 9 песчаных пластов, разделенных плотными глинистыми породами. Общая толщина залежи колеблется в пределах от 19 до 43,6 м. Эффективная толщина изменяется в пределах от 13,9 до 34,9 м, эффективная газонасыщенная толщина – от 1,6 до 12,1 м (таблица 2.2.1).

Средние значения коэффициентов песчаности, расчлененности и распространения залежи соответственно составляет 0,694, 5,7 и 0,932 д.ед. (таблица 2.2.2).

Таблица 2.2.1 – Месторождение Аккулковское. Характеристика толщин залежей

Горизонт	Толщина	Наименование	Горизонт	
			кызыллойский	тасаранский
1	3	4	5	6
Кызыллойский	Общая	Средняя, м	5,3	35,3
		Коеф. вариации, д. ед.	0,269	0,036
		Интервал изменения, м	1,6-12,7	19-43,6
	Эффективная	Средняя, м	4,5	23,9
		Коеф. вариации, д. ед.	0,198	0,067
		Интервал изменения, м	1,6-12,7	13,9-34,6
	Газонасыщенная	Средняя, м	3,7	4,1
		Коеф. вариации, д. ед.	0,293	0,411
		Интервал изменения, м	1,2-6,7	1,6-12,1

Таблица 2.2.2– Месторождение Аккулковское. Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов

Горизонт	Кол-во скважин, используемых для определения	Коеффициент песчанности, доли ед.			Коеффициент расчлененности, д.ед.			Коеф. распространения, д.ед.
		Среднее значение	коеф. вариации	интервал изменения	Среднее значение	коеф. вариации	интервал изменения	
Кызыллойский	20	0,859	0,022	0,5-1,0	1,7	0,153	1-4	0,614
Тасаранский	11	0,694	0,068	0,4-1,0	5,7	0,200	2-9	0,932

#### *Характеристика коллекторских свойств по керну*

Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов составлена по материалам изучения керна и результатам интерпретации промыслово-геофизических исследований. Детально объём выполненных петрофизических и геофизических исследований, использованных для характеристики коллекторских свойств, обоснование граничных значений коллекторов, методики определения подсчётных параметров, приведены в работе [16].

В целом по месторождению Аккулковское отобрано 166,7 м керна (58,3% от проходки), изучено 164 образца.

По продуктивному кызыллойскому горизонту бурением с отбором керна пройдено 127,0 м, с выносом 58,9 м (46,4%), изучено 30 образцов, из них представительных 6. Тасаранский горизонт не смотря на меньший вынос - 28,9 м (58,7% от проходки), изучен 75 образцами, представительных 56.

На керне выполнено макро- и микроописание, определена открытая пористость, проницаемость для газа и методом уплотнения, объёмная и минералогическая плотность, карбонатность, гранулометрический состав, водонасыщенность. Комплекс проведенных специальных исследований состоял из определения электрических свойств, капиллярного давления, пористости методом ЯМР, минералогического состава пород методом XRD,

смачиваемости, ОФП и коэффициента вытеснения методом центрифугирования, ртутной порометрии и капиллярного давления.

Выполненные исследования позволили выявить влияние глинистости на пористость и проницаемость, установить связь объёмной плотности пород с пористостью, пористости с проницаемостью, построить основные петрофизические связи  $R_p=f(K_p)$  и  $R_n=f(K_v)$ , установить критерии разделения пород на коллектор- неколлектор, которые при подсчёте запасов (ПЗ\_2022) и в настоящей работе приняты следующими: пористость  $\geq 0,13$  д.ед, глинистость  $\leq 0,40$  д.ед.; получить характеристику фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов по керну и создать петрофизическую основу интерпретации ГИС.

#### *Характеристика коллекторских свойств по ГИС*

Для характеристики коллекторских свойств и коэффициента газонасыщенности по ГИС использованы результаты интерпретации, выполненные по 45 скважинам, из них 8 скважин пробурены и исследованы после предыдущего подсчёта запасов.

Вскрытие продуктивных горизонтов разрезов скважин проводились долотами диаметров 215,9 мм и в палеогене 406 мм, 310 мм, редко 220 мм; на глинистой промывочной жидкости (ПЖ) с полимерными добавками со следующими параметрами: удельным весом 1,06-1,26 г/см<sup>3</sup>, вязкостью 28-65 с, УЭС 0,04-0,28 Омм.

Пластовые воды кызылойского горизонта имеют минерализацию 130 г/л; тасаранского – от 108,33 г/л до 115 г/л. УЭС пластовой воды при температуре 32°С (по ГИС) в кызылойском и тасаранском горизонтах 0,065 Омм.

Во всех скважинах, независимо от категории, выполнен обязательный комплекс по всему стволу, включающий общие исследования с выдачей результатов в масштабе глубин 1:500 и детальные исследования в интервале продуктивных отложений в масштабе 1:200.

Комплекс общих исследований всех скважинах состоял из стандартного каротажа (КС, ПС, КВ) и радиоактивного каротажа (ГК+НГК и/или КНК).

Детальные исследования выполнялись в интервале продуктивного разреза. Комплекс методов, помимо перечисленных выше включает боковое каротажное зондирование (БКЗ), боковой каротаж (БК), термометрия (ТМ), микрозондирование (МКЗ), индукционный каротаж (ИК) микробоковой (МБК), акустический (АК) и плотностной (ГКП) каротажи.

В скважинах, пробуренных после 2014 гг. комплекс детальных исследований дополнен методом высокочастотного индукционный каротаж зондирования (ВИКИЗ). В скважинах, пробуренных после 2020 г., выполнен в дополнение к перечисленным спектрометрический гамма-каротаж (СГК) с выделением изотопов U, Th, K. Комплекс

геофизических методов, проводимый в скважинах, соответствует требованиям Технической инструкции [20] и принятому комплексу на месторождении.

Результаты интерпретации материалов ГИС использованы в качестве подсчетных параметров в отчетах по подсчету запасов [16]. Алгоритм расчёта параметров (используемые связи, константы) подробно освещены в работе [16]. Кратко отметим, определение глинистости проводилось по ГК и СГК с использованием связи Ларионова В.В. ГК с Кгл. для древних пород. Пористость в зависимости от набора и качества методов рассчитывалась по комплексам АК-НК-ГГКп или одному из методов с учётом ГК.

Ниже приведена петрофизическая характеристика пород коллекторов на базе исследования керна и материалов ГИС по кызылойскому и тасаранскому горизонтам.

Непосредственно продуктивный кызылойский горизонт освещен керном из трех скважин, с отбором пройдено 26,0 м, вынос составил 20,9 м (80,4%). Всего по горизонту проанализировано 6 образцов из скважины АКК-21 и один из АКК-33, из них проницаемых 6 образцов. Породы-коллекторы представляют собой частое и тонкое переслаивание алевритовых песчаников, алевролитов и аргиллитов. Вмещающие породы состоят из уплотненных слабоалевритистых глин.

Фильтрационно-емкостные и физические характеристики коллекторов горизонта по керну изменяются в пределах: пористость от 0,34 до 0,47 д.ед., в среднем 0,44 д.ед., проницаемость - от 118,8 до  $684,3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, в среднем  $368,2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

По результатам ГИС пористость пластов-коллекторов изменяется в диапазоне 0,22-0,35 д.ед., среднее значение составляет 0,29 д.ед.; коэффициент газонасыщенности варьирует в диапазоне 0,43-0,78 д.ед., среднее значение - 0,58 д.ед.

Тасаранский горизонт изучен керном трех скважин. Проходка с отбором по горизонту составила 32,2 м, вынос - 23,2 м (72%). Всего по горизонту проанализировано 75 образцов, из них представительных 56. Литологически пласты-коллекторы представлены переслаиванием мелкозернистых глинистых алевролитов с прослоями песчаников. Породы-покрышки представлены слабоалевритистыми глинами.

ФЕС коллекторов по керну изменяются в пределах: пористость от 0,16 до 0,41 д.ед., в среднем 0,24 д.ед., проницаемость - от 7,44 до  $271,05 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, в среднем  $82,6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

ФЕС, рассчитанные по ГИС, следующие: пористость 0,22-0,33 д.ед., среднее значение 0,28 д.ед., газонасыщенность изменяется от 0,40 до 0,65 д.ед., и в среднем равна 0,53 д.ед.

В таблице 2.2.3 представлены средние значения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов по горизонтам, определенные по результатам исследований керна, материалов ГИС и ГДИС.

**Таблица 2.2.3 - Характеристика коллекторских свойств и газонасыщенности продуктивных горизонтов**

Метод определения	Наименование	Проницаемость, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Пористость, д.ед.	Начальная газонасы- щенность, д.ед.
1	2	3	4	5
<b>Кызылоский горизонт</b>				
лабораторные исследования керна	количество скважин	1	1	-
	кол-во определений	6	6	-
	среднее значение	368,18	0,438	-
	коэф-т вариации	0,467	0,103	-
	интервал изменений	118,8-684,3	0,34-0,47	-
геофизические исследования скважин	количество скважин	-	20	16
	кол-во определений	-	44	36
	среднее значение	-	0,29	0,56
	коэф-т вариации	-	0,104	0,156
	интервал изменений	-	0,22-0,35	0,43-0,78
гидродинамические исследования скважин	количество скважин	8	-	-
	кол-во определений	10	-	-
	среднее значение	168	-	-
	коэф-т вариации	0,603	-	-
	интервал изменений	29-314	-	-
<b>Тасаранский горизонт</b>				
лабораторные исследования керна	количество скважин	2	3	-
	кол-во определений	43	56	-
	среднее значение	60,37	0,27	-
	коэф-т вариации	1,068	0,277	-
	интервал изменений	2,28-271,05	0,16-0,41	-
геофизические исследования скважин	количество скважин	-	20	11
	кол-во определений	-	128	17
	среднее значение	-	0,25	0,53
	коэф-т вариации	-	0,122	0,164
	интервал изменений	-	0,18-0,33	0,40-0,65
гидродинамические исследования скважин	количество скважин	4	-	-
	кол-во определений	4	-	-
	среднее значение	77,5	-	-
	коэф-т вариации	0,741	-	-
	интервал изменений	7,9-142	-	-

### Выводы и рекомендации

Применяемый комплекс геофизических исследований, его полнота и качество позволило определить литологический состав пород и количественно оценить параметры коллектора – пористость и газонасыщенность - в соответствии с современными методическими и метрологическими требованиями.

Полученные материалы ГИС соответствуют требованиям «Технической инструкции по проведению геофизических исследований в нефтяных и газовых скважинах» [20].

В проектных скважинах месторождения рекомендуется проводить ранее используемый комплекс промыслово-геофизических исследований, включающий: гамма-каротаж (ГК), спектральный гамма-каротаж (СГК), запись потенциалов (ПС), каверномер (КВ), микрозондирование (МКЗ), боковой и микробоковой каротажи - зонды (БК, МБК), многозондовое индукционное зондирование (ИК (мСим/м), ВИКИЗ (Омм)), акустический каротаж (АК), нейтронный каротаж (НГК, ННКт, КНК), плотностной гамма-каротаж (ГГКп), резистивиметрию (РИ), термометрию (ТМ).

Для контроля искривления ствола скважины и ориентации его в пространстве по мере углубления скважины необходимо выполнять инклинометрию.

Геофизические исследования в открытом стволе являются разовыми и выполняются после окончания бурения и завершения строительства скважины

При обсадке скважин проводятся исследования качества цементирования (АКЦ) и состояния колонн (СГДТ), локатор муфт (ЛМ), замер термометрии (ТМ) и фоновый замер ГК для привязки.

### **2.3 Состав и свойства газа и воды с учетом новых исследований проб газа и воды**

Для определения свойств и состава свободного газа всего по месторождению было отобрано 24 пробы из 14 скважин, из них по кызылойскому горизонту 14 проб из 8 скважин, по тасаранскому – 10 проб из 7 скважин. После [15] отобрано три пробы из скважины АКК-28 и АКД-12.

По углеводородным компонентам газ месторождения Аккулковское по своему составу относится к «сухим».

По всем пробам состав газа кызылойского горизонта обладает близкими значениями содержания отдельных компонентов и физико-химических свойств. Газ в основном состоит из метана. Его объемное содержание изменяется по отдельным пробам от 85,84 до 98,26% мол. и в среднем по горизонту составляет 96,06% мол. Среднее содержание этана 0,99, а пропан+высшие в среднем составляет 0,862 % мол.

В таблице 2.4 приведены результаты анализов компонентного состава газа кызылойского и тасаранского горизонтов.

В кызылойском горизонте состав газа устьевых и глубинных проб, отобранных из разных скважин, схож между собой, также состав газа кызылойского горизонта близок с составом газа тасаранского горизонта.

Относительная плотность газа меняется от 0,562 до 0,618 и в среднем составляет 0,574.

Из неуглеводородных соединений в газе обнаружено незначительное присутствие азота, углекислого газа. Содержание азота по отдельным пробам колеблется от 1,357 до 2,39, в среднем составляя 1,88%. Содержание углекислого газа изменяется от отсутствия до 1,247%, в среднем – 0,29%. По содержанию азота и углекислого газа, газ кызылойского горизонта относится к типу низкоазотных, низкоуглекислых.

Сероводород и меркаптановая сера в газе отсутствуют.

Из физико-химических свойств расчетным путем по среднему составу газа были рассчитаны критические параметры, вязкость в пластовых условиях (табл.2.3.1). Лабораторным путем по отдельным пробам были определены точка росы газа (по 6 пробам), теплота сгорания и число Воббе, вязкость в стандартных условиях в среднем 0,511 мПа\*с.

По химическому составу газ тасаранского горизонта имеет схожий состав с кызылойским горизонтом, являются метановым, содержание метана от 94,11 % мол до 97,57 % мол, в среднем составил 95,97% мол (табл 2.3.1). Кроме метана, в составе газов обнаружены этан, пропан и другие высшие тяжелые углеводороды, а также азот, углекислый газ. Среднее содержание этана 0,366, а пропан+высшие в среднем составляет 0,061% мол.

По не углеводородным компонентам является низкоазотным, среднее содержание азота (менее 5% мол) составляет 2,98% мол, низкоуглекислым, содержание углекислого газа в среднем 0,618% мол. Относительная плотность газа меняется от 0,568 до 0,588, среднее значение составляет 0,575. По содержанию сероводорода газ классифицируется как безсернистый. Метил и этилмеркаптаны в газе также отсутствуют.

### **Гидрогеологическая характеристика месторождения**

Месторождение Аккулковское находится в пределах Северо-Устюртского гидрогеологического бассейна. В разрезе месторождения выделяются неоген-четвертичный, палеогеновый, меловой и юрский водоносные горизонты.

Водопроницаемый горизонт четвертичных делювиально-пролювиальных отложений представлен супесями, суглинками и песками. Питание горизонта осуществляется за счет атмосферных осадков. Водоносный горизонт современных четвертичных отложений распространен вдоль берега Аральского моря. Воды имеют сульфатно-натриевый состав.

В неогеновом водоносном комплексе выделяется миоценовый водоносный горизонт, который представлен песчано-глинистыми породами. По составу вода

сульфатно-натриевая, кислая, очень жесткая, толща отложений варьирует в пределах 85-140 м.

В разрезе палеогенового водоносного горизонта выделяются олигоценый и эоценовый водоносные горизонты.

Олигоценый водоносный комплекс представлен песчано-глинистыми отложениями. Водоносными являются прослойки песчаных пород (песчаники, алевролиты). Пластовая вода солоноватая, имеет сульфатно-натриевый состав, коэффициент метаморфизации превышает единицу, что указывает на континентальное происхождение.

Эоценовый водоносный горизонт, с которым связаны залежи газа на месторождении, сложен глинами, алевролитистыми глинами и глинистыми алевролитами. В пределах региона Северного Устья эоценовый горизонт перекрыт надежными водоупорами, благоприятствующими созданию водонапорного режима. Сверху перекрыт мощной глинисто-мергелистой толщей олигоцена, снизу – сеноманскими песчанистыми глинами.

Область питания осуществляется на северо-западе месторождения в зоне Шушкакульской мегантиклинали, где отложения эоцена выходят на поверхность. Разгрузка вод происходит в акватории Аральского моря. Таким образом, направление движения вод осуществляется с северо-запада на юго-восток.

В пределах эоценового водоносного комплекса выделяются тасаранский и кызылсайский водоносные горизонты.

На месторождении Аккулковское всего отобрано 10 проб воды из 10 скважин, из них 6 проб из скважин (АКК-6, АКК-11, АКК-12, АКК-13, АКК-14, Г-12) не кондиционны.

Только 3 пробы, отобранные в 2018 г. из скважин АКК-11, АКК-19 и АКК-25, являются представительными, физико-химические исследования проб воды по этим скважинам проводились в лаборатории ТОО «Хим.лаб. Сервис КЗ» (табл. 2.3.2). После [15] на месторождении была отобрана 1 проба воды из мелового водоносного горизонта.

Таблица 2.3.1 – Химический состав и физические свойства свободного газа пластовых и поверхностных проб

№ скв.	Точка отбора	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Содержание, % мольные									Сероводород (мг/м <sup>3</sup> )	Метилмеркаптановая сера (мг/м <sup>3</sup> )	Мехпримеси, мг/л	Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	Вязкость газа при 20°С, мПа*с	Организация исполнитель
				Водород	СО <sub>2</sub>	Азот	Метан	Этан	Пропан	И-бутан	Н-бутан	Пентан+ выс.						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
<b>Кызылойский продуктивный горизонт</b>																		
АКК-04	устье	434-444	24.11.2005	0,026	0,12	2,16	97,39	0,233	0,0024	0,0001	0,0036	0,0012	отс.	отс.	отс.			ТОО "ЦЭСН Аналит"
АКК-09	устье	520-529	04-05.03. 2008	-	0,06	1,60	98,26	0,06	0,02	0	0	0	отс.	отс.	отс.	0,677		АО НИПИнефтегаз
			12.09.2007		0,23	1,357	98,115	0,268	0,0024	0,0007	0,0003	0,00001						ТОО "Ойлсерт Интернейшнл"
<b>средне значение по скв. АКК-09</b>					<b>0,15</b>	<b>1,48</b>	<b>98,1875</b>	<b>0,164</b>	<b>0,0112</b>	<b>0,0007</b>	<b>0,0003</b>	<b>0,00001</b>				<b>0,677</b>		
АКК-11	устье	514-521	07-10.04. 2008	-	-	1,765	97,93	0,248	0,002	0,0002	0,0001	0,0001	отс.	отс.	отс.			ТОО "Ойлсерт Интернейшнл"
			05.02.2013	-	0,349	1,379	97,8	0,284	0,018	0,009	0,025	0,135	отс.	отс.	отс.			ТОО НИИ Каспиймунай газ
<b>средне значение по скв. АКК-11</b>					<b>0,349</b>	<b>1,572</b>	<b>97,865</b>	<b>0,266</b>	<b>0,01</b>	<b>0,0046</b>	<b>0,01255</b>	<b>0,06755</b>						
АКК-13	устье	494-500	07-10.04. 2008	-	-	1,756	97,916	0,269	0,003	0,0002	0,0003	0,00002	отс.	отс.	отс.			ТОО "Ойлсерт Интернейшнл"
			11.02.2013	-	1,247	1,441	97,03	0,268	0,003	0	0,001	0,006	отс.	отс.	отс.			ТОО НИИ Каспиймунай газ
<b>средне значение по скв. АКК-13</b>					<b>1,247</b>	<b>1,599</b>	<b>97,47</b>	<b>0,269</b>	<b>0,003</b>	<b>0,0002</b>	<b>0,0007</b>	<b>0,003</b>						
АКК-14	устье	488-496	07-10.04. 2008	-	-	2,29	97,38	0,26	0,007	0,0012	0,0034	0,0001	отс.	отс.	отс.			ТОО "Ойлсерт Интернейшнл"
	глуб. 460 м		10.09.2008	-	0,36	2,00	97,38	0,26	0,007	0,0012	0,0034	0,0001	отс.	отс.	отс.			
<b>средне значение по скв. АКК-14</b>					<b>0,36</b>	<b>2,145</b>	<b>97,38</b>	<b>0,260</b>	<b>0,007</b>	<b>0,001</b>	<b>0,003</b>	<b>0,0001</b>						
АКК-16	устье	568-576	28.07.2014		0,035	1,926	97,66	0,279	0,070	0,005	0,008	0,0015	отс.	отс.	отс.	0,681	1,0105	ТОО НИИ Каспиймунай газ
	глуб. 20 м		27.11.2015	-	0,049	1,649	97,8	0,284	0,018	0,009	0,025	0,023	отс.	отс.	отс.	0,685	0,0124	
<b>средне значение по скв. АКК-16</b>					<b>0,042</b>	<b>1,788</b>	<b>97,73</b>	<b>0,282</b>	<b>0,044</b>	<b>0,007</b>	<b>0,017</b>	<b>0,012</b>				<b>0,683</b>	<b>0,511</b>	
АКК-28	устье	573-576	09.09.2021	-	0,08	1,914	96,62	0,323	1,013			0,004		отс.				ТОО "Хим.Лаб.Сервис КЗ"
АКД-12*		588-592,6	19.05.2021.		1,089	6,4	74,425	5,57	4,9	1,28	3,584	1,599	0,017			1,242		ТОО "Хим.Лаб.Сервис КЗ"
АКД-12		588-592,6	05.07.2021.		0,0157	2,39	85,84	6,12	5,237	0,0857	0,1983	0,132	0,018			0,7436		ТОО "Хим.Лаб.Сервис КЗ"
<b>Среднее значение по Кызылойскому горизонту</b>				<b>0,026</b>	<b>0,29</b>	<b>1,88</b>	<b>96,06</b>	<b>0,99</b>	<b>0,791</b>	<b>0,014</b>	<b>0,029</b>	<b>0,028</b>	<b>0,018</b>			<b>0,701</b>	<b>0,511</b>	
<b>Тасаранский продуктивный горизонт</b>																		
АКК-14	устье	605-615	04-05.03. 2008		0,41	1,27	97,57	0,740	0,01	0	0	0	отс.	отс.	отс.	0,684		АО НИПИнефтегаз
АКК-15	глуб. 552 м	546-552	10.09.2008	-	0,03	4,08	95,581	0,203	0,009	0,0018	0,0013	0	отс.	отс.	отс.			ТОО "Ойлсерт Интернейшнл"
	глуб.		02.12.2015	-	0,062	2,91	96,78	0,230	0,006	0	0,002	0	отс.	отс.	отс.	0,687	0,0126	ТОО НИИ Каспиймунай газ
<b>средне значение по скв. АКК-15</b>					<b>0,046</b>	<b>3,495</b>	<b>96,18</b>	<b>0,217</b>	<b>0,008</b>	<b>0,001</b>	<b>0,002</b>				<b>0,687</b>	<b>0,013</b>		
АКК-17	глуб.	547,4-550	13.06.2014	-	0,604	4,957	94,11	0,291	0,034	0,001	0,001	0	отс.	отс.	отс.	0,702	0,0107	АО КазНИПИ мунайгаз
<b>средне значение по скв. АКК-17</b>					<b>0,578</b>	<b>4,884</b>	<b>94,215</b>	<b>0,281</b>	<b>0,042</b>	<b>0,001</b>	<b>0,001</b>				<b>0,702</b>	<b>0,011</b>		
АКК-18	глуб.	669,5-671,7	13.06.2014	-	0,551	4,811	94,32	0,270	0,049	0,001	0,001	0	отс.	отс.	отс.	0,701	0,0107	АО КазНИПИ мунайгаз
			23.06.2014	-	0,289	4,965	94,31	0,355	0,037	0,001	0,001	0,044	отс.	отс.	отс.	0,700	1,0108	
			26.06.2014	-	0,300	4,436	94,87	0,358	0,031	0,001	0,001	0,006	отс.	отс.	отс.	0,696	1,0108	
<b>средне значение по скв. АКК-18</b>					<b>0,295</b>	<b>4,701</b>	<b>94,59</b>	<b>0,357</b>	<b>0,034</b>	<b>0,001</b>	<b>0,001</b>	<b>0,025</b>			<b>0,698</b>	<b>1,011</b>		
АКК-19	глуб.	645-655	02.07.2014		0,287	2,584	96,70	0,348	0,055	0,002	0,005	0,019	отс.	отс.	отс.	0,688	1,0108	АО КазНИПИ мунайгаз
АКК-20	глуб.	562,4-564,2; 568-573	02.07.2014		0,266	2,311	97,03	0,332	0,05	0,002	0,004	0,010	отс.	отс.	отс.	0,686	1,0108	АО КазНИПИ мунайгаз
АКК-25	устье	488,6-551,6	04.01.2018		2,442	1,6029	95,55	0,290	0,098	0,00035	0,00019	0,0245	отс.	отс.	отс.	0,7079		ТОО "Хим.Лаб.Сервис КЗ"
<b>Среднее значение по Тасаранскому горизонту</b>					<b>0,618</b>	<b>2,978</b>	<b>95,97</b>	<b>0,366</b>	<b>0,042</b>	<b>0,001</b>	<b>0,002</b>	<b>0,016</b>				<b>0,693</b>	<b>0,611</b>	

Продолжение таблицы 2.3.1

№ скв.	Точка отбора	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Точка росы газа по влаге, °С	Относительная плотность газа	Вязкость газа при 20°С, сПз	Объемная доля кислорода, %	Теплота сгорания, Мдж/м <sup>3</sup> низшее	Теплота сгорания, Мдж/м <sup>3</sup> высшее	Молярная масса, г/моль	Влажность, мг/л	Теплота сгорания ккал/м <sup>3</sup> низшее	Теплота сгорания, ккал/м <sup>3</sup> высшее	Число Воббе, ккал/м <sup>3</sup> низшее	Число Воббе, ккал/м <sup>3</sup> высшее	Фактор сжимаемости, z	Организация исполнитель
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
<b>Кызылойский продуктивный горизонт</b>																	
АКК-04	устье	434-444	24.11.2005	-31	0,566	-	0,06	35,09									ТОО "ЦЭСН Аналит"
АКК-09	устье	520-529	04-05.03.2008	-	0,562	0,0184	0,046				0,146	7853,86	8719,7	10473,9	11628,6		АО НИПИнефтегаз
			12.09.2007	-24	0,564	-	0,026	32,95									
<b>средне значение по скв. АКК-09</b>				<b>-24</b>	<b>0,563</b>	<b>0,0184</b>	<b>0,036</b>	<b>32,95</b>			<b>0,146</b>	<b>7853,86</b>	<b>8719,7</b>	<b>10473,9</b>	<b>11628,6</b>		
АКК-11	устье	514-521	07-10.04.2008	-20	0,563	-	0,055	32,87									ТОО "Ойлсерт Интернейшнл"
			05.02.2013	-	0,569	-	-										
<b>средне значение по скв. АКК-11</b>				<b>-20</b>	<b>0,566</b>		<b>0,055</b>	<b>32,87</b>									
АКК-13	устье	494-500	07-10.04. 2008	-20	0,564	-	0,06	32,88									ТОО "Ойлсерт Интернейшнл"
			11.02.2013	-	0,574	-	-										
<b>средне значение по скв. АКК-13</b>				<b>-20</b>	<b>0,569</b>		<b>0,06</b>	<b>32,88</b>									
АКК-14	устье	488-496	07-10.04. 2008	-24	0,566	-	0,043	32,72									ТОО "Ойлсерт Интернейшнл"
	глуб. 460 м		10.09.2008	-22	0,566	-	0,043	32,72									
<b>средне значение по скв. АКК-14</b>				<b>-23</b>	<b>0,566</b>		<b>0,043</b>	<b>32,72</b>									
АКК-16	устье	568-576	28.07.2014		0,565					16,35		7856,74	8721,83	11598,4	10448	0,938	ТОО НИИ Каспиймунай газ
	глуб. 20 м		27.11.2015	-	0,569		-			16,46		7907,11	8776,61	10484,16	11637,05	0,998	
<b>средне значение по скв. АКК-13</b>					<b>0,567</b>					<b>16,41</b>		<b>7881,93</b>	<b>8749,22</b>	<b>11041,28</b>	<b>11042,53</b>	<b>0,968</b>	
АКК-28	устье	573-576	09.09.2021	-	0,574	-	0,046	33,3	36,92	16,63		7952,5	8819	10493,6	11637,1	0,998	ТОО "Хим.Лаб.Сервис КЗ"
АКД-12*		588-592,6	19.05.2021 г.		1,0319		1,098	1,3	1,38			301,47	329,48			0,9936	
АКД-12		588-592,6	05.07.2021 г.		0,6176		0,1407	35,4	39,2			8461,3	9363,1	10756,1	11902,5	0,9977	
<b>Среднее значение по Кызылойскому горизонту</b>				<b>-23,6</b>	<b>0,574</b>	<b>0,018</b>	<b>0,063</b>	<b>33,60</b>	<b>38,06</b>	<b>16,52</b>	<b>0,146</b>	<b>8037,40</b>	<b>8912,76</b>	<b>10691,22</b>	<b>11552,68</b>	<b>0,99</b>	
<b>Тасаранский продуктивный горизонт</b>																	
АКК-14	устье	605-615	04-05.03. 2008	-	0,568	0,018	0,0414				0,199	7893,97	8762,54	10478,23	11631,1		АО НИПИнефтегаз
АКК-15	глуб. 552 м	546-552	10.09.2008	-16	0,573		0,114	32,07			-						ТОО "Ойлсерт Интернейшнл"
	глуб.	546-552	02.12.2015	-	0,570		-			16,49	-	7758,0	8613,00	10274,00	11406,0	0,998	ТОО НИИ Каспиймунай газ
<b>средне значение по скв. АКК-15</b>					<b>0,572</b>			<b>32,07</b>		<b>16,49</b>		<b>7758,00</b>	<b>8613,00</b>	<b>10274,0</b>	<b>11406,0</b>	<b>0,998</b>	
АКК-17	глуб.	547,4-550	13.06.2014	-	0,582		-			16,85	-	7559,32	8392,0	9902,68	10993,5	0,996	АО КазНИПИ мунайгаз
			13.06.2014		0,581		-		16,82	-	7575,78	8410,3	9933,38	11027,5	0,996		
<b>средне значение по скв. АКК-17</b>					<b>0,582</b>					<b>16,835</b>		<b>7567,55</b>	<b>8401,13</b>	<b>9918,03</b>	<b>11010,50</b>	<b>0,996</b>	
АКК-18	глуб.	669,5-671,7	23.06.2014		0,581		-			16,82	-	7590,53	8426,3	9954,68	11050,76	0,940	АО КазНИПИ мунайгаз
			26.06.2014		0,578		-		16,72	-	7630,05	8470,3	10035,4	11140,6	0,940		
<b>средне значение по скв. АКК-18</b>					<b>0,580</b>					<b>16,77</b>		<b>7610,29</b>	<b>8448,32</b>	<b>9995,04</b>	<b>11095,68</b>	<b>0,940</b>	
АКК-19	глуб.	645-655	02.07.2014		0,571					16,51	-	7785,86	8643,1	10304,48	11438,96	0,942	АО КазНИПИ мунайгаз
АКК-20	глуб.	562,4-564,2 568-573	02.07.2014		0,569					16,51	-	7785,86	8643,1	10307,38	11442,18	0,941	АО КазНИПИ мунайгаз
АКК-25	устье	488,6-551,6	04.01.2018	-	0,5877		-				-	7700,40	8545,91	10043,5	11146,9	0,998	ТОО"Хим.Лаб.Сервис КЗ"
<b>Среднее значение по Тасаранскому горизонту</b>				<b>-16</b>	<b>0,575</b>	<b>0,018</b>	<b>0,041</b>	<b>32,07</b>		<b>16,62</b>	<b>0,199</b>	<b>7728,847</b>	<b>8579,570</b>	<b>10188,67</b>	<b>11310,19</b>	<b>0,969</b>	

Таблица 2.3.2 – Физико – химические свойства подземных вод месторождения Аккулковское

№№	Сква- жина	Горизонт	Интервалы перфорации, м	Дата отбора / дата анализа	рН	Уд. вес, г/см <sup>3</sup>	Компонентный состав, мг/л / мг-экв/л, %-экв/л														Минерализация, г/л	Тип по В.А. Сулину
							Жестк. общ.	Сух. остаток, мг/л	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl-	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Na + K	CO <sub>3</sub>	H <sub>2</sub> SiO <sub>4</sub>	NO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	NH <sub>4</sub>	NO <sub>2</sub>	Fe сум.		
1	АКК-25	тасаран ский	548,6-551,6	16.01.2018	3,7	1,031	198,6		2665,0	801	82104	275	1601	20879							108,33	ХК
2	АКК-11	кызыл ойский	514-521	13.02.2018	5,1	1,031	223,0		2900,0	956	96749	312	2550	26533							130	ХК
				22.02.2018																		
3	АКК-19	тасаран ский	645-655	13.02.2018	5,8	1,019	219,8		2845,0	950	83829	284	2410	24682							115	ХК
				22.02.2018																		
					<b>4,87</b>	<b>1,027</b>	<b>213,8</b>		<b>2803</b>	<b>902</b>	<b>87561</b>	<b>290</b>	<b>2187</b>	<b>24031</b>							<b>117,8</b>	<b>ХК</b>
4	АКД-12	к <sub>2</sub> t+k	1272-1276,3 1276,6-1279,9	20.05.2021	6,5	-		110070	2805,6	1333	36481	0,2		33439		32720					107,1	ХК
<b>Отбракованные пробы</b>																						
1	АКК-6	кызыл ойский	482-489	14.06.2008	6,12	8,1	18,5	7948	331	24	1946	2	153		н/обн		0,287		0,134	50,039	2,46	
2	АКК-12	кызыл ойский	528-538	24.06.2008	6,06	8,7	22,5	10464	311	85	6625	56	183		н/обн		0,39		0,134	0,635	7,26	
3	АКК- 11	кызыл ойский	514-521	23.11.2011	6,2		2	588	36	2	190	62	183	160	н/обн	н/обн	3	2,4	0,01	17	0,67	
4	АКК-13	кызыл ойский	494-500	23.11.2011	6,3		3,6	504	32	24	154	66	183	80	н/обн	24	н/обн	4,2	0,01	39	0,58	
5	АКК-14			23.11.2011	5,6	-	11,7	8444	232	1	4702	82	427	2648	н/обн	н/опр	н/обн	120	н/обн	218	8	
6	Г-12			23.11.2011	5,8	-	11,8	7612	236	н/обн	4340	119	244	2471	н/обн	н/обн	н/обн	105	н/обн	106	7,6	

## 2.4 Физико-гидродинамическая характеристика

Физико-гидродинамическая характеристика коллекторов месторождения Аккулковское основана на специальных исследованиях образцов керн, выполненных физико-химическими лабораториями АО «АктюбНИГРИ», АО «КазНИПИнефтегаз» и ТОО «Stratum CER».

Сопоставление проницаемости и пористости построено по замерам на образцах керн из скважин АКК-15, АКК-19, АКК-20, АКК-21, АКК-23, АКД-12 (рис.2.4.1).

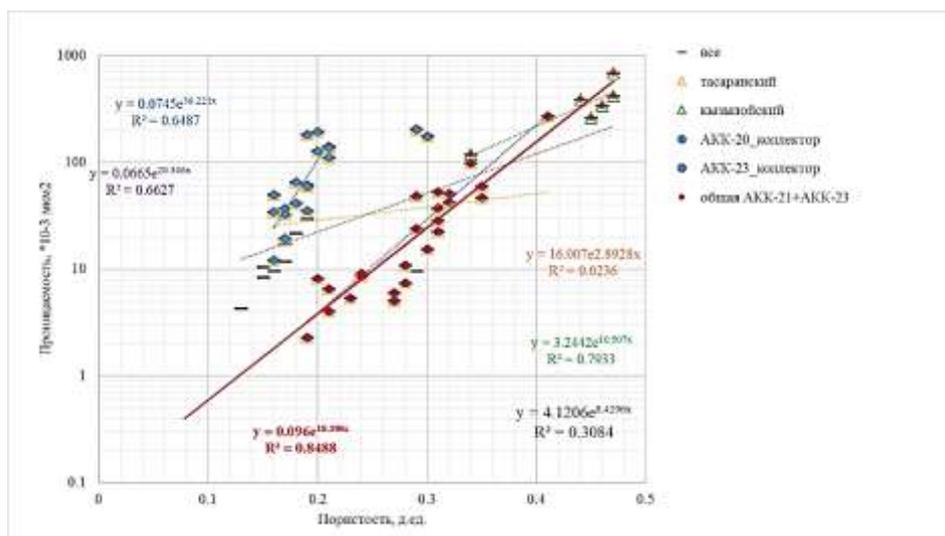


Рисунок 2.4.1 – Сопоставление пористости и проницаемости

На рис.2.4.1 построены следующие зависимости:

Для скважин

$$\text{АКК-20: } K_{пр} = 0,0745 * e^{36,221 * K_{п}}; \quad R^2 = 0,6487; \quad (2.4.1)$$

$$\text{АКК-23: } K_{пр} = 0,0665 * e^{20,306 * K_{п}}; \quad R^2 = 0,6627; \quad (2.4.2)$$

Для горизонтов

$$\text{Кызылой: } K_{пр} = 3,2442 * e^{10,507 * K_{п}}; \quad R^2 = 0,7933; \quad (2.4.3)$$

$$\text{Тасаран: } K_{пр} = 16,007 * e^{2,8927 * K_{п}}; \quad R^2 = 0,0236; \quad (2.4.4)$$

$$\text{общая: } K_{пр} = 0,096 * e^{18,386 * K_{п}}; \quad R^2 = 0,8488.$$

Полученные связи могут быть использованы для оперативного определения проницаемости.

### ***Кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность***

Для определения остаточной водонасыщенности отобрано 10 образцов керн скв.АКК-20, 6 образцов скв.АКК-21 и 36 образцов скв.АКК-23. Образцы, представленные глинами (2 образца в скважине АКК-20 и 12 образцов в скважине АКК-23), имеют

высокую пористость и проницаемость, это обусловлено тем, что при высыхании глины распадаются на тонкие чешуйки и происходит образование трещин. [16].

На рисунках 2.4.2, 2.4.3 а, б и 2.4.4 а, б приведены графики зависимости капиллярного давления от водонасыщенности для каждого образца. По результатам исследования образцов коллекторов остаточная водонасыщенность составила:

- для скв.АКК-21- от 20,3 до 84,5% при пористости от 32,9 до 38,2% и проницаемость от 118,8 до 684,3мД.

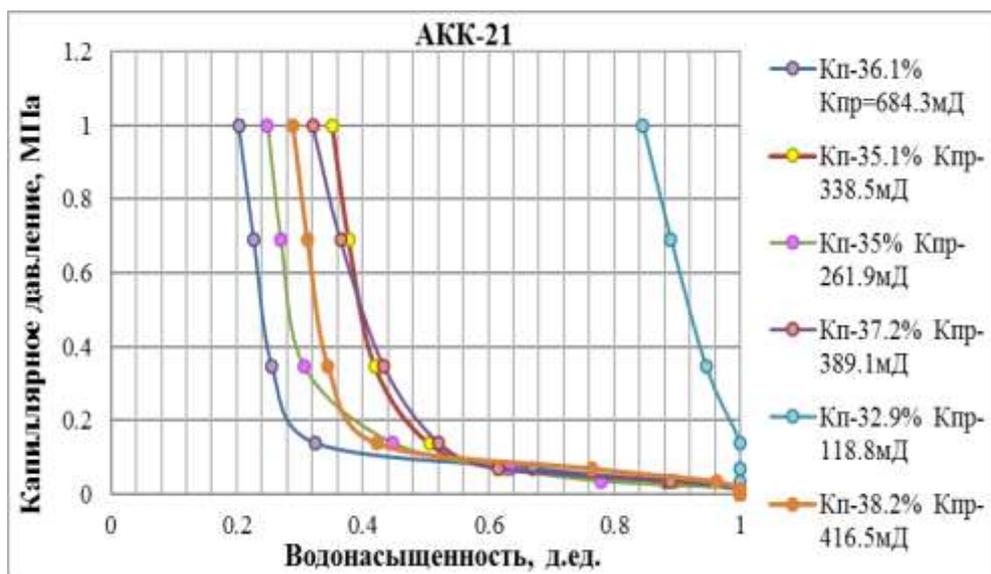


Рисунок 2.4.2 – Кривые капиллярного давления, скв.АКК-21

- для скв.АКК-20 – 25,4 до 60,1%, при пористости от 15,9 до 21,1% и проницаемости от 35 до 183,5мД;

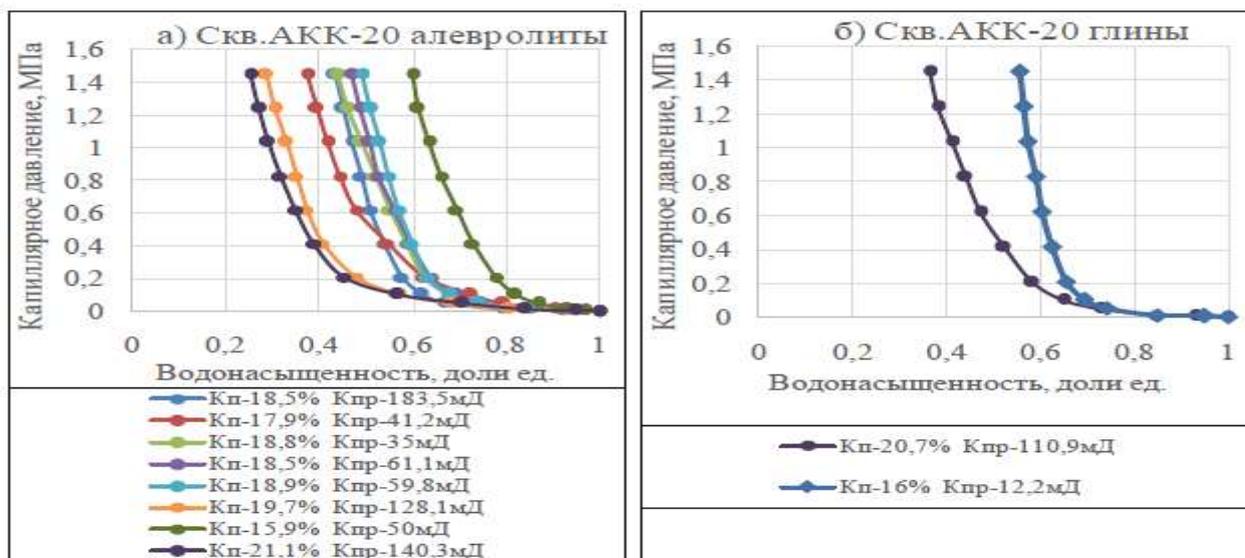


Рисунок 2.4.3 а, б- Кривые капиллярного давления, скв.АКК-20: (а) алевролиты, глины (б)

- для скв.АКК-23 – 8,52 до 34,51%, при пористости от 25,65 до 40,97% и проницаемости от 5,02 до 330,44мД; Один образец скважины АКК-23 разрушился во время эксперимента (рис.2.4.3 а, жёлтая кривая).

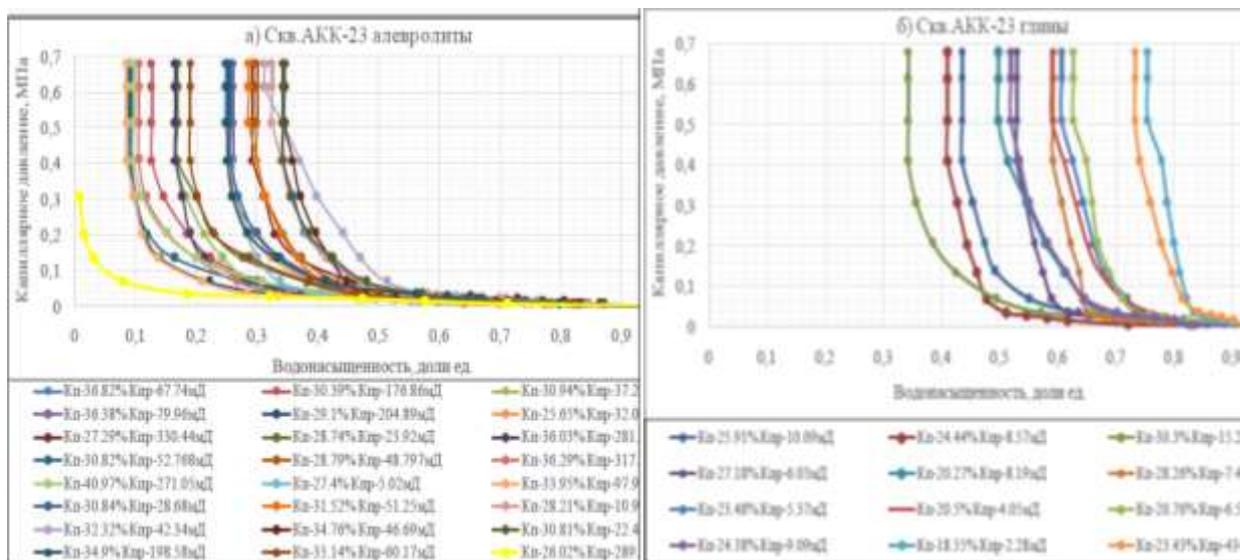


Рисунок 2.4.4 а, б- Кривые капиллярного давления, скв.АКК-23: а) алеволиты, б) глины

Зависимости остаточной водонасыщенности от пористости, проницаемости и от глинистости (весовая), по данным капиллярметрии и ЯМР, приведена на рисунках 2.4.5 а, б и 2.4.6.

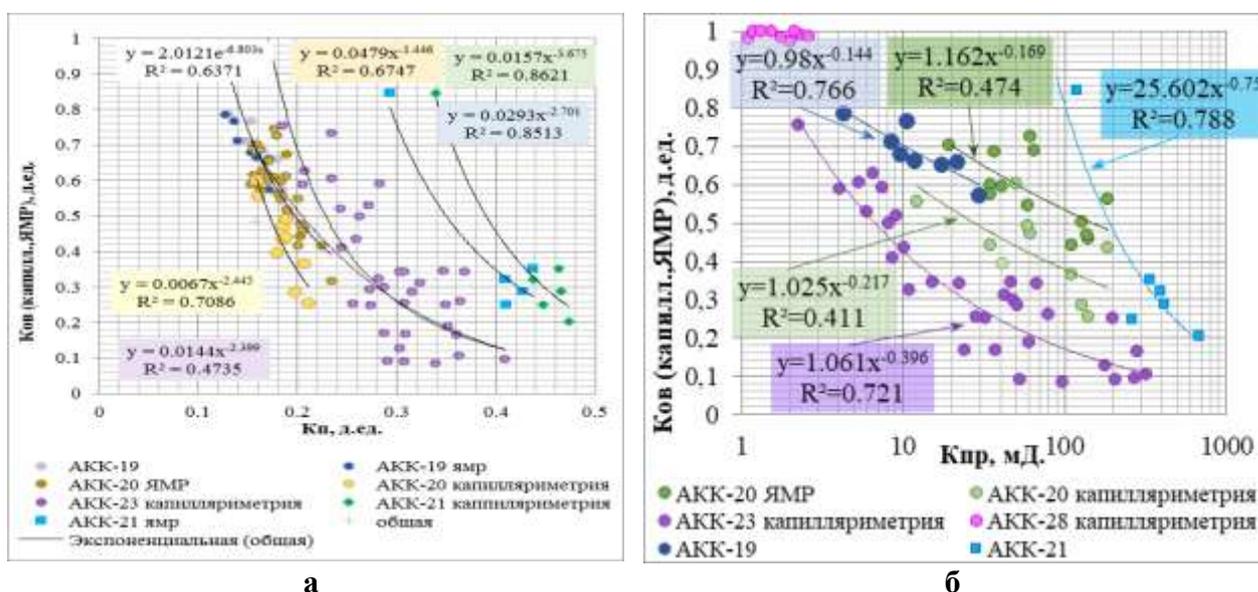


Рисунок 2.4.5 а, б – Зависимости остаточной водонасыщенности от пористости (а), проницаемости (б)

Связь между проницаемостью, объёмной глинистостью и остаточной водонасыщенностью слабая. По пористости отмечается закономерность изменения величины Ков для образцов, отобранных из коллекторов и высушенных при 60°C, которая описывается уравнением  $Kov = 2,0121e^{(-6,803Kп)}$  с коэффициентом аппроксимации 0,61.

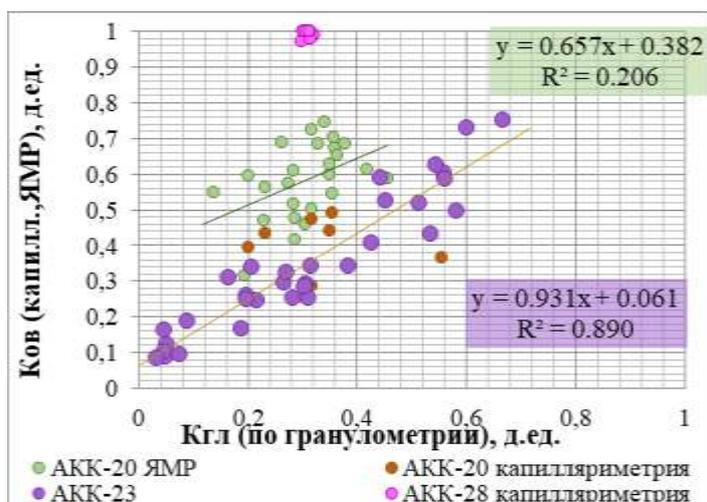


Рисунок 2.4.6 – Зависимость остаточной водонасыщенности от объемной глинистости

#### Относительная фазовая проницаемость

Относительная фазовая проницаемость была измерена путем вытеснения воды методом центрифугирования при постоянной скорости вращения на образцах скважины АКК-21. Образцы были загружены в специализированные кернодержатели, в которых было создано давление обжима 3 МПа. Исследования проводились при температуре 25°C. Все измерения проницаемости были проведены при четырех скоростях потока. Результаты эксперимента по определению фазовых проницаемостей приведены на рис. 2.4.7. Исходные данные для построения кривых фазовой проницаемости в системе газ-вода приведены в работе [16].

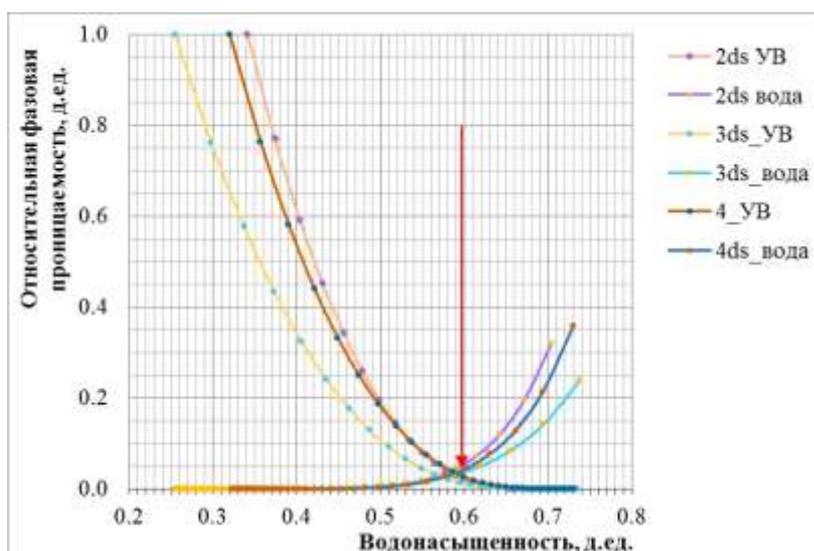


Рисунок 2.4.7 – Кривые относительных фазовых проницаемостей

По связи относительной фазовой проницаемости с водонасыщенностью одинаковое содержание воды и газа в потоке при значениях водонасыщенности алевролитовых песчаников варьируется в диапазоне от 57% до 59% в среднем 58%, т.е. граничное значение газонасыщенности изменяется в диапазоне 41-43%.

*Ртутная порометрия.* Эксперимент по нагнетанию ртути выполнен на 6 образцах: диапазон размера пор - от 1 до 70 микрон; характеристика порового пространства неоднородная, для большинства образцов наиболее встречаемый размер от 1 до 10 мкн (рис.2.4.8). Пористость пород связана, в основном, с мезо (1 - 3 мкн) и макро (> 3 мкн) порами.

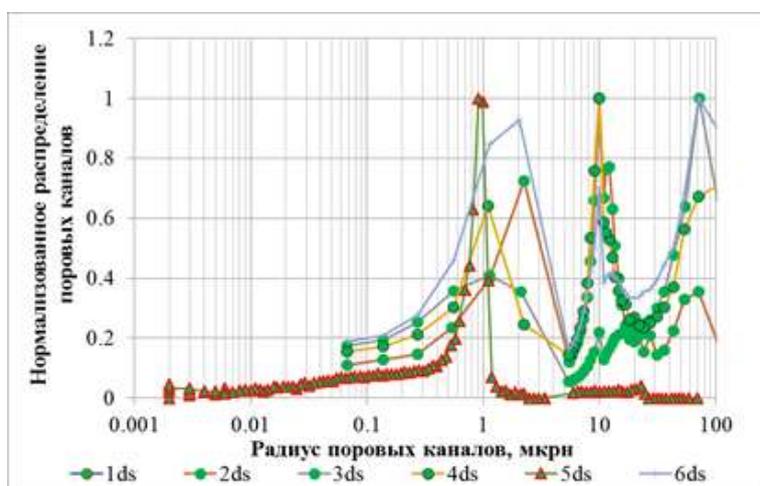


Рисунок 2.4.8 – Нормализованное распределение размера поровых каналов, определённых на керне из продуктивной толщи скв.АКК-21

Эксперимент по определению *смачиваемости* проведен на трех образцах скважины АКК-21. USBM индекс для образцов варьирует в диапазоне 0,472-0,6, индекс смачиваемости Амотт-Харви – 0,095-0,134. Следовательно, изученные образцы нейтральны, т.е. имеют смешанную смачиваемость.

Исследование *пиролиза* пород проведено на девяти образцах скважины АКК-21. К исследованиям образцы были промыты, и приготовлены навески по 100 мг. По результатам выполненных исследований установлено, что изученные образцы относятся к керогену осадочного типа (IV).

*Растворимость пород* определялась на двух образцах скв.АКК-21 путем воздействия на образцы 10-, 15-, 20% соляной кислоты. Максимальная растворимость образцов была получена при воздействии 20% HCl и составила 6,95% от начального веса образца, что свидетельствует о незначительном содержании карбонатов в породе.

## 2.5 Запасы свободного газа

В 2023 году был выполнен пересчет запасов свободного газа по состоянию изученности на 02.01.2023 г., запасы которого были утверждены и приняты на Государственный баланс РК (Протокол №2597 – 23 – У от 27.09.2023г.). В целом по месторождению Аккулковское были утверждены запасы газа геологические/извлекаемые по категориям:

$C_1$  – 1547 / 1249 млн.м<sup>3</sup>;

$C_2$  – 44 / 27 млн.м<sup>3</sup>.

В таблице 2.5.1 представлены подсчитанные начальные геологические и извлекаемые, остаточные запасы газа по состоянию изученности на 02.01.2024 г.

Таблица 2.5.1 – Сводная таблица подсчета запасов газа по месторождению Аккулковское

Яркое пятно	район скважин	Зона насыщения	Категория	Площадь газоносности, тыс.м <sup>2</sup>	Средне-взвеш. эффект. газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс. м <sup>3</sup>	Коэффициенты, доли ед.		Пластовое давление, Мпа		Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта		Поправка за температуру	Коэфф. перевода мегапаскалей в физические атмосф	Геологические запасы газа млн.м <sup>3</sup>	Коэфф. извлечения газа, д.ед	Извлекаемые запасы газа, млн.м <sup>3</sup>	Добыча газа на 02.01.2024 г., млн.м <sup>3</sup>	Остаточные геологические запасы газа млн.м <sup>3</sup>	Остаточные извлекаемые запасы газа млн.м <sup>3</sup>
							открытой пористости	газонасыщенности	Начальное	Конечное	Начальное	Конечное								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
<b>Кызыллойский горизонт</b>																				
ЯП-1	р-н скв АКК-13	ЧГ	С <sub>1</sub>	1150	2,2	2530	0,30	0,55	4,28	0,1	1,08	1	0,964	9,87	18	0,497	9			
		ГВ		1575	1,7	2685	0,30	0,55	4,28	0,1	1,08	1	0,964	9,87	19	0,497	9			
		итого		<b>2725</b>	<b>1,9</b>	<b>5215</b>									<b>37</b>		<b>18</b>			
итого по ЯП-1			С <sub>1</sub>	<b>2725</b>	<b>1,9</b>	<b>5215</b>								<b>37</b>		<b>18</b>				
ЯП-2	р-н скв АКК-09,11, 12, 101	ЧГ	С <sub>1</sub>	3425	4,2	14383	0,30	0,55	4,22	0,1	1,07	1	0,964	9,87	100	0,813	81			
		ГВ		2000	3,6	7255	0,30	0,55	4,22	0,1	1,07	1	0,964	9,87	50	0,813	41			
		итого		<b>5425</b>	<b>4,0</b>	<b>21638</b>									<b>150</b>		<b>122</b>			
ЯП-2	р-н скв АКК-14, Г-2	ЧГ	С <sub>1</sub>	2200	2,9	6380	0,33	0,64	4,25	0,1	1,07	1	0,964	9,87	57	0,782	45			
		ГВ		1150	2,9	3335	0,33	0,64	4,25	0,1	1,07	1	0,964	9,87	30	0,782	23			
		итого		<b>3350</b>	<b>2,9</b>	<b>9715</b>									<b>87</b>		<b>68</b>			
ЯП-2	р-н скв Г-6	ГВ	С <sub>2</sub>	296	0,7	207	0,33	0,64	4,22	0,1	1,07	1	0,964	9,87	2	0,587	1			
		итого		<b>296</b>	<b>0,7</b>	<b>207</b>									<b>2</b>		<b>1</b>			
		итого по ЯП-2		С <sub>1</sub>	<b>8775</b>	<b>3,6</b>	<b>31353</b>									<b>237</b>		<b>190</b>		
			С <sub>2</sub>	<b>296</b>	<b>0,7</b>	<b>207</b>								<b>2</b>		<b>1</b>				
ЯП-3	р-н скв АКК-04, Г-5	ЧГ	С <sub>1</sub>	10300	3,6	36900	0,29	0,58	4,22	0,1	1,07	1	0,964	9,87	260	0,850	221			
		ГВ		2200	1,8	3850	0,29	0,58	4,22	0,1	1,07	1	0,964	9,87	27	0,850	23			
		итого		<b>12500</b>	<b>3,3</b>	<b>40750</b>									<b>287</b>		<b>244</b>			
итого по ЯП-3			С <sub>1</sub>	<b>12500</b>		<b>40750</b>								<b>287</b>		<b>244</b>				
ЯП-7	р-н скв АКК-20	ГВ	С <sub>2</sub>	3525	1,2	4230	0,28	0,46	4,22	0,1	1,07	1	0,964	9,87	23	0,587	14			
		итого		<b>3525</b>	<b>1,2</b>	<b>4230</b>									<b>23</b>		<b>14</b>			
		итого по ЯП-7		С <sub>2</sub>	<b>3525</b>	<b>1,2</b>	<b>4230</b>									<b>23</b>		<b>14</b>		
ЯП-8	р-н скв АКК-26	ЧГ	С <sub>1</sub>	500	2	1000	0,23	0,53	4,25	0,1	1,08	1	0,964	9,87	5	0,941	5			
		ГВ		2500	2,2	5500	0,23	0,53	4,25	0,1	1,08	1	0,964	9,87	29	0,941	27			
		итого		<b>3000</b>	<b>2,2</b>	<b>6500</b>									<b>34</b>		<b>32</b>			
итого по ЯП-8			С <sub>1</sub>	<b>3000</b>	<b>2,2</b>	<b>6500</b>								<b>34</b>		<b>32</b>				
ЯП-9	р-н скв АКК-24	ГВ	С <sub>1</sub>	2375	2,1	4988	0,32	0,68	4,25	0,1	1,07	1	0,964	9,87	46	0,565	26			
		итого		<b>2375</b>	<b>2,1</b>	<b>4988</b>									<b>46</b>		<b>26</b>			
		итого по ЯП-9		С <sub>1</sub>	<b>2375</b>	<b>2,1</b>	<b>4988</b>									<b>46</b>		<b>26</b>		
ЯП-10	р-н скв АКК-28, АКД-12	ЧГ	С <sub>1</sub>	3900	4,6	17745	0,29	0,60	4,55	0,1	1,09	1	0,964	9,87	142	0,900	128			
		ГВ		1325	3,6	4754	0,31	0,56	4,55	0,1	1,09	1	0,964	9,87	38	0,900	34			
		итого		<b>5225</b>	<b>4,3</b>	<b>22499</b>									<b>180</b>		<b>162</b>			
ЯП-10	р-н скв АКК-16, АКК-21	ЧГ	С <sub>1</sub>	3300	4,6	15210	0,30	0,62	4,55	0,1	1,09	1	0,964	9,87	130	0,900	117			
		ГВ		1650	2,6	4280	0,30	0,62	4,55	0,1	1,09	1	0,964	9,87	37	0,900	33			
		итого		<b>4950</b>	<b>3,9</b>	<b>19490</b>									<b>167</b>		<b>150</b>			
итого по ЯП-10			С <sub>1</sub>	<b>10175</b>	<b>4,1</b>	<b>41989</b>								<b>347</b>		<b>312</b>				
ЯП-11	р-н скв АКК-29	ЧГ	С <sub>2</sub>	950	1,2	1140	0,32	0,52	4,55	0,1	1,09	1	0,964	9,87	9	0,675	6			
		ГВ		850	1,2	1020	0,32	0,52	4,55	0,1	1,09	1	0,964	9,87	8	0,675	5			
		итого		<b>1800</b>	<b>1,2</b>	<b>2160</b>									<b>17</b>		<b>11</b>			
итого по ЯП-11			С <sub>2</sub>	<b>1800</b>	<b>1,2</b>	<b>2160</b>								<b>17</b>		<b>11</b>				
итого по кызыллойскому горизонту			С <sub>1</sub>	<b>39550</b>	<b>3,3</b>	<b>130795</b>								<b>988</b>	<b>0,832</b>	<b>822</b>	<b>456,3</b>	<b>531,7</b>	<b>365,7</b>	
			С <sub>2</sub>	<b>5621</b>	<b>1,2</b>	<b>6597</b>								<b>42</b>	<b>0,619</b>	<b>26</b>				

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
<b>Тасаранский горизонт</b>																					
ЯП-22	р-н скв АКК-101	ГВ	C <sub>2</sub>	275	0,8	220	0,30	0,51	5,01	0,1	1,09	1	0,964	9,87	2	0,611	1				
	итого				<b>275</b>	<b>0,8</b>	<b>220</b>									<b>2</b>		<b>1</b>			
итого по ЯП-22			C <sub>2</sub>	<b>275</b>	<b>0,8</b>	<b>220</b>									<b>2</b>		<b>1</b>				
ЯП-23	р-н скв АКК-14	ГВ	C <sub>1</sub>	3498	3,4	11893	0,29	0,46	5,01	0,1	1,09	1	0,964	9,87	81	0,815	66				
	итого				<b>3498</b>	<b>3,4</b>	<b>11893</b>									<b>81</b>		<b>66</b>			
итого по ЯП-23			C <sub>1</sub>	<b>3498</b>	<b>3,4</b>	<b>11893</b>									<b>81</b>		<b>66</b>				
ЯП-24	р-н скв АКК-23	ГВ	C <sub>1</sub>	2987	3	8944	0,33	0,54	4,47	0,1	1,06	1	0,964	9,87	71	0,944	67				
	итого				<b>2987</b>	<b>3,0</b>	<b>8944</b>									<b>71</b>		<b>67</b>			
итого по ЯП-24			C <sub>1</sub>	<b>2987</b>	<b>3,0</b>	<b>8944</b>									<b>71</b>		<b>67</b>				
ЯП-25	р-н скв АКК-20	ГВ	C <sub>1</sub>	1750	2,6	4550	0,25	0,41	4,13	0,1	1,07	1	0,964	9,87	19	0,568	11				
	итого				<b>1750</b>	<b>2,6</b>	<b>4550</b>									<b>19</b>		<b>11</b>			
итого по ЯП-25			C <sub>1</sub>	<b>1750</b>	<b>2,6</b>	<b>4550</b>									<b>19</b>		<b>11</b>				
ЯП-26	р-н скв АКК-22	ГВ	C <sub>1</sub>	850	4,3	3655	0,26	0,60	4,14	0,1	1,07	1	0,964	9,87	23	0,652	15				
	итого				<b>850</b>	<b>4,3</b>	<b>3655</b>									<b>23</b>		<b>15</b>			
итого по ЯП-26			C <sub>1</sub>	<b>850</b>	<b>4,3</b>	<b>3655</b>									<b>23</b>		<b>15</b>				
ЯП-27	р-н скв АКК-25	ГВ	C <sub>1</sub>	1200	3,4	4080	0,26	0,41	4,3	0,1	1,09	1	0,964	9,87	19	0,568	11				
	итого				<b>1200</b>	<b>3,4</b>	<b>4080</b>									<b>19</b>		<b>11</b>			
итого по ЯП-27			C <sub>1</sub>	<b>1200</b>	<b>3,4</b>	<b>4080</b>									<b>19</b>		<b>11</b>				
ЯП-28	р-н скв АКК-17	ГВ	C <sub>1</sub>	2400	3,9	9360	0,28	0,60	4,15	0,1	1,07	1	0,964	9,87	65	0,831	54				
	итого				<b>2400</b>	<b>3,9</b>	<b>9360</b>									<b>65</b>		<b>54</b>			
итого по ЯП-28			C <sub>1</sub>	<b>2400</b>	<b>3,9</b>	<b>9360</b>									<b>65</b>		<b>54</b>				
ЯП-29	р-н скв АКК-15	ГВ	C <sub>1</sub>	4100	3,2	13120	0,27	0,64	4,49	0,1	1,10	1	0,964	9,87	104	0,933	97				
	итого				<b>4100</b>	<b>3,2</b>	<b>13120</b>									<b>104</b>		<b>97</b>			
	р-н скв АКК-100	ГВ			427	3,4	1467	0,30	0,61	4,49	0,1	1,10	1	0,964	9,87	12	0,583	7			
итого				<b>427</b>	<b>3,4</b>	<b>1467</b>									<b>12</b>		<b>7</b>				
итого по ЯП-29			C <sub>1</sub>	<b>4527</b>	<b>3,2</b>	<b>14587</b>									<b>116</b>		<b>104</b>				
ЯП-31	р-н скв АКК-19	ГВ	C <sub>1</sub>	975	12,1	11798	0,28	0,58	5,6	0,1	1,10	1	0,964	9,87	110	0,600	66				
	итого				<b>975</b>	<b>12,1</b>	<b>11798</b>									<b>110</b>		<b>66</b>			
итого по ЯП-31			C <sub>1</sub>	<b>975</b>	<b>12,1</b>	<b>11798</b>									<b>110</b>		<b>66</b>				
ЯП-32	р-н скв АКК-18	ГВ	C <sub>1</sub>	2900	2,4	6960	0,26	0,53	5,58	0,1	1,09	1	0,964	9,87	55	0,600	33				
	итого				<b>2900</b>	<b>2,4</b>	<b>6960</b>									<b>55</b>		<b>33</b>			
итого по ЯП-32			C <sub>1</sub>	<b>2900</b>	<b>2,4</b>	<b>6960</b>									<b>55</b>		<b>33</b>				
итого по тасаранскому горизонту			C <sub>1</sub>	<b>21087</b>	<b>3,6</b>	<b>75827</b>									<b>559</b>	<b>0,764</b>	<b>427</b>	<b>205,45</b>	<b>353,55</b>	<b>221,55</b>	
итого по месторождению			C <sub>1</sub>	<b>60637</b>	<b>3,4</b>	<b>206622</b>									<b>1547</b>	<b>0,807</b>	<b>1249</b>				
			C <sub>2</sub>	<b>5896</b>	<b>1,2</b>	<b>6817</b>										<b>44</b>	<b>0,614</b>	<b>27</b>			

### 3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО- ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

В соответствии с «Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений» в данном разделе приведены начальные продуктивные характеристики эоценового горизонта по результатам опробования скважин и текущее состояние разработки месторождения Аккулковское [3].

#### 3.1 Анализ результатов газодинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов

*Начальные и текущие продуктивные и фильтрационные характеристики скважин и пластов*

На площади Аккулковская, в палеогеновых отложениях, опробование провели в 26-ти скважинах.

Испытание скважин в палеогеновых отложениях, проводили в 168 мм и 177 мм эксплуатационной колонне, по общепринятой методике: вскрытие, вызов притока, проведение комплекса исследовательских работ, задавка, изоляционные работы.

В процессе испытания скважин получены приток газа из 22 скважин, в 22 объектах. Из них в кызылойском продуктивном горизонте, притоки газа получены из 11 скважин (АКК-04, АКК-09, АКК-11, АКК-12, АКК-13, АКК-14, АКК-16, АКК-21, АКК-26, АКК-28, АКК-101), в скважине АКК-06 получен приток воды с газом, в скважине АКД-12 выход газа. В тасаранском горизонте притоки газа получены в 10 скважинах (АКК-14, АКК-15, АКК-16, АКК-17, АКК-18, АКК-19, АКК-22, АКК-23, АКК-25, АКК-100), в скважине АКК-20 получен газ с водой. В скважине П-1 при испытании 2 объектов получена пластовая вода.

При совместном опробовании двух продуктивных горизонтов в скважине АКК-24 получен промышленный приток газа дебитом 35,52 тыс.м<sup>3</sup>/сут на 12 мм штуцере, в скважине АКК-01 притока не получено.

В скважинах АКК-02, АКК-03 и П-1 опробование было проведено выше кызылойского горизонта, в скважине П-1 получена вода, в скважинах АКК-02, АКК-03 притоков не получено.

Устье скважин оборудовалось фонтанной арматурой, испытание пластов в эксплуатационной колонне проводилось по кольцевому пространству, между обсадными трубами и НКТ снизу вверх путем кумулятивной перфорации. Перфорация проводилась перфораторами типа ЗПКМ-43, Power Jet, Orion 50, плотностью 20 отв./п.м. После

вскрытия пласта проводилось свабирование с целью создания депрессии на пласт и вызова притока. При получении притока газа проводились гидродинамические исследования по замеру дебитов, пластовой температуры, трубного и затрубного давления.

Опробование проводилось на диафрагмах от 4 до 30 мм, в различных скважинах. Как правило, работу начинали с маленьких диафрагм, постепенно переходя к большим, на каждом штуцере скважины работали от 2 до 4 часов до полной стабилизации притока. Давление и дебит газа измеряли с момента пуска скважины и до полной стабилизации на каждом режиме. При получении пластовой продукции проводили исследования.

Распределение пластового давления по продуктивным горизонтам по глубине описывается линейной зависимостью:

$$P_{пл.нач.} = 0,013Набс - 0,60 \quad (R^2 = 0,954)$$

где Набс – глубина замера в абсолютных отметках, м.

Исходя из полученной зависимости, определен градиент давления, который равен 0,013 МПа/м. По залежам (ЯП), начальные пластовые давления на уровне ГВК согласно уравнению приведены в таблице 3.1.1.

Распределение пластовой температуры по глубине по результатам опробования скважин, приведено на рисунке 3.1.1, и зависимость описывается уравнением прямой:

$$T_{пл.нач.} = 0,16Набс - 19,11 \quad (R^2 = 0,89)$$

где Набс – глубина замера в абсолютных отметках, м.

Пластовая температура изменяется в пределах 12-35,17 °С, в среднем составляя 25,98 °С. Градиент температуры в среднем равен 0,16°С на метр.

В таблице 3.1.2 приведены результаты исследования скважин и пластов, характеризующие начальную продуктивность скважин.

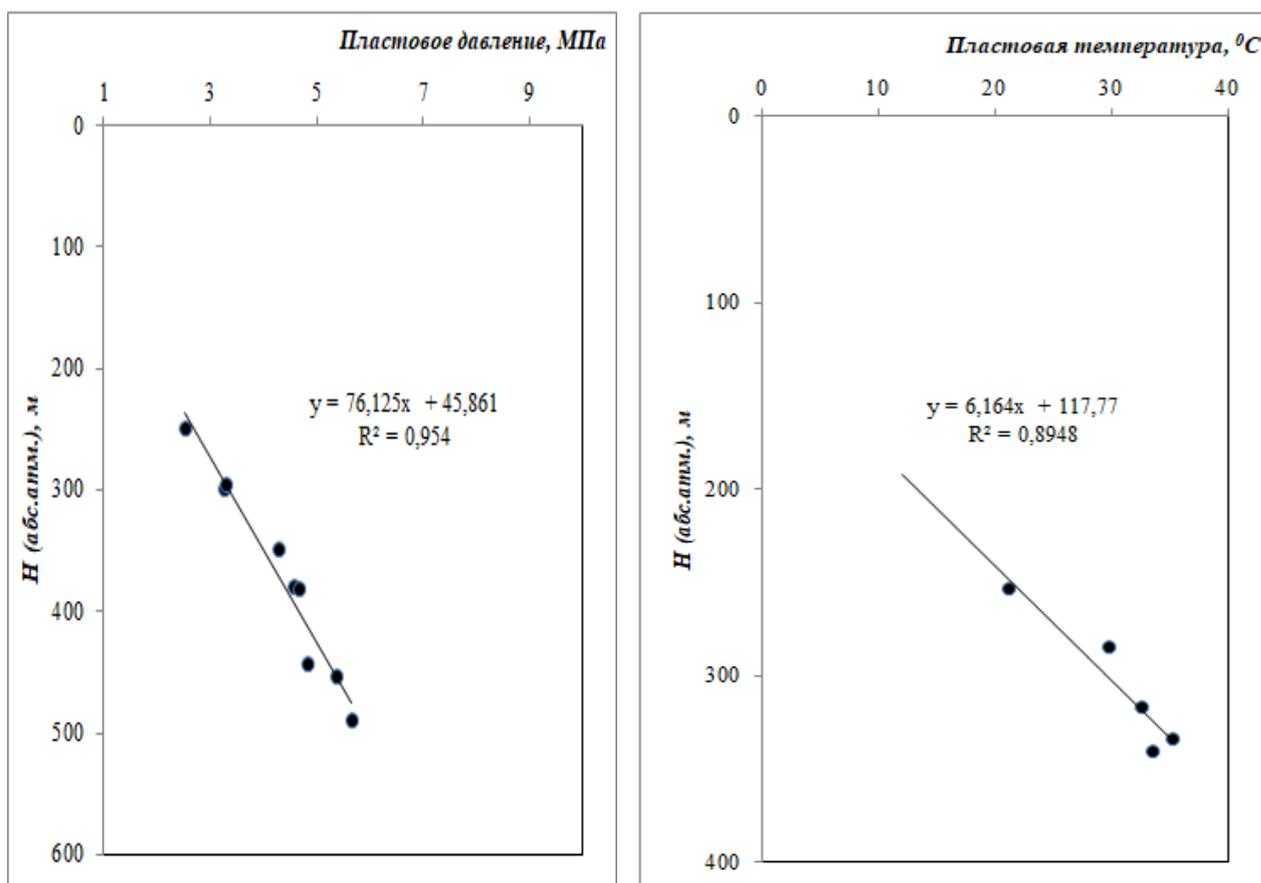


Рисунок 3.1.1 - Зависимость плассового давления и температуры от глубины по результатам опробования

Таблица 3.1.1 - Начальные плассовые давления по залежам, полученные расчетным путем

Продуктивный горизонт "Яркое пятно"	скважина	Глубина (абс.отм.), м	Давление, МПа	Температура, °C
<b>Кызылгойский горизонт</b>				
1	АКК – 13	332	3,72	34,0
2	АКК – 09, АКК-11, АКК-12, АКК-101	363	4,12	39,0
	АКК-14, Г-2	335	3,76	34,5
3	АКК-04, Г-5	287	3,13	26,8
7	АКК – 20	252	2,68	21,2
8	АКК - 26	256	2,73	21,9
9	АКК – 24	288	3,14	27,0
10	АКК-16, АКК-21	395,2	4,54	44,1
10	АКК-28, АКД-12	408,6	4,71	46,3
11	АКК-29	400	4,60	44,9
<b>Тасаранский горизонт</b>				
22	АКК – 101	464	5,43	55,1
23	АКК – 14	445,3	5,19	52,1
24	АКК – 23	339,5	3,81	35,2
25	АКК – 20	365,5	4,15	39,4
26	АКК – 22	329	3,68	33,5
27	АКК – 25	345,5	3,89	36,2
28	АКК – 17	348	3,92	36,6
29	АКК - 15	385,5	4,41	42,6
	АКК – 100	351,8	3,97	37,2
31	АКК – 19	459,6	5,37	54,4
32	АКК – 18	493,3	5,81	59,8

С целью определения текущей продуктивной характеристики скважин, необходимой для правильного установления технологического режима, и регулирования отборов газа по отдельным скважинам, на месторождении Аккулковское за период с 2018 г. по 2023 г. были проведены:

-5 газодинамических исследований на стационарных режимах фильтрации в 5-ти скважинах;

-14 газодинамических исследований на нестационарных режимах фильтрации (регистрация КВД) в 12-ти скважинах.

- 142 замеров манометром в 11-ти скважинах пластовых давлений и температур;

- 21 прямых замеров забойных давлений в 11-ти скважинах.

Газодинамические исследования в скважинах и интерпретация полученных результатов проводились компанией ТОО «УзеньГеоСервис». Обработка полученных результатов выполнялась с использованием программного продукта «Ecrin\_Saphir NL». Замеры проводились глубинными приборами Geoman, Кса-Т12 №38, АЦМ-6. Текущие продуктивные и фильтрационные характеристики были приведены в таблице 3.1.3. Периодичность проведения исследований по скважинам, в основном, один раз в год.

Результаты всех проведенных гидродинамических исследований приведены за период анализируемый период в табличном приложении 1. По результатам графоаналитической обработки кривых определены следующие параметры: проницаемость, скин-фактор, Рпл, пьезопроводность и гидропроводность пласта, коэффициенты фильтрационного сопротивления А и В.

Ниже приводятся результаты ГДИС исследований по объектам.

#### ***1 объект - кызылойский горизонт***

**ЯП-1 (р-н скв. АКК-13)** за анализируемый период газодинамическим исследованиям не охвачен.

**ЯП-2 (р-н скв. АКК-11, АКК-09, АКК-12, АКК-101).** В скважине АКК-101 газодинамические исследования в интервалах 516-525 м методом установившейся фильтрации с последующим КВД были проведены 19-22.09.2020 г. Режим работы скважины менялись при изменении диаметра штуцера, расположенного на выкидной линии на устье скважины в последовательности 10, 12 и 14 мм. По результатам работы скважины на установившихся режимах была построена индикаторная диаграмма (рис. 3.1.2). Значения фильтрационных коэффициентов «А» и «В» составили 0,02508 МПа<sup>2</sup>/(тыс.м<sup>3</sup>/сут) и 0,00005 МПа<sup>2</sup>/(тыс.м<sup>3</sup>/сут)<sup>2</sup>, соответственно. Абсолютно свободный дебит скважины – 142,6 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Далее регистрация КВД на этих же интервалах были проведены 21-22.09.2020 г. Замеры давления в скважине выполнены прибором Кса-Т12 №38 на глубине 516 м. Интерпретация ГДИС выполнялась в программном модуле Saphir NL. Скважина была закрыта на 2 суток. По результатам интерпретации КВД были получены следующие значения параметров: пластовое давление – 2,17 МПа, газопроводимость – 116,78 мкм<sup>2</sup>\*м/мПа\*с, пьезопроводность – 1180,64 см<sup>2</sup>/с, проницаемость ПЗП – 0,22261 мкм<sup>2</sup>, скин-фактор – (-0,457).

В период 2020-2021 гг. были проведены прямые замеры забойных давлений в скважинах АКК-11, АКК-101, в результате забойные давления варьировали от 1,33 МПа до 2,11 МПа.

В 2023 г. были замеры по скважинам АКК-11 и АКК-101, замеренные пластовые давления 0,39 МПа и 1,43 МПа, соответственно.

**ЯП-3 (р-н скв. АКК-04, АКК-06)** за анализируемый период проведены газодинамические исследования методом КВД и по замерам пластовых и забойных давлений только по скважине АКК-04.

Последнее КВД было проведено в 12.12.2022 г., пластовое давление составило 1,51 МПа, на уровне с проведенным КВД в 2018 г. Проницаемость увеличилось и составило 0,264 мкм<sup>2</sup>. Скин-фактор отрицательный -1,62, говорит о хорошем состоянии призабойной зоны скважины. Значение забойного давления составило 1,26 МПа.

За 2023 г. замеренное значение Рпл составило 1,40 МПа.

**ЯП-8 (р-н скв. АКК-26).** В скважине АКК-26 05-07.06.2021 г. были проведены замеры пластовых и забойных давлений с исследованием методом КВД в интервале 467,5-470,6 м. Скважина была закрыта на 2 суток. По результатам интерпретации КВД пластовое давление составило – 2,48 МПа, забойное давление – 1,05 МПа, абсолютно свободный дебит скважины – 10,95 тыс. м<sup>3</sup>/сут газопроводимость – 6,32 мкм<sup>2</sup>\*м/мПа\*с, пьезопроводность – 302,56 см<sup>2</sup>/с, проницаемость ПЗП – 0,029 мкм<sup>2</sup>, скин-фактор – (-1,06).

В 2023 г. по скважине АКК-26 получено значение пластового давления и составило 2,32 МПа.

**ЯП-9 (р-н скв. АКК-24).** При исследовании скважины АКК-24 15-17.10.2020 г. методом КВД регистрация забойных и пластовых давлений (запись КВД) проводилась в остановленной скважине со спуском глубинного электронного манометра «Geoman» на глубину 494 м. В результате пластовое давление составило – 2,28 МПа, забойное давление – 1,27 МПа, проницаемость – 0,06355 мкм<sup>2</sup>, газопроводимость – 17,15 мкм<sup>2</sup>\*м/мПа\*с, пьезопроводность – 309,24 см<sup>2</sup>/с. Коэффициенты фильтрационного сопротивления

составили: А –  $0,156 \text{ МПа}^2/(\text{тыс.м}^3/\text{сут})$  и В –  $0,0202 \text{ МПа}^2/(\text{тыс.м}^3/\text{сут})$ , абсолютно свободный дебит скважины –  $12,67 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$ .

Замеренное пластовое давление в 2023 г. по данной скважине составило 1,75 МПа.

**ЯП-10 (р-н скв. АКК-16, АКК-21)** за анализируемый период проведены 2 исследований методом КВД, 12 замеров пластовых и 2 замера забойных давлений.

В 2021 г. была пробурена скважина АКК-21, по данной скважине проведено в 2022 г. МУО с последующим КВД. Режимы работы скважины менялись путем изменения диаметров штуцеров (6-8-10 мм). Полученный коэффициент продуктивности скважины по индикаторной диаграмме в зависимости дебита нефти от депрессии составил  $136,41 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$  (рис. 3.1.2). По результатам исследования КВД проницаемость пласта составляет  $0,20219 \text{ мкм}^2$ , коэффициент пьезопроводности  $899,66 \text{ см}^2/\text{с}$ , газопроводимость пласта  $83,97 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/\text{МПа} \cdot \text{с}$ . Скин-фактор составляет  $-0,852$ , что указывает на отсутствие загрязнения призабойной зоны.

Последнее закрытия скважины АКК-16 на КВД было в 21.12.2022 г., пластовое давление составило 1,65 МПа, пластовая температура –  $37,81 \text{ }^\circ\text{C}$ . Проницаемость составила  $0,314 \text{ мкм}^2$  при скин-факторе  $(-2,86)$ . Расчетное забойное давление составило 1,50 МПа. Коэффициенты фильтрационного сопротивления А –  $0,0213 \text{ МПа}^2/(\text{тыс.м}^3/\text{сут})$  и В –  $0,00077 \text{ МПа}^2/(\text{тыс.м}^3/\text{сут})$ ,  $Q_{абс} = 154,6 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ .

В 2023 г. замеры Рпл были проведены только по скважине АКК-16, что составило 1,41 МПа.

**ЯП-10 (р-н скв. АКК-28, АКД-12)** в 2021 г. два исследования методом установившейся фильтрации с кривой восстановления давления (КВД) проведено в 2 новых скважинах (АКК-28 и АКД-12), введенных из бурения.

Определение дебитов газа проводилось на 3 режимах при изменении диаметра штуцера, расположенного на выкидной линии на устье работающей в фонтанном режиме скважины в последовательности 5-6, 8 и 10 мм. Средние по двум скважинам коэффициенты фильтрационного сопротивления составили: А –  $0,0595 \text{ МПа}^2/(\text{тыс.м}^3/\text{сут})$  и В –  $0,0001 \text{ МПа}^2/(\text{тыс.м}^3/\text{сут})$ , средний абсолютно свободный дебит скважины –  $232,76 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ .

Проницаемость ПЗП по скважинам изменялось от  $0,0751 \text{ мкм}^2$  до  $0,1064 \text{ мкм}^2$ , коэффициент пьезопроводности в пределах  $803,22-1050,77 \text{ см}^2/\text{с}$ , газопроводимость пласта  $29,8 - 65,55 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/\text{МПа} \cdot \text{с}$  (см. таблицу 3.1.4). При обработке результатов исследований, величины скин-фактора отрицательные, что свидетельствует об отсутствии загрязнения призабойной зоны скважин.

Величина пластового давления, полученная по результатам обработки КВД, в скважине АКК-28 составила 4,97 МПа, в скважине АКД-12 – 4,05 МПа.

### ***II объект - тасаранский горизонт***

**ЯП-24 (р-н скв. АКК-23)** В скважине АКК-23 за анализируемый период были замерены 12 пластовых и 2 забойных давлений. В 08.12.2022 г. значение замеренного забойного давления составило 3,0 МПа, температура 34,1<sup>0</sup>С.

В 2023 г. получены значения пластовых давлений по скважине АКК-23 и последнее значение составило 3,13 МПа.

**ЯП-25 (р-н скв. АКК-20)** Обработка результатов КВД по скважине АКК-20 позволила оценить такие параметры, как газопроводимость – 1,65 мкм<sup>2</sup>\*м/(мПа\*с), коэффициент проницаемости 0,0079 мкм<sup>2</sup>, коэффициент пьезопроводности – 42,22 см<sup>2</sup>/с.

Последние замеры пластовых и забойных давлений составили 2,18 МПа и 1,22 МПа, соответственно.

**ЯП-26 (р-н скв. АКК-22).** В скважине АКК-22 были проведены исследования КВД и замеры пластовых, забойных давлений. В результате КВД проницаемость составила 0,142 мкм<sup>2</sup>, газопроводимость – 33,68 мкм<sup>2</sup>\*м/мПа\*с, пьезопроводность – 588,03 см<sup>2</sup>/с. Коэффициенты фильтрационного сопротивления составили: А – 0,085 МПа<sup>2</sup>/(тыс.м<sup>3</sup>/сут) и В – 0,0186 МПа<sup>2</sup>/(тыс.м<sup>3</sup>/сут)<sup>2</sup>, абсолютно свободный дебит скважины – 7,77 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Последний замер пластового давления получен в декабре 2023 г. и составило 1,20 МПа.

**ЯП-28 (р-н скв. АКК-17).** В 04.12.2018 г. проведено исследование методом КВД, пластовое давление составило 1,79 МПа, забойное - 1,72 МПа. Значение проницаемости 0,101 мкм<sup>2</sup>, скин-фактор отрицательный -0,7.

**ЯП-29 (р-н скв. АКК-100).** В скважине АКК-100 газодинамические исследования были проведены 11-15 сентября 2020 г., по результатам исследований методом МУО с последующим КВД построены индикаторные диаграммы (рис. 3.1.2), определены фильтрационные и продуктивные характеристики ПЗС: проницаемость составляет 0,05917 мкм<sup>2</sup>, скин-фактор – отрицательная величина, равная «минус» 2,43, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗП, газопроводимость – 72,52 мкм<sup>2</sup>\*м/мПа\*с, пьезопроводность – 92,94 см<sup>2</sup>/с, коэффициенты «А» – 0,0347 МПа<sup>2</sup>/(тыс.м<sup>3</sup>/сут) и «В» – 0,004 МПа<sup>2</sup>/(тыс.м<sup>3</sup>/сут), абсолютно свободный дебит скважины – 135,86 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Полученное пластовое давление составило 2,36 МПа. В 2023 г. пластовое давление снизилось до 0,39 МПа.

**ЯП-29 (р-н скв. АКК-15).** Пластовые замеры в данной скважине были проведены в 2023 г. и на дату анализа составило 1,75 МПа.

**Таблица 3.1.2 - Начальные продуктивные и фильтрационные характеристики продуктивных пластов**

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение по пласту
	сква.	измерений		
1	2	3	4	5
<b>I объект</b>				
<b>ЯП-1</b>				
Начальное пластовое давление, МПа	1	2	3,25	3,25
Пластовая температура, °С			31,3-31,45	31,4
Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут			14,8-24,8	19,8
Газопроницаемость, мкм <sup>2</sup> *м/ (мПа*с)			6,96	6,96
Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с			0,0465	0,0465
Проницаемость ПЗП, мД			36	36
Продуктивность скважины, (тыс.м <sup>3</sup> /сут)/МПа				
<b>ЯП-2</b>				
Начальное пластовое давление, МПа	2	2	2,52-4,25	3,385
Пластовая температура, °С			31,58	31,58
Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут			21,3-78,7	50,0
Газопроницаемость, мкм <sup>2</sup> *м/ (мПа*с)			14,99-26,8	20,9
Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с			0,00173-0,03723	0,01948
Проницаемость ПЗП, мД			37-146	91,5
Продуктивность скважины, (тыс.м <sup>3</sup> /сут)/МПа				
<b>ЯП-3</b>				
Начальное пластовое давление, МПа	1	2	2,28-3,5	2,89
Пластовая температура, °С			27,35-27,35	27,35
Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут			18,5-91,8	55,15
Газопроницаемость, мкм <sup>2</sup> *м/ (мПа*с)			12-13,3	12,65
Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с			0,0512-0,0528	0,01948
Проницаемость ПЗП, мД			36,0	36,0
Продуктивность скважины, (тыс.м <sup>3</sup> /сут)/МПа				
<b>ЯП-8</b>				
Начальное пластовое давление, МПа	1	1	3,70	3,70
Пластовая температура, °С			27,10	27,10
Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут			27,10	27,10
Газопроницаемость, мкм <sup>2</sup> *м/ (мПа*с)			4,61	4,61
Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с			0,03822	0,03822
Проницаемость ПЗП, мД			21,5	21,5
Продуктивность скважины, (тыс.м <sup>3</sup> /сут)/МПа			19,55	19,55
<b>ЯП-9</b>				
Начальное пластовое давление, МПа	1	1	3,69	3,69
Пластовая температура, °С			29,70	29,70
Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут			39,70	39,70
Газопроницаемость, мкм <sup>2</sup> *м/ (мПа*с)			9,14	9,14
Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с			0,05882	0,05882
Проницаемость ПЗП, мД			35,0	35,0
Продуктивность скважины, (тыс.м <sup>3</sup> /сут)/МПа			60,29	60,29
<b>ЯП-10</b>				
Начальное пластовое давление, МПа	1	1	3,26	3,26
Пластовая температура, °С			31,60	31,60
Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут			79,3	79,3
Газопроницаемость, мкм <sup>2</sup> *м/ (мПа*с)			80,72	80,72
Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с			0,12	0,12
Проницаемость ПЗП, мД			110,0	110,0

Продолжение таблицы 3.1.2

1	2	3	4	5
<b>II объект</b>				
<b>ЯП-24</b>				
Начальное пластовое давление, МПа	1	1	4,47	4,47
Пластовая температура, °С			35,17	35,17
Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут			52,2	52,2
Газопроницаемость, мкм <sup>2</sup> *м/ (мПа*с)			13,48	13,48
Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с			0,25265	0,25265
Проницаемость ПЗП, мД			121,0	121,0
Продуктивность скважины, (тыс.м <sup>3</sup> /сут)/МПа			35,99	35,99
<b>ЯП-25</b>				
Начальное пластовое давление, МПа	1	1	4,61	4,61
Пластовая температура, °С			30,5	30,5
Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут			6,50	6,50
Газопроницаемость, мкм <sup>2</sup> *м/ (мПа*с)			3,08	3,08
Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с			0,02785	0,02785
Проницаемость ПЗП, мД			15,3	15,30
Продуктивность скважины, (тыс.м <sup>3</sup> /сут)/МПа				
<b>ЯП-26</b>				
Начальное пластовое давление, МПа	1	1	4,14	4,14
Пластовая температура, °С			32,55	32,55
Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут			77,0	77,0
Газопроницаемость, мкм <sup>2</sup> *м/ (мПа*с)			56,65	56,65
Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с			0,43596	0,43596
Проницаемость ПЗП, мД			251,0	251,0
Продуктивность скважины, (тыс.м <sup>3</sup> /сут)/МПа			463,86	463,86
<b>ЯП-27</b>				
Начальное пластовое давление, МПа	1	1	4,30	4,30
Пластовая температура, °С			33,52	33,52
Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут			35,78	35,78
Газопроницаемость, мкм <sup>2</sup> *м/ (мПа*с)			6,55	6,55
Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с			0,03534	0,03534
Проницаемость ПЗП, мД			23,0	23,0
Продуктивность скважины, (тыс.м <sup>3</sup> /сут)/МПа			82,77	82,77
<b>ЯП-29</b>				
Начальное пластовое давление, МПа	1	2	2,99-4,49	3,7
Пластовая температура, °С			33,1	33,1
Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут			42,8-100,0	71,40
Газопроницаемость, мкм <sup>2</sup> *м/ (мПа*с)			39,5-39,94	39,72
Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с			0,10312-0,15623	0,12968
Проницаемость ПЗП, мД			79-120	99,5

**Таблица 3.1.3 - Текущие продуктивные и фильтрационные характеристики продуктивных пластов**

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение по пласту
	скв.	измерений		
1	2	3	4	5
<b>I объект</b>				
<b>ЯП-2</b>				
Пластовое давление, МПа	2	28	0,38-2,24	1,02
Пластовая температура, °С	2	6	29,8-32,4	30,8
Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	2	5	7-67,7	40,0
Газопроводимость, мкм <sup>2</sup> *м/ (мПа*с)	1	1	116,78	116,78
Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с	1	1	0,11806	0,11806
Проницаемость ПЗП, мД	1	1	222,61	222,61
Продуктивность скважины, (тыс.м <sup>3</sup> /сут)/МПа	1	1	172,73	172,73
<b>ЯП-3</b>				
Пластовое давление, МПа	1	14	1,29-1,51	1,41
Пластовая температура, °С	1	4	26,5-31,4	27,9
Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	1	4	10,1-25,5	18,99
Газопроводимость, мкм <sup>2</sup> *м/ (мПа*с)	1	1	111,67	111,67
Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с	1	1	0,10821	0,10821
Проницаемость ПЗП, мД	1	2	121-264	192,7
Продуктивность скважины, (тыс.м <sup>3</sup> /сут)/МПа	1	2	6,5-108,59	57,5
<b>ЯП-8</b>				
Пластовое давление, МПа	1	14	1,96-2,48	2,25
Пластовая температура, °С	1	3	24-25,4	24,9
Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	1	2	32,3-55,4	43,9
Газопроводимость, мкм <sup>2</sup> *м/ (мПа*с)	1	1	6,32	6,32
Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с	1	1	0,03026	0,03026
Проницаемость ПЗП, мД	1	1	29,0	29,0
Продуктивность скважины, (тыс.м <sup>3</sup> /сут)/МПа	1	1	11,95	11,95
<b>ЯП-9</b>				
Пластовое давление, МПа	1	14	1,53-2,28	1,75
Пластовая температура, °С	1	3	27-27,3	27,2
Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	1	2	10,1-68,6	39,3
Газопроводимость, мкм <sup>2</sup> *м/ (мПа*с)	1	1	17,15	17,15
Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с	1	1	0,03092	0,03092
Проницаемость ПЗП, мД	1	1	63,55	63,55
Продуктивность скважины, (тыс.м <sup>3</sup> /сут)/МПа	1	1	29,28	29,28
<b>ЯП-10</b>				
Пластовое давление, МПа	4	17	0,73-4,97	1,53
Пластовая температура, °С	4	8	30,9-37,8	32,8
Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	4	12	13-59,4	31,7
Газопроводимость, мкм <sup>2</sup> *м/ (мПа*с)	3	4	29,8-142,97	80,57
Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с	3	4	0,08032-0,10648	0,09539
Проницаемость ПЗП, мД	4	5	75,1-314	396
Продуктивность скважины, (тыс.м <sup>3</sup> /сут)/МПа	4	5	12,2-215,4	128,1

Продолжение таблицы 3.1.3

1	2	3	4	5
<b>II объект</b>				
<b>ЯП-24</b>				
Пластовое давление, МПа	1	12	2,75-3,13	3,09
Пластовая температура, °С	1	2	32,6-34,1	33,35
Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	1	2	9,7-11,5	10,6
Газопроницаемость, мкм <sup>2</sup> *м/ (мПа*с)				
Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с				
Проницаемость ПЗП, мД				
Продуктивность скважины, (тыс.м <sup>3</sup> /сут)/МПа				
<b>ЯП-25</b>				
Пластовое давление, МПа	1	15	2,04-2,49	2,17
Пластовая температура, °С	1	5	29,9-38,2	32,1
Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	1	3	1,8-43,3	17,2
Газопроницаемость, мкм <sup>2</sup> *м/ (мПа*с)	1	1	1,65	1,65
Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с	1	1	0,00422	0,00422
Проницаемость ПЗП, мД	1	1	7,9	7,9
Продуктивность скважины, (тыс.м <sup>3</sup> /сут)/МПа	1	1	1,65	1,65
<b>ЯП-26</b>				
Пластовое давление, МПа	1	15	0,98-1,34	1,14
Пластовая температура, °С	1	4	29,8-30,2	30,05
Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	1	3	2,3-52,0	23,3
Газопроницаемость, мкм <sup>2</sup> *м/ (мПа*с)	1	1	33,68	33,68
Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с	1	1	0,05880	0,05880
Проницаемость ПЗП, мД	1	1	142	142
Продуктивность скважины, (тыс.м <sup>3</sup> /сут)/МПа	1	1	31,51	31,51
<b>ЯП-28</b>				
Пластовое давление, МПа	1	1	1,79	1,79
Пластовая температура, °С	1	1	32,4	32,4
Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	1	1	2,6	2,6
Газопроницаемость, мкм <sup>2</sup> *м/ (мПа*с)				
Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с				
Проницаемость ПЗП, мД	1	1	101	101
Продуктивность скважины, (тыс.м <sup>3</sup> /сут)/МПа	1	1	3,6	3,6
<b>ЯП-29</b>				
Пластовое давление, МПа	1	26	0,39-2,45	1,39
Пластовая температура, °С	2	6	32,5-33,4	33,0
Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	2	6	7,8-67,7	23,1
Газопроницаемость, мкм <sup>2</sup> *м/ (мПа*с)	1	1	72,52	72,52
Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с	1	1	0,00929	0,00929
Проницаемость ПЗП, мД	1	1	59,17	59,17
Продуктивность скважины, (тыс.м <sup>3</sup> /сут)/МПа	1	1	135,86	135,86

По результатам обработки исследований скважин МУО и полученным результатам исследований построены индикаторные кривые (рис.3.1.2) в координатах:

$$P_{пл}^2 - P_3^2 = f(Q); \quad \frac{P_{пл}^2 - P_3^2}{q} = f(Q). \quad (3.1)$$

В результате интерпретации было определено:

коэффициенты фильтрационного сопротивления «А» и «В», применяемые для определения продуктивной характеристики скважины и призабойной зоны пласта;

абсолютно-свободный дебит газа, используемый для оценки потенциальных возможностей скважины.

Коэффициенты фильтрационного сопротивления пласта «А» и «В» определялись по двучленной формуле притока полученных индикаторных кривых:

$$P_{пл}^2 - P_z^2 = A * Q + B * Q^2 . \quad (3.2)$$

Средние значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений по горизонтам определялись по следующим формулам:

$$A_{cp} = \frac{\sum_i^n A_i Q_i}{\sum_i^n Q_i} ; \quad B_{cp} = \frac{n \sum_i^n B_i Q_i^2}{\left( \sum_i^n Q_i \right)^2} . \quad (3.3)$$

В таблице 3.1.4 приведены средневзвешенные значения коэффициентов «А» и «В» а также дебиты «средней» скважины по объектам разработки, полученные по данным исследования скважин при стационарных режимах фильтрации за рассматриваемый период.

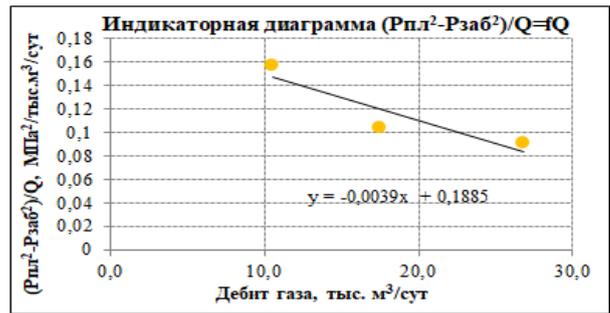
На рисунке 3.1.3 приведена динамика коэффициентов фильтрационных сопротивлений. Характер их изменения во времени показывает, что по горизонтам изменения есть. Так, относительно принятых в проекте для расчетов показателей разработки по объектам разработки несколько возросли коэффициенты фильтрационного сопротивления *A*, что свидетельствует об ухудшении продуктивности скважин по сравнению с 2018 г.

**Таблица 3.1.4 – Динамика изменения коэффициентов фильтрационных сопротивлений**

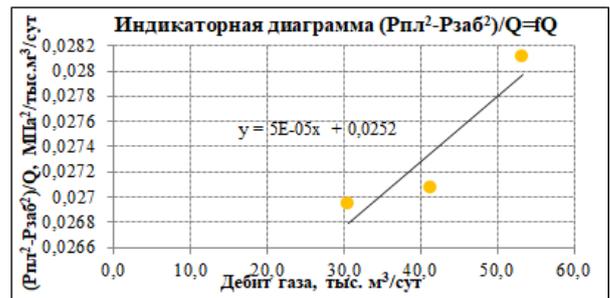
год	I объект			II объект		
	<i>A</i> , МПа <sup>2</sup> /(тыс.м <sup>3</sup> /су т)	<i>B</i> , МПа <sup>2</sup> /(тыс.м <sup>3</sup> /су т) <sup>2</sup>	<i>Qa.c.</i> , тыс.м <sup>3</sup> /с ут	<i>A</i> , МПа <sup>2</sup> /(тыс.м <sup>3</sup> /су т)	<i>B</i> , МПа <sup>2</sup> /(тыс.м <sup>3</sup> /су т) <sup>2</sup>	<i>Qa.c.</i> , тыс.м <sup>3</sup> /сут
2020	0,04586	0,00054	77,6	0,03470*	0,004*	33,2*
2021	0,08960	0,00134	158,8	0,65794	0,13407	5,0
2022	0,03005	0,00017	59,8			

*Примечание - \* данные по единичной скважине*

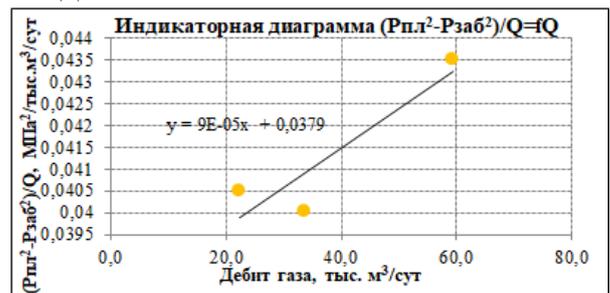
Скважина АКК-100



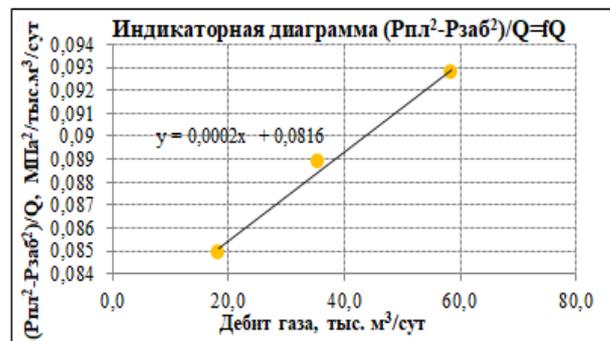
Скважина АКК-101



Скважина АКД-12



Скважина АКК-28



Скважина АКК-21

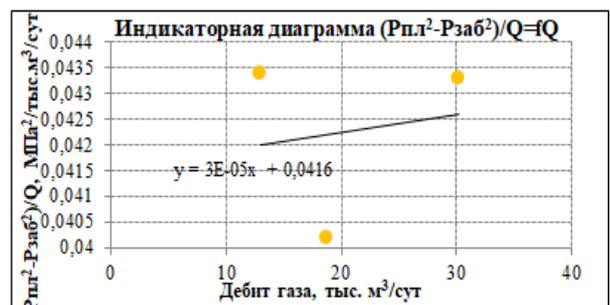
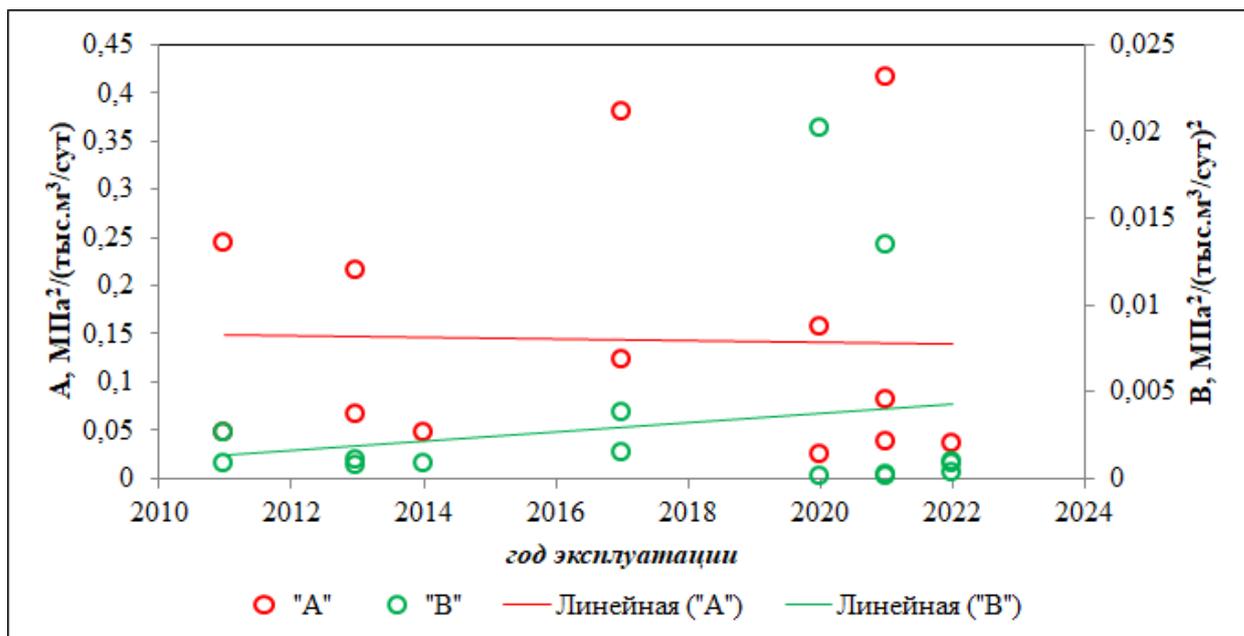


Рисунок 3.1.2 - Индикаторные диаграммы и графики зависимости дебита от депрессии по скважинам

*I объект (кызылойский горизонт)*



*II объект (тасаранский горизонт)*

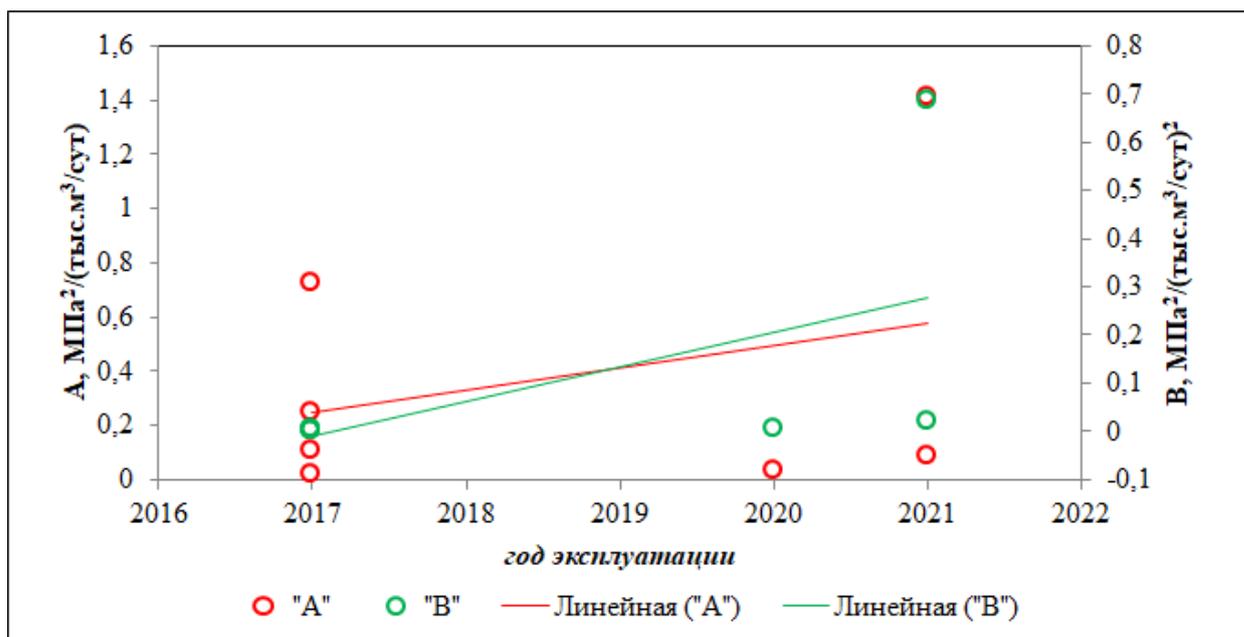


Рисунок 3.1.3 – Динамика коэффициентов фильтрационных сопротивлений по годам

*Характеристика энергетического состояния газовых залежей*

В процессе разработки скважин был подтвержден газовый режим работы залежи.

Динамика пластового давления отслеживалась по объектам разработки и представлена в рисунках 3.1.4-3.1.5.

Для газовых залежей карта истинных изобар и приведенных к плоскости ГВК практически будет совпадать, так как давление в различных частях газовой залежи, расположенных на разных гипсометрических уровнях, изменяется незначительно. Из-за

эксплуатации продуктивных «ярких пятен» газовых залежей единичными скважинами, построить карты изобар не представляется возможным, все полученные пластовые давления приведены к уровню ГВК (таблица 3.1.5).

В таблице 3.1.6 приведены результаты замеров давлений по «ярким пятнам» горизонтов, проведенных с начала эксплуатации. Как видно из представленных данных, за анализируемый период времени, по всем скважинам наблюдается падение пластового давления. Средние депрессии на пласты, создаваемые в скважинах по объектам разработки изменяются от 0,49 МПа до 0,79 МПа.

#### **I объект - кызылойский горизонт.**

*ЯП-1 (АКК-13)* за анализируемый период замеров пластового давления не произведены. Начальное пластовое давление по данной залежи составило 3,72 МПа. Последний замер был выполнен в 2013 г., приведенное Рпл составило 3,26 МПа.

*ЯП-2 (АКК-09, АКК-11, АКК-12, АКК-101)* за анализируемый период получено всего 28 замера Рпл по скважинам АКК-11 и АКК-101. Начальное пластовое давление – 4,12 МПа. Текущее пластовое давление, приведенное к ГВК, по скважинам АКК-11 и АКК-101 составили 0,39 МПа и 1,43 МПа, соответственно, что намного ниже начального пластового давления (2,63 МПа).

*ЯП-2 (АКК-14)* за анализируемый период замеров пластового давления не произведены.

*ЯП-3 (АКК-04)* в 2023 г. были замеры пластового давления по данной скважине. Начальное пластовое давление составило – 3,13 МПа, текущее приведенное к ГВК – 1,64 МПа.

*ЯП-8 (АКК-26)* Начальное пластовое давление в районе скважины АКК-26 составляет 2,73 МПа. Текущее пластовое в среднем по району скважины составляет 2,33 МПа.

*ЯП-9 (АКК-24)* Начальное пластовое давление на уровне 3,14 МПа. По последним данным в среднем пластовое давление составляет (2023 г.) 1,75 МПа.

*ЯП-10 (АКК-16, АКК-21)* за анализируемый период проведены 3 КВД и замеры пластовых давлений манометром по скважинам АКК-16 и АКК-21. Текущее пластовое давление в среднем составило 1,56 МПа (АКК-16), что ниже начального на 2,98 МПа (4,54 МПа).

*ЯП-10 (АКК-28, АКД-12)* за анализируемый период по данным скважинам были проведены по одному МУО с последующим КВД, в результате среднее значение пластовых давлений составило 4,63 МПа, что на уровне начального 4,71 МПа.

В целом на I объекте разработки на скважинах в рассматриваемый период наблюдается монотонное падение пластового давления, за исключением новых разведочных скважин АКК-28 (5,11 МПа) и АКД-12 (4,16 МПа), в районе нового выделенного ЯП-10 (рис.3.1.4). На дату анализа среднее текущее пластовое давление составило 1,53 МПа, при накопленной добыче 456,29 млн.м<sup>3</sup>.

### **II объект - тасаранский горизонт**

*ЯП-23 (АКК-14), ЯП-27 (АКК-25), ЯП-31 (АКК-19); ЯП-32 (АКК-18)* за анализируемый период не охвачены гидродинамическими исследованиями по определению пластового давления.

*ЯП-25 (АКК-20)* по последним полученным данным глубинного манометра, приведенное пластовое давление составило 2,16 МПа, что ниже начального 1,99 МПа.

*ЯП-26 (АКК-22)* в 2023 г. замеренное значение Рпл, приведенное к ГВК составило в среднем 1,20 МПа. Начальное пластовое давление составило 3,68 МПа.

*ЯП-28 (АКК-17)* последний замер был выполнен в 2018 г. по скважине АКК-17, приведенное Рпл составило 1,81 МПа, что ниже начального 2,11 МПа.

*ЯП-29 (АКК-15, АКК-100)* Текущие значения пластовых давлений были получены по скважинам АКК-15 - 2,31 МПа, АКК-100 – 0,43 МПа. Начальные пластовые давления составили в районе скважины АКК-15 – 4,41 МПа, в районе скважины АКК-100 – 3,97 МПа.

В целом на II объекте разработки эксплуатация скважин началась с января 2015 года. Накопленная добыча составила 205,45 млн.м<sup>3</sup> (таблица 3.1.5, рис.3.1.5) при последних замеренных давлениях в скважинах АКК-22 (1,20 МПа) и АКК-100 (0,43 МПа), что намного меньше от начального пластового давления.

Исходя из выполненного анализа газодинамических исследований скважин и пластов, рекомендуется проводить гидродинамические исследования МУО с последующим КВД, согласно действующему проектному документу с соблюдением норм проведения исследований, а именно по скважинам АКК-13, АКК-14, АКК-17, АКК-18, АКК-19, АКК-25, для определения, достоверного текущего пластового по ЯП и определения фильтрационных свойств.

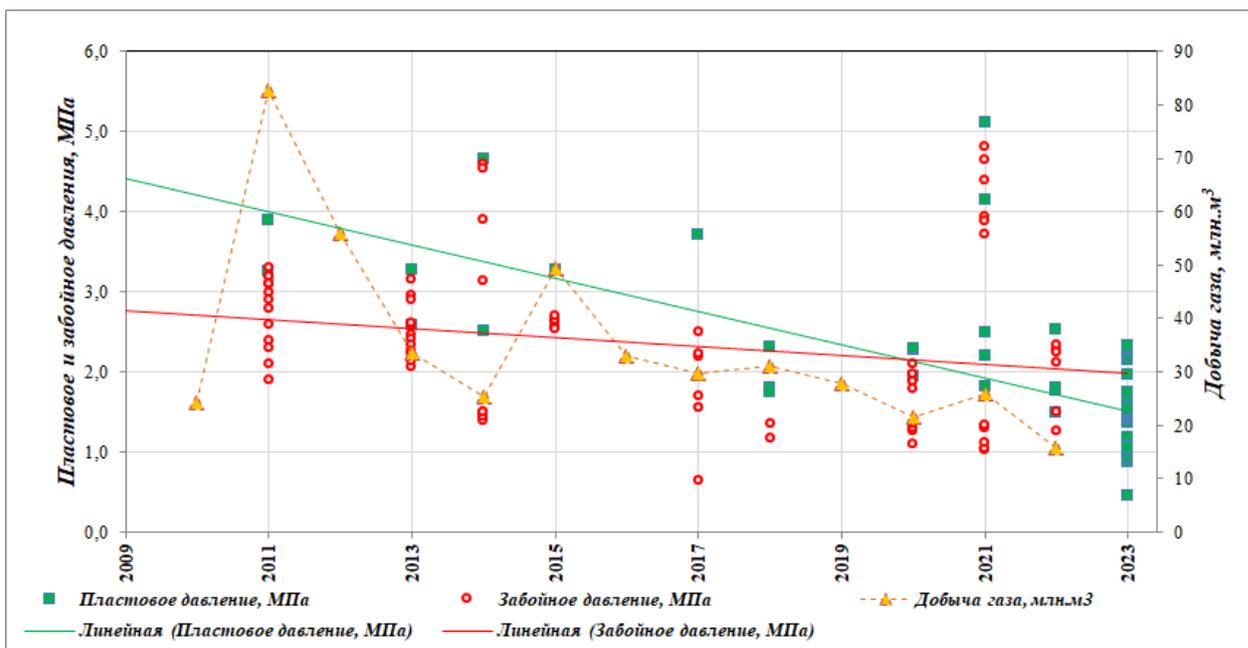


Рисунок 3.1.4 – Динамика пластового и забойного давления I объекта разработки

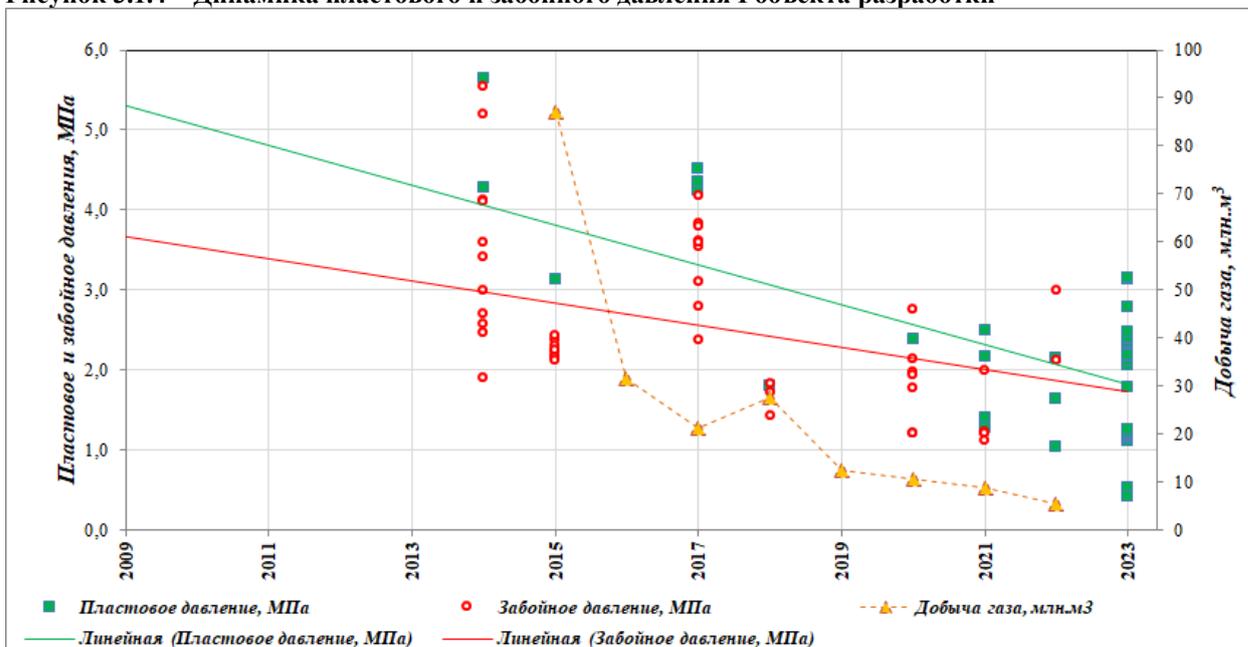


Рисунок 3.1.5 – Динамика пластового и забойного давления II объекта разработки

Таблица 3.1.5 - Результаты замеров пластового давления

№№ скважин	Яркое пятно	Дата	Интервал перфорации, м	Рпл, МПа	Глубина замера, м	Приведенное Рпл к уровню ГВК МПа
1	2	3	4	5	6	7
<b>I объект</b>						
АКК-16	ЯП-10	24-25.11.2018	568-576	1,65	572	1,81
АКК-04	ЯП-3	01-02.12.2018	434-446	1,50	446	1,75
АКК-11	ЯП-2	02-03.12.2018	514-521	2,24	515,7	2,31
АКК-101	ЯП-2	19-22.09.2020	516-525	2,17	516	2,27
АКК-24	ЯП-9	15-17.10.2020	494-500, 636-638	2,28	494	2,29
АКК-24	ЯП-9	15-17.10.2020	494-500, 636-638	1,94		1,95
АКД-12	ЯП-10	18-24.05.2021	588,3-593	4,05	588	4,16
АКК-11	ЯП-2	30.05.2021	514-521	1,76	493,5	1,83
АКК-26	ЯП-8	05-07.06.2021	467,5-470,6	2,20	467,5	2,21
АКК-26	ЯП-8	05-07.06.2021	467,5-470,6	2,48		2,49
АКК-28	ЯП-10	30.08-03.09.2021	573-576	4,97	570,5	5,11
АКК-21	ЯП-10	31.12.2021-5.01.2022	578,4-583,3	2,40	578,4	2,53
АКК-11	ЯП-2	08.12.2022	514-521	1,42	494	1,49
АКК-04	ЯП-3	12.12.2022	434-446	1,51	434	1,76
АКК-16	ЯП-10	21.12.2022	568-576	1,65	568	1,80
АКК-04	ЯП-3	31.01.2023	434-446	1,29		1,54
АКК-11	ЯП-2	31.01.2023	514-521	0,39		0,46
АКК-16	ЯП-10	31.01.2023	568-576	1,27		1,42
АКК-24	ЯП-9	31.01.2023	494-500	1,53		1,54
АКК-26	ЯП-8	31.01.2023	467,5-470,6	1,96		1,96
АКК-101	ЯП-2	31.01.2023	516-525	1,26		1,37
АКК-04	ЯП-3	28.02.2023	434-446	1,43		1,68
АКК-11	ЯП-2	28.02.2023	514-521	0,38		0,45
АКК-16	ЯП-10	28.02.2023	568-576	1,03		1,18
АКК-24	ЯП-9	28.02.2023	494-500	1,63		1,64
АКК-26	ЯП-8	28.02.2023	467,5-470,6	2,15		2,15
АКК-101	ЯП-2	28.02.2023	516-525	1,30		1,40
АКК-04	ЯП-3	31.03.2023	434-446	1,39		1,64
АКК-11	ЯП-2	31.03.2023	514-521	0,39		0,46
АКК-16	ЯП-10	31.03.2023	568-576	0,92		1,07
АКК-24	ЯП-9	31.03.2023	494-500	1,62		1,63
АКК-26	ЯП-8	31.03.2023	467,5-470,6	2,18		2,19
АКК-101	ЯП-2	31.03.2023	516-525	1,30		1,40
АКК-04	ЯП-3	30.04.2023	434-446	1,39		1,64
АКК-11	ЯП-2	30.04.2023	514-521	0,39		0,46
АКК-16	ЯП-10	30.04.2023	568-576	0,73		0,88
АКК-24	ЯП-9	30.04.2023	494-500	1,63		1,64
АКК-26	ЯП-8	30.04.2023	467,5-470,6	2,22		2,22
АКК-101	ЯП-2	30.04.2023	516-525	1,32		1,43
АКК-04	ЯП-3	31.05.2023	434-446	1,40		1,64
АКК-11	ЯП-2	31.05.2023	514-521	0,39		0,46
АКК-16	ЯП-10	31.05.2023	568-576	0,76		0,91
АКК-24	ЯП-9	31.05.2023	494-500	1,67		1,67
АКК-26	ЯП-8	31.05.2023	467,5-470,6	2,25		2,26
АКК-101	ЯП-2	31.05.2023	516-525	1,33		1,43
АКК-04	ЯП-3	30.06.2023	434-446	1,40		1,64
АКК-11	ЯП-2	30.06.2023	514-521	0,39		0,46
АКК-16	ЯП-10	30.06.2023	568-576	0,78		0,94
АКК-24	ЯП-9	30.06.2023	494-500	1,72		1,73
АКК-26	ЯП-8	30.06.2023	467,5-470,6	2,27		2,28
АКК-101	ЯП-2	30.06.2023	516-525	1,35		1,46

Продолжение таблицы 3.1.5

1	2	3	4	5	6	7
АКК-04	ЯП-3	31.07.2023	434-446	1,40		1,64
АКК-11	ЯП-2	31.07.2023	514-521	0,39		0,46
АКК-16	ЯП-10	31.07.2023	568-576	0,83		0,98
АКК-24	ЯП-9	31.07.2023	494-500	1,72		1,73
АКК-26	ЯП-8	31.07.2023	467,5-470,6	2,27		2,28
АКК-101	ЯП-2	31.07.2023	516-525	1,36		1,46
АКК-04	ЯП-3	31.08.2023	434-446	1,40		1,64
АКК-11	ЯП-2	31.08.2023	514-521	0,39		0,46
АКК-16	ЯП-10	31.08.2023	568-576	0,87		1,03
АКК-24	ЯП-9	31.08.2023	494-500	1,73		1,74
АКК-26	ЯП-8	31.08.2023	467,5-470,6	2,29		2,30
АКК-101	ЯП-2	31.08.2023	516-525	1,37		1,48
АКК-04	ЯП-3	30.09.2023	434-446	1,40		1,64
АКК-11	ЯП-2	30.09.2023	514-521	0,39		0,46
АКК-16	ЯП-10	30.09.2023	568-576	0,87		1,03
АКК-24	ЯП-9	30.09.2023	494-500	1,75		1,75
АКК-26	ЯП-8	30.09.2023	467,5-470,6	2,32		2,33
АКК-101	ЯП-2	30.09.2023	516-525	1,40		1,50
АКК-04	ЯП-3	31.10.2023	434-446	1,40		1,64
АКК-11	ЯП-2	31.10.2023	514-521	0,39		0,46
АКК-16	ЯП-10	31.10.2023	568-576	0,87		1,03
АКК-24	ЯП-9	31.10.2023	494-500	1,75		1,75
АКК-26	ЯП-8	31.10.2023	467,5-470,6	2,32		2,33
АКК-101	ЯП-2	31.10.2023	516-525	1,41		1,52
АКК-04	ЯП-3	30.11.2023	434-446	1,40		1,64
АКК-11	ЯП-2	30.11.2023	514-521	0,39		0,46
АКК-16	ЯП-10	30.11.2023	568-576	0,90		1,06
АКК-24	ЯП-9	30.11.2023	494-500	1,75		1,75
АКК-26	ЯП-8	30.11.2023	467,5-470,6	2,32		2,33
АКК-101	ЯП-2	30.11.2023	516-525	1,43		1,53
АКК-04	ЯП-3	31.12.2023	434-446	1,40		1,64
АКК-11	ЯП-2	31.12.2023	514-521	0,39		0,46
АКК-16	ЯП-10	31.12.2023	568-576	1,41		1,56
АКК-24	ЯП-9	31.12.2023	494-500	1,75		1,75
АКК-26	ЯП-8	31.12.2023	467,5-470,6	2,32		2,33
АКК-101	ЯП-2	31.12.2023	516-525	1,43		1,53
<b>II объект</b>						
АКК-17	ЯП-28	04.12.2018	547,4-550	1,79	546,4	1,81
АКК-100	ЯП-29	11-15.09.2020	551-554	2,36	434	2,38
АКК-20	ЯП-25	01-03.06.2021	562,4-564,3	2,15	560	2,16
АКК-20	ЯП-25	01-03.06.2021	562,4-564,3	2,49	560	2,50
АКК-22	ЯП-26	08-10.06.2021	523,5-526	1,21	523,5	1,27
АКК-22	ЯП-26	08-10.06.2021	523,5-526	1,34	523,5	1,40
АКК-22	ЯП-26	22.12.2022	523,5-526	0,98	523,5	1,05
АКК-100	ЯП-29	20.12.2022	551-554	1,62	450	1,64
АКК-20	ЯП-25	22.12.2022	562,4-564,3	2,15	560	2,16
АКК-20	ЯП-25	31.01.2023	562,4-564,3	2,04		2,06
АКК-23	ЯП-24	31.01.2023	537,3-540,3	2,75		2,78
АКК-15	ЯП-29	31.01.2023	546-552	2,11		2,14
АКК-22	ЯП-26	31.01.2023	523,5-526	1,05		1,12
АКК-100	ЯП-29	31.01.2023	551-554	0,50		0,53
АКК-20	ЯП-25	28.02.2023	562,4-564,3	2,04		2,06
АКК-23	ЯП-24	28.02.2023	537,3-540,3	3,10		3,13
АКК-15	ЯП-29	28.02.2023	546-552	2,26		2,30
АКК-22	ЯП-26	28.02.2023	523,5-526	1,09		1,15

Продолжение таблицы 3.1.5

1	2	3	4	5	6	7
АКК-100	ЯП-29	28.02.2023	551-554	0,39		0,42
АКК-20	ЯП-25	31.03.2023	562,4-564,3	2,09		2,11
АКК-23	ЯП-24	31.03.2023	537,3-540,3	3,10		3,13
АКК-15	ЯП-29	31.03.2023	546-552	2,27		2,31
АКК-22	ЯП-26	31.03.2023	523,5-526	1,10		1,16
АКК-100	ЯП-29	31.03.2023	551-554	0,39		0,42
АКК-20	ЯП-25	30.04.2023	562,4-564,3	2,16		2,17
АКК-23	ЯП-24	30.04.2023	537,3-540,3	3,11		3,14
АКК-15	ЯП-29	30.04.2023	546-552	2,30		2,33
АКК-22	ЯП-26	30.04.2023	523,5-526	1,12		1,18
АКК-100	ЯП-29	30.04.2023	551-554	0,39		0,42
АКК-20	ЯП-25	31.05.2023	562,4-564,3	2,16		2,18
АКК-23	ЯП-24	31.05.2023	537,3-540,3	3,11		3,14
АКК-15	ЯП-29	31.05.2023	546-552	2,31		2,34
АКК-22	ЯП-26	31.05.2023	523,5-526	1,12		1,19
АКК-100	ЯП-29	31.05.2023	551-554	0,39		0,42
АКК-20	ЯП-25	30.06.2023	562,4-564,3	2,18		2,20
АКК-23	ЯП-24	30.06.2023	537,3-540,3	3,12		3,15
АКК-15	ЯП-29	30.06.2023	546-552	2,34		2,38
АКК-22	ЯП-26	30.06.2023	523,5-526	1,15		1,21
АКК-100	ЯП-29	30.06.2023	551-554	0,39		0,42
АКК-20	ЯП-25	31.07.2023	562,4-564,3	2,18		2,20
АКК-23	ЯП-24	31.07.2023	537,3-540,3	3,12		3,15
АКК-15	ЯП-29	31.07.2023	546-552	2,35		2,39
АКК-22	ЯП-26	31.07.2023	523,5-526	1,15		1,22
АКК-100	ЯП-29	31.07.2023	551-554	0,39		0,42
АКК-20	ЯП-25	31.08.2023	562,4-564,3	2,18		2,20
АКК-23	ЯП-24	31.08.2023	537,3-540,3	3,13		3,16
АКК-15	ЯП-29	31.08.2023	546-552	2,37		2,40
АКК-22	ЯП-26	31.08.2023	523,5-526	1,15		1,22
АКК-100	ЯП-29	31.08.2023	551-554	0,39		0,42
АКК-20	ЯП-25	30.09.2023	562,4-564,3	2,18		2,20
АКК-23	ЯП-24	30.09.2023	537,3-540,3	3,13		3,16
АКК-15	ЯП-29	30.09.2023	546-552	2,37		2,40
АКК-22	ЯП-26	30.09.2023	523,5-526	1,15		1,22
АКК-100	ЯП-29	30.09.2023	551-554	0,39		0,42
АКК-20	ЯП-25	31.10.2023	562,4-564,3	2,18		2,20
АКК-23	ЯП-24	31.10.2023	537,3-540,3	3,13		3,16
АКК-15	ЯП-29	31.10.2023	546-552	2,37		2,40
АКК-22	ЯП-26	31.10.2023	523,5-526	1,15		1,22
АКК-100	ЯП-29	31.10.2023	551-554	0,39		0,42
АКК-20	ЯП-25	30.11.2023	562,4-564,3	2,18		2,20
АКК-23	ЯП-24	30.11.2023	537,3-540,3	3,13		3,16
АКК-15	ЯП-29	30.11.2023	546-552	2,45		2,49
АКК-22	ЯП-26	30.11.2023	523,5-526	1,19		1,25
АКК-100	ЯП-29	30.11.2023	551-554	0,39		0,42
АКК-20	ЯП-25	31.12.2023	562,4-564,3	2,18		2,20
АКК-23	ЯП-24	31.12.2023	537,3-540,3	3,13		3,16
АКК-15	ЯП-29	31.12.2023	546-552	1,75		1,79
АКК-22	ЯП-26	31.12.2023	523,5-526	1,20		1,26
АКК-100	ЯП-29	31.12.2023	551-554	0,39		0,42

Таблица 3.1.6 – Динамика пластовых давлений

Объект разработки	Яркое пятно	Показатели	год эксплуатации																
			2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
I	ЯП-1 (АКК-13)	Пластовое давление в зоне отбора, МПа				3,26		3,26											
		Забойное давление, МПа				2,43		2,77											
		Рабочий перепад давления ΔР, МПа				0,83		0,49											
	ЯП-2 (АКК-09, АКК-11, АКК-12, АКК-101)	Пластовое давление в зоне отбора, МПа							2,59					2,31		2,27	1,83	1,49	0,96
		Забойное давление, МПа							2,27							2,04	1,33		
		Рабочий перепад давления ΔР, МПа							0,32							0,23	0,50		
	ЯП-2 (АКК-14)	Пластовое давление в зоне отбора, МПа	4,82																
		Забойное давление, МПа																	
		Рабочий перепад давления ΔР, МПа																	
	ЯП-3 (АКК-04, АКК-06)	Пластовое давление в зоне отбора, МПа				3,90				2,51				1,75				1,76	1,64
		Забойное давление, МПа				3,14				1,46				1,35		1,29	1,13	1,26	
		Рабочий перепад давления ΔР, МПа				0,76				1,05				0,40				0,50	
	ЯП-8 (АКК-26)	Пластовое давление в зоне отбора, МПа											3,72				2,35		2,25
		Забойное давление, МПа											2,23			1,10	1,03		
		Рабочий перепад давления ΔР, МПа											1,49				1,32		
	ЯП-9 (АКК-24)	Пластовое давление в зоне отбора, МПа											3,72			2,12			1,69
		Забойное давление, МПа											2,50			1,27	1,30		
		Рабочий перепад давления ΔР, МПа											1,22			0,85			
ЯП-10 (АКК-16, АКК-21)	Пластовое давление в зоне отбора, МПа								4,66	3,28			1,81				2,16	1,09	
	Забойное давление, МПа								4,05	2,62			1,17		1,35	1,32	2,03		
	Рабочий перепад давления ΔР, МПа								0,61	0,66			0,63				0,13		
ЯП-10 (АКК-28, АКД-12)	Пластовое давление в зоне отбора, МПа															4,63			
	Забойное давление, МПа															4,23			
	Рабочий перепад давления ΔР, МПа															0,40			
Среднее по I объекту	Пластовое давление в зоне отбора, МПа	4,82			3,58			2,93	3,59	3,28			3,72	1,95		2,20	2,94	1,80	1,53
	Забойное давление, МПа				2,79			2,52	2,76	2,62			2,36	1,26		1,41	2,20	1,65	
	Рабочий перепад давления ΔР, МПа				0,80			0,41	0,83	0,66			1,36	0,69		0,79	0,74	0,16*	

Продолжение таблицы 3.1.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
II	ЯП-23 (АКК-14)	Пластовое давление в зоне отбора, МПа																	
		Забойное давление, МПа																	
		Рабочий перепад давления $\Delta P$ , МПа																	
	ЯП-24 (АКК-23)	Пластовое давление в зоне отбора, МПа											4,52						3,12
		Забойное давление, МПа											2,76			2,76			
		Рабочий перепад давления $\Delta P$ , МПа											1,76						
	ЯП-25 (АКК-20)	Пластовое давление в зоне отбора, МПа											4,61				2,50	2,16	2,16
		Забойное давление, МПа												1,84		1,22	1,22		
		Рабочий перепад давления $\Delta P$ , МПа															1,28		
	ЯП-26 (АКК-22)	Пластовое давление в зоне отбора, МПа											4,24				1,40		1,20
		Забойное давление, МПа											3,67			1,21	1,17		
		Рабочий перепад давления $\Delta P$ , МПа											0,57				0,23		
	ЯП-27 (АКК-25)	Пластовое давление в зоне отбора, МПа											4,35						
		Забойное давление, МПа											3,86						
		Рабочий перепад давления $\Delta P$ , МПа											0,49						
	ЯП-28 (АКК-17)	Пластовое давление в зоне отбора, МПа								4,28				1,81					
		Забойное давление, МПа								3,02				1,72					
		Рабочий перепад давления $\Delta P$ , МПа								1,26				0,09					
	ЯП-29 (АКК-15)	Пластовое давление в зоне отбора, МПа	4,56								3,13								2,31
		Забойное давление, МПа	3,53								2,26			1,43		2,14	1,99		
		Рабочий перепад давления $\Delta P$ , МПа	1,03								0,87								
ЯП-29 (АКК-100)	Пластовое давление в зоне отбора, МПа														2,38		1,64	0,43	
	Забойное давление, МПа														1,89				
	Рабочий перепад давления $\Delta P$ , МПа														0,49				
ЯП-31 (АКК-19)	Пластовое давление в зоне отбора, МПа	5,35																	
	Забойное давление, МПа	3,40																	
	Рабочий перепад давления $\Delta P$ , МПа	1,95																	
ЯП-32 (АКК-18)	Пластовое давление в зоне отбора, МПа								5,64										
	Забойное давление, МПа								4,11										
	Рабочий перепад давления $\Delta P$ , МПа								1,53										
Среднее по II объекту	Пластовое давление в зоне отбора, МПа	4,96							4,96	3,13		4,43	1,81		2,38	1,95	1,90	1,84	
	Забойное давление, МПа	3,47							3,57	2,26		3,43	1,66		1,84	1,46			
	Рабочий перепад давления $\Delta P$ , МПа	1,49							1,40	0,87		1,00	0,15*		0,54	0,49			

\*определение среднего значения данных показателей является некорректным из за недостаточных данных

### 3.2 Анализ текущего состояния разработки месторождения

#### 3.2.1 Анализ структуры фонда скважин и текущих дебитов, технологических показателей разработки

Первооткрывательницей газовой залежи на месторождении Аккулковское была разведочная скважина АКК-04, пробуренная в 2005 г., в которой из палеогеновых отложений был получен приток газа дебитом 285,0 м<sup>3</sup>/сут на 30 мм штуцере.

Разведочный период газовых залежей осуществлялся с 2005 по 2014 годы, опытно-промышленная эксплуатация начато в октябре 2010 г. Одновременно осуществлялось разведочное бурение и в результате были пробурены 17 разведочных скважин (АКК-01, АКК-02, АКК-03, АКК-04, АКК-06, АКК-07, АКК-09, АКК-11, АКК-12, АКК-13, АКК-14, АКК-15, АКК-16, АКК-17, АКК-18, АКК-19, АКК-20). Глубина разведочных скважин составила от 572 м (АКК-06) до 800 м (АКК-19).

Промышленная разработка месторождения была начата в 2015 г. согласно «Проекту промышленной разработки газового месторождения Аккулковское» утвержденный ЦКР РК (Протокол №27-5-831-и от 15.04.2015 г.).

В настоящее время действующим проектным документом, на основе которого осуществляется промышленная разработка месторождения Аккулковское, является «Проект разработки газового месторождения Аккулковское» по состоянию на 01.04.2018 г. и утвержденный в ЦКРиР РК (Протокол №6/9 от 20.12.2018 г.). Согласно утвержденному проектному документу, выделяются следующие объекты для разработки:

**I объект** - кызылойский горизонт ЯП-1 (АКК-13); ЯП-2 (АКК-11, АКК-09, АКК-12); ЯП-3 (АКК-04, АКК-06); ЯП-8 (АКК-26); ЯП-9 (АКК-24); ЯП-15 (АКК-16).

**II объект** - тасаранский горизонт ЯП-23 (АКК-14); ЯП-24 (АКК-23); ЯП-25 (АКК-20); ЯП-26 (АКК-22); ЯП-28 (АКК-17); ЯП-29 (АКК-15); ЯП-31 (АКК-19); ЯП-32 (АКК-18).

Также предусматривалась разработка месторождения 18 добывающими скважинами, в т.ч. бурением 3-х дополнительных проектных скважин.

По состоянию на 02.01.2024 г. на газовые залежи месторождении Аккулковское (Контракт № 3496 от 23.12.2009 г. на добычу газа) пробуренный фонд составил всего 21 единиц, все находились во временной консервации по причине с ограничением поставки из-за стоимости. В таблице 3.2.1 представлена характеристика фонда скважин по состоянию на 02.01.2024 г.

Таблица 3.2.1 - Фонд скважин месторождения Аккулковское на 02.01.2024 г.

Фонд скважин	Категория скважин	Объекты (горизонты)															По месторождению всего
		I объект - кызылгойский горизонт						II объект - тасаранский горизонт									
		ЯП-1	ЯП-2	ЯП-3	ЯП-8	ЯП-9	ЯП-10	ЯП-23	ЯП-24	ЯП-25	ЯП-26	ЯП-27	ЯП-28	ЯП-29	ЯП-31	ЯП-32	
Фонд добывающих скважин	Во временной консервации	АКК-13	АКК-09, АКК-11, АКК-12, АКК-101	АКК-04, АКК-06, АКК-102	АКК-26	АКК-24	АКК-16	АКК-14	АКК-23	АКК-20	АКК-22	АКК-25	АКК-17	АКК-15, АКК-100	АКК-19	АКК-18	21
Всего пробурено		1	4	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	

В таблице 3.2.2 представлена динамика распределения дебитов газа по объектам и в целом по месторождению на конец каждого года. Как видно из таблицы, за последние 5 лет эксплуатации газовых горизонтов наблюдается тенденция снижения дебитов газа по скважинам, так как газовое месторождение разрабатывается на естественном режиме. Так, по сравнению с 2018 г., текущие средние дебиты газа по всем горизонтам уменьшились в 3,8 раза.

Коэффициенты эксплуатации скважин высокие и изменяются от 0,93 д.ед. до 1,00 д.ед., составляя в целом по месторождению на уровне 0,97 д.ед.

Коэффициенты использования эксплуатационного фонда на протяжении рассматриваемого периода времени остаются постоянными и составляют 1,0 д.ед. для каждого объекта и в целом по месторождению.

Таблица 3.2.2 – Динамика распределения фонда добывающих скважин по дебиту газа, коэффициентов использования и эксплуатации

Объект	Годы	Фонд скважин, ед.		Среднесуточный дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	Коэффициенты, д.ед.	
		эксплуатационный	действующий		использования	эксплуатации
I	2018	5	5	32,3	1,00	0,53
II		5	5	20,9	1,00	0,72
<b>В ЦЕЛОМ ЗА 2018 г.</b>		<b>10</b>	<b>10</b>	<b>25,8</b>	<b>1,00</b>	<b>0,62</b>
I	2019	5	5	16,0	1,00	0,95
II		4	4	8,3	1,00	1,00
<b>В ЦЕЛОМ ЗА 2019 г.</b>		<b>9</b>	<b>9</b>	<b>12,4</b>	<b>1,00</b>	<b>0,99</b>
I	2020	6	6	11,5	1,00	0,86
II		5	5	7,0	1,00	0,84
<b>В ЦЕЛОМ ЗА 2020 г.</b>		<b>11</b>	<b>11</b>	<b>9,5</b>	<b>1,00</b>	<b>0,85</b>
I	2021	6	6	14,2	1,00	0,83
II		5	5	5,9	1,00	0,83
<b>В ЦЕЛОМ ЗА 2021 г.</b>		<b>11</b>	<b>11</b>	<b>10,4</b>	<b>1,00</b>	<b>0,83</b>
I	2022	5	5	8,7	1,00	1,00
II		3	3	4,1	1,00	0,93
<b>В ЦЕЛОМ ЗА 2022 г.</b>		<b>8</b>	<b>8</b>	<b>6,7</b>	<b>1,00</b>	<b>0,97</b>
I	2023	-	-	-	-	-
II		-	-	-	-	-
<b>В ЦЕЛОМ ЗА 2023 г.</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Необходимо отметить, что план по бурению выполнен полностью. В 2020 г. на I и II объектах разработки пробурены 3 новых вертикальных скважин АКК-100, АКК-101, АКК-102 согласно «Проекта разработки ...» [15]:

**Скважина АКК-100** пробурена на II объект разработки с начальным фактическим дебитом 8,7 тыс.м<sup>3</sup>/сут при проектным дебите 32,7 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

**Скважина АКК-101** пробурена на I объект разработки с начальным фактическим дебитом 28,1 тыс.м<sup>3</sup>/сут при проектным дебите 20 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

**Скважина АКК-102** пробурена на I объект разработки, в результате испытания не получен промышленный приток газа и была введена в консервацию.

#### ***Характеристика отборов газа***

Промышленная разработка месторождения была начата в 2015 г. согласно «Проекту промышленной разработки газового месторождения Аккулковское», с начала разработки по состоянию на 02.01.2024 г. было отобрано – 661,75 млн.м<sup>3</sup> газа. Отбор от утвержденных извлекаемых запасов газа составил 53,0 %. Текущий КИГ на дату анализа - 0,428 д.ед.

График динамики основных технологических показателей разработки с начала разработки по месторождению Аккулковское представлен на рисунке 3.2.1. Из рисунка видно, максимальный объем добычи газа – 136,7 млн.м<sup>3</sup> газа приходится на период 2015 г. на начало периода промышленной разработки, при фонде действующих скважин 9 ед., среднесуточный дебит 1 скважины составлял – 55,9 тыс.м<sup>3</sup>, далее до 2018 года наблюдается падение годовой добычи связанной со снижением среднесуточного дебита до – 31,3 тыс.м<sup>3</sup>. В 2018 г. наблюдается увеличение годового отбора газа в связи подключением скважин из освоения 2 ед. (АКК-22, АКК-23) и из консервации (АКК-20, АКК-24, АКК-26). Несмотря на ввод в эксплуатацию двух газовых горизонтов и достижение максимального количества действующих скважин (11 ед. - 2020 г.) за всю историю эксплуатации, добычу природного газа в рассматриваемый период не удалось довести до максимального уровня, хотя позволило стабилизировать и несколько увеличить.

Далее наблюдается и монотонное продолжение падения добычи газа и соответственно среднесуточных дебиты газовых скважин, что связано в основном со снижением энергетического потенциала всех объектов, работающих на режиме истощения. За последний 5 лет скважины работают с темпом отбора газа от НИЗ в среднем ежегодно 3,0 %. За 2023 г. добыча газа осуществилась всего 4 дня, далее все скважины были закрыты (см. таблицу 3.2.3).

Коэффициент эксплуатации действующих скважин за рассматриваемый срок разработки варьирует в пределах от 0,62 до 0,99. Коэффициент эксплуатации уменьшается за счет ввода скважин из освоения и из консервации не с начала года, и проведения на скважинах ГТМ.

Сведения о текущих и накопленных отборах газа по объектам эксплуатации представлены на графических приложениях 18-19.

В настоящем отчете приведено сопоставление проектных и фактических показателей разработки месторождения за период с 2018 г. по 2023 г. включительно. Как уже описано выше, в настоящее время действующим проектом является «Проект разработки газового месторождения Аккулковское» [15].

### ***В целом по месторождению***

Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению за период 2018-2023 гг. приведены в таблице 3.2.3. За анализируемый период наблюдается отставания фактических показателей по добыче газа от проектных значений.

Отставание фактического объема добычи природного газа в рассматриваемых годах объясняется несоответствием количества и отработанного времени скважин.

Фактический отбор газа из залежей за **2018 г.** составил 58,68 млн.м<sup>3</sup>, что отстает от проекта 2,8 %, при действующем фонде 10 ед. против проекта 11 ед. Выведена из освоения новые скважины АКК-22, АКК-23, из консервации АКК-20, АКК-24, АКК-26.

**За 2019 г.** фактический отбор газа отстаёт от проекта на 42,6 %. По проекту [15] должны были выведены из консервации скважины АКК-12, АКК-18, АКК-25, по факту не выполнены. Фактический действующий фонд составил 9 ед. против 15 ед., выбыла в консервацию скважина АКК-17. Фактический средний дебит газа составил 12,4 тыс.м<sup>3</sup>/сут, что на уровне проекта.

**В 2020 году** фактическая добыча газа составила 32,38 млн.м<sup>3</sup>, против проектного 53,30 млн.м<sup>3</sup>. Отставание добычи на 39,2% связано с меньшим, чем планировалось фондом действующих скважин, который отставал на 5 ед. При этом из вновь пробуренных скважин в эксплуатацию вступили 2 ед - АКК-100, АКК-101, а скважина АКК-102, при испытании свабированием притока промышленного газа не получили, и была введена в консервацию. Среднесуточный дебит скважин превышает проектный показатель на 0,6 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

В 2021 году добыча по газу на 39,8% меньше, чем по проекту. Действующий фонд на 7 скважин меньше, чем заложено в проекте. Среднесуточный дебит на уровне проекта, коэффициент эксплуатации меньше проектной величины.

За 2022 г. было добыто 21,40 млн.м<sup>3</sup> газа против проектного показателя 50,0 млн.м<sup>3</sup>. Причиной отставания является меньший, чем предусмотрено проектом фонд добывающих скважин. Эксплуатационный фонд составил 8 против проектного значения 17 ед. Выбыли в консервацию 3 скважины - АКК-11, АКК-20, АКК-100.

За 2023 г. было добыто 0,065 млн.м<sup>3</sup> газа против проектного показателя 39,2 млн.м<sup>3</sup>, в связи с вводом скважин во временную консервацию по причине с ограничением поставки из-за стоимости.

Накопленная добыча газа на дату анализа отстает от проектной и составила 661,81 млн.м<sup>3</sup>. Отбор от начальных извлекаемых запасов составляет 53,0 %, что также меньше проекта. Текущий коэффициент извлечения газа 0,428 д.ед., против проектного 0,521 д.ед.

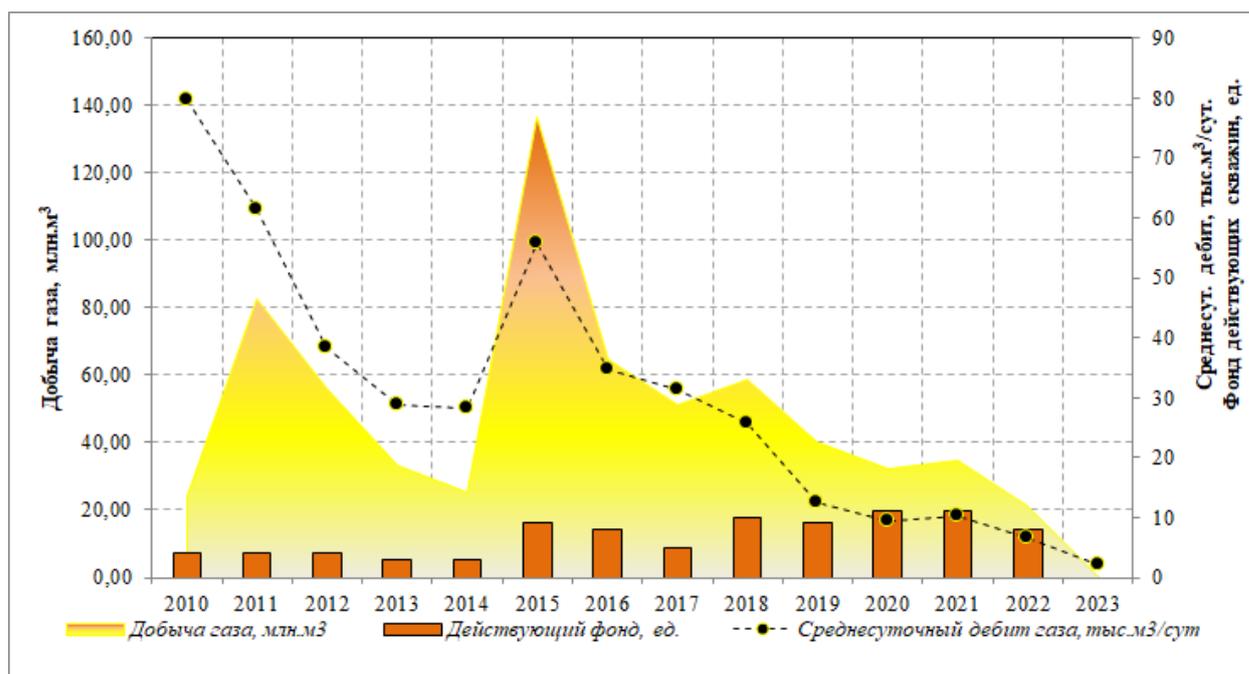


Рисунок 3.2.1 – Динамика основных технологических показателей за весь период эксплуатации месторождения Аккулковское

Далее представлено описание сравнение проектных и фактических показателей по всем объектам разработки, выделенным в предыдущем проектном документе.

**I объект (кызылойский горизонт).** На рисунке 3.2.4 представлены основные технологические показатели разработки рассматриваемого объекта с начала эксплуатации.

Эксплуатация кызылойского горизонта началась в октябре 2010 г. вводом в эксплуатацию скважин АКК-04, АКК-11, АКК-13, АКК-14.

Максимальный уровень добычи газа достигнут в 2011 году – 82,82 млн.м<sup>3</sup> при среднесуточном дебите – 61,4 тыс.м<sup>3</sup>/сут., с 2012 по 2014 гг. начинается снижение среднесуточного дебита с 38,3 до 28,2 тыс.м<sup>3</sup>/сут. В 2015 г. рост связан с подключением в эксплуатацию скважины АКК-16 из бурения.

С 2016 г. наблюдается снижение добычи газа до 33,16 млн.м<sup>3</sup> связанный со снижением среднесуточного дебита скважин до 40,1 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Далее уровень держится за счет ввода скважин, а именно в 2018 г. АКК-24 и АКК-26, в октябре 2020 г. из бурения скважины АКК-101 (рисунок 3.2.2). Скважина АКК-102 также была пробурена в 2020 г., но ввели в консервацию, так как не получен промышленный приток газа. Скважины были пробурены согласно работе [15].

С начала эксплуатации было отобрано 456,34 млн.м<sup>3</sup> газа. По рассматриваемому объекту достигнутый КИГ составил 0,462 д.ед., а отбор от утвержденных извлекаемых запасов природного газа – 55,5 %.

Рассматриваемый объект обеспечил 69,0 % всего отбора газа, полученный из месторождения с начала эксплуатации.

Сопоставление проектных и фактических показателей промышленной эксплуатации по I объекту приведено в таблице 3.2.4.

В 2018 г. наблюдается превышение фактического объема добычи газа над проектной, при полном соответствии действующего фонда газовых скважин 5 ед. Превышение объема добычи природного газа над проектным объясняется тем, что скважины АКК-24, АКК-26 выведены из консервации с фактическим большим дебитом, в среднем 34,3 тыс.м<sup>3</sup>/сут против проектной 18,1 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

За 2019-2020 гг. наблюдается отставание фактических отборов газа от проектных значений на 14,1 % и 14,8 %. Причиной отставания является меньший, чем предусмотрено проектом действующий фонд скважин и коэффициенты эксплуатации, при этом среднесуточные дебиты газа на уровне проекта. В 2020 г. из бурения вступила в эксплуатацию скважина АКК-101 средним дебитом 28,7 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

В период 2021 г. по 2022 г. наблюдается также отставание от проектных значений, при больших фактических средних дебитов действующей скважины по газу. Действующий фонд на конец 2022 г. составил 5 ед., что меньше проекта на 2 ед.

В 2023 г. на данном объекте работали 5 скважин АКК-04, АКК-16, АКК-24, АКК-26, АКК-101. Отбор газа за 4 дня составил 0,051 млн.м<sup>3</sup>.

Суммарная добыча газа на 02.01.2024 г. отстает от проекта 6,0 %. Отбор от начальных извлекаемых запасов составляет 55,5 %, что также меньше проекта.

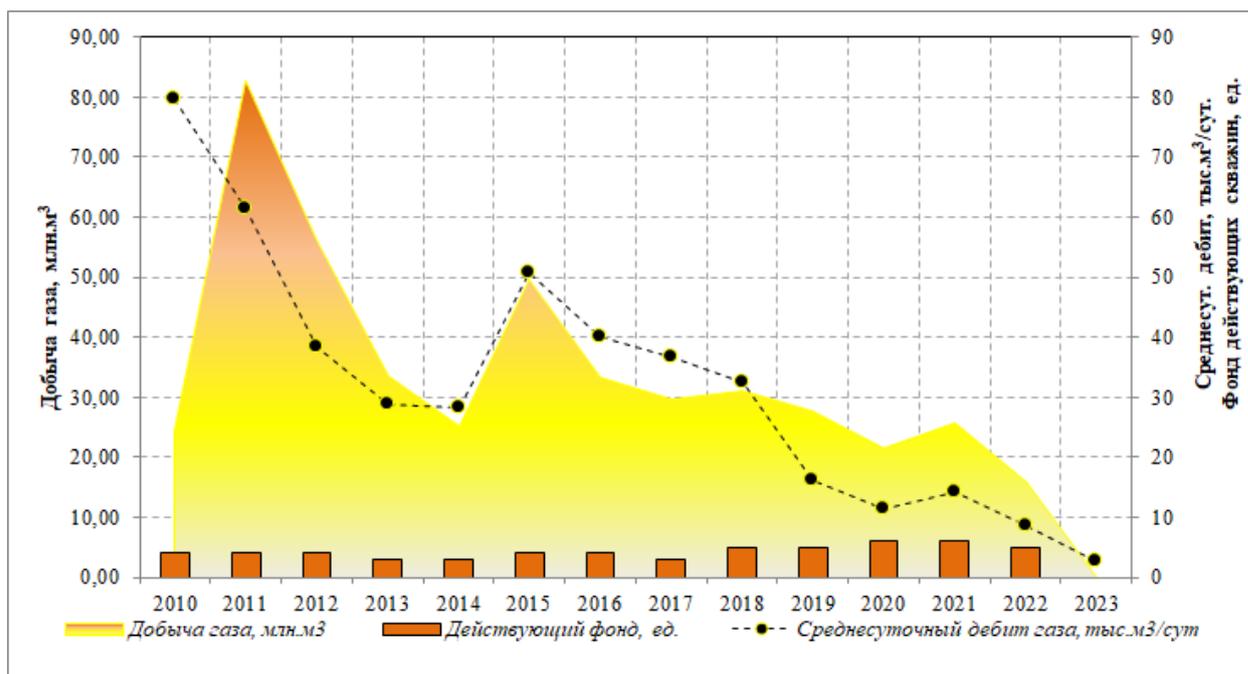


Рисунок 3.2.2 – Динамика основных технологических показателей за весь период эксплуатации I объекта разработки

**II объект (тасаранский горизонт).** Основные технологические показатели разработки рассматриваемого горизонта с начала эксплуатации представлены на рисунке 3.2.3, а в таблице 3.2.5 – за период 2018 по 2023 гг.

Промышленная эксплуатация горизонта была начата в 2015 г. вводом в эксплуатацию 5-ти скважин АКК-14, АКК-15, АКК-17, АКК-18 и АКК-19. Максимальный уровень годовой добычи – 87,22 млн.м<sup>3</sup> был достигнут в первом же году разработки с действующим фондом - 5 скв. Далее добыча газа постепенно снижалась и в 2019 г. уровень годовой добычи резко упал до 12,57 млн.м<sup>3</sup>, что связано с энергетическим истощением залежей.

С 2020 г. добыча газа стабильно работает со средним темпом отбора от НИЗ 2,0 % в год, за 2022 г. добыто 5,52 млн.м<sup>3</sup> газа. Действующий фонд составляет 3 ед. и характеризуются средним дебитом газа 4,1 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов газа - 1,3 %.

В 2023 г. также 4 дня работали 3 скважины (АКК-15, АКК-22, АКК-23), добыча газа за этот период составил 0,014 млн.м<sup>3</sup>.

По состоянию на 02.01.2024 г. с начала эксплуатации было отобрано из рассматриваемого объекта 205,47 млн.м<sup>3</sup> газа. Текущий коэффициент извлечения газа составил 0,368 д.ед. Отбор от утвержденных извлекаемых запасов газа составил 48,1 %. Доля суммарной добычи природного газа горизонта в общей добыче составила 31,0 %.

Вода в продукции скважин имеется, однако она не поддается учету по скважинам и по дням, вода не добывается вместе с газом. Скопление воды идет на забое скважины, из-за чего в стволе создается противодействие, процесс накопления воды на забое снижает производительность скважин. Вода удаляется с забоя с помощью методов, как очистка забоя с помощью колтубинга и подключением компрессирования через затрубное пространство, а также удаление жидкости с забоя с использованием шашек твёрдого пенообразователя «СОФИР-СФ».

Проектные и фактические показатели разработки II объекта за 2018 - 2023 гг. приведены в таблице 3.2.5.

В анализируемый период фактический отбор газа отстают от проектного значения на 16,8 % в 2018 г., 66,9 % в 2019 г., 61,5 % в 2020 г., 71,9 % в 2021 г., 80,4 % в 2022 г., 99,9 % в 2023 г., в связи отставанием фактического действующего фонда бывающих скважин и среднесуточных дебитов газа. Темпы отбора от НИЗ газа значительно отстают от проекта за этот период. В 2020 г. была пробурена скважина АКК-100, которая закладывалась по проекту [15] на 2022 год с проектным дебитом 32,7 тыс.м<sup>3</sup>/сут, по факту вступила в эксплуатацию с дебитом 8,7 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

На дату составления отчета накопленная добыча природного газа на уровне 205,47 млн.м<sup>3</sup>, что ниже проектной – 320,10 млн.м<sup>3</sup> (на 35,8%). Текущая газоотдача составила 0,368 д.ед., против проектного значения 0,573 д.ед.

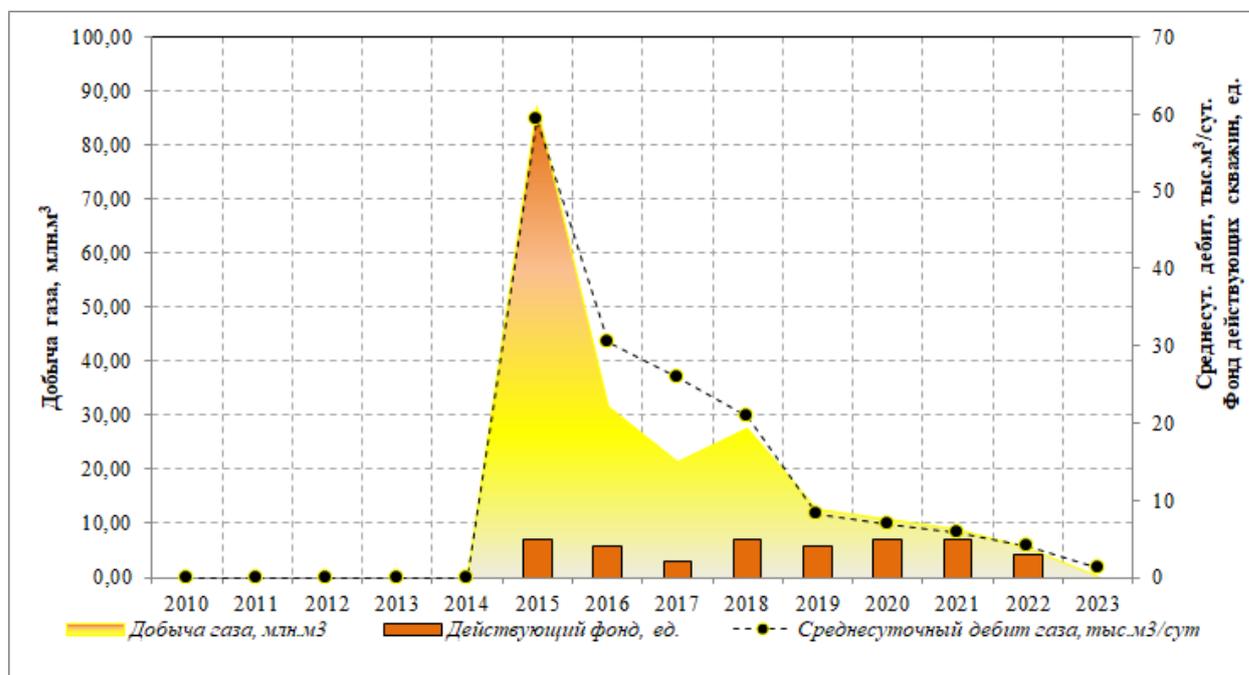


Рисунок 3.2.3 – Динамика основных технологических показателей за весь период эксплуатации II объекта разработки

Таблица 3.2.3 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению

Показатели	2018		2019		2020		2021		2022		2023	
	проект	факт										
Добыча газа, млн.м <sup>3</sup> /год	60,40	58,68	70,30	40,33	53,30	32,38	57,70	34,74	50,00	21,40	39,20	0,07
в том числе из переходящих скважин	45,61	42,50	70,30	40,33	53,30	29,09	48,68	34,74	46,35	21,40	39,20	0,07
из новых скважин	14,79	16,19	0,00	0,00	0,00	3,28	9,02	0,00	3,65	0,00	0,00	0,00
Накопленная добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	535,20	532,90	605,60	573,23	658,90	605,61	716,60	640,35	766,60	661,75	805,80	661,81
Гемп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	6,8	4,7	8,0	3,2	6,0	2,6	6,5	2,8	5,7	1,7	4,4	0,01
Гемп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	14,8	8,2	20,2	6,0	19,1	5,0	25,6	5,7	29,9	3,6	33,3	0,01
Отбор от начальных извлекаемых запасов газа, %	42,9	42,7	48,5	45,9	52,8	48,5	57,4	51,3	61,4	53,0	64,5	53,0
Текущая газоотдача, д.ед.	0,346	0,344	0,391	0,371	0,426	0,391	0,463	0,414	0,496	0,428	0,521	0,428
Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	1,2	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0
Ввод добывающих скважин, ед.	5	5	3	0	1	3	2	0	1	0	0	0
в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0	3	2	0	1	0	0	0
из освоения	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из консервации	3	3	3	0	1	0	0	0	0	0	0	0
из другого объекта	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выбытие добывающих скважин, ед.	0	1	0	1	0	1	0	0	2	3	1	8
в т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Эксплуатационный фонд добывающих скважин на конец года, в т.ч.:	12	10	15	9	16	11	18	11	17	8	16	0
действующий фонд	11	10	15	9	16	11	18	11	17	8	16	0
бездействующий фонд	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Среднесуточный дебит газа 1 скважины, тыс.м <sup>3</sup> /сут	14,8	25,8	12,6	12,4	8,9	9,5	8,6	10,4	7,9	6,7	6,6	2,0
Среднесуточный дебит газа новых скважин, тыс.м <sup>3</sup> /сут	22,5	27,1	0,0	0,0	0,0	18,0	24,7	0,0	20,0	0,0	0,0	0
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0
Коэффициент эксплуатации скважин, доли ед.	0,98	0,62	0,98	0,99	0,98	0,85	0,98	0,83	0,98	0,97	0,98	0,01

Таблица 3.2.4 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по I объекту

Показатели	2018		2019		2020		2021		2022		2023	
	проект	факт										
Добыча газа, млн.м <sup>3</sup> /год	27,30	31,15	32,30	27,76	25,40	21,64	26,10	25,84	21,80	15,87	18,00	0,051
в том числе из переходящих скважин	21,35	30,74	32,30	27,76	25,40	19,20	23,05	25,84	21,80	15,87	18,00	0,051
из новых скважин	5,95	0,41	0,00	0,00	0,00	2,44	3,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Накопленная добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	362,10	365,18	394,40	392,94	419,80	414,58	445,80	440,42	467,70	456,29	485,70	456,34
Гемп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	5,2	3,8	6,1	3,4	4,8	2,6	4,9	3,1	4,1	1,9	3,4	0,01
Гемп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	14,1	6,8	19,4	6,5	18,9	5,3	23,9	6,8	26,3	4,3	29,4	0,01
Отбор от начальных извлекаемых запасов газа, %	44,1	44,4	48,0	47,8	51,1	50,4	54,2	53,6	56,9	55,5	59,1	55,5
Текущая газоотдача, д.ед.	0,366	0,370	0,399	0,398	0,425	0,420	0,451	0,446	0,473	0,462	0,492	0,462
Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ввод добывающих скважин, ед.	2	2	1	0	0	2	1	0	0	0	0	0
в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0	2	1	0	0	0	0	0
из освоения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из консервации	2	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из другого объекта	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	5
в т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Эксплуатационный фонд добывающих скважин на конец года, в т.ч.:	5	5	6	5	6	6	7	6	7	5	7	0
действующий фонд	5	5	6	5	6	6	7	6	7	5	7	0
бездействующий фонд	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Среднесуточный дебит газа 1 скважины, тыс.м <sup>3</sup> /сут	14,7	32,3	14,5	16,0	11,4	11,5	10,0	14,2	8,4	8,7	6,9	2,5
Среднесуточный дебит газа новых скважин, тыс.м <sup>3</sup> /сут	18,1	34,3	0,0	0,0	0,0	28,7	16,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Среднее давление на забоях добывающих скважин, МПа	2,9		2,5		2,2	1,41	1,8	1,22	1,5		1,3	-
Текущее среднее пластовое давление, МПа	3,4		3,0		2,7	2,20	2,3	2,09	2,0	1,80	1,8	1,53
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00
Коэффициент эксплуатации скважин, доли ед.	0,98	0,53	0,98	0,95	0,98	0,86	0,98	0,83	0,98	1,00	0,98	0,01

Таблица 3.2.5 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по II объекту

Показатели	2018		2019		2020		2021		2022		2023	
	проект	факт										
Добыча газа, млн.м <sup>3</sup> /год	33,10	27,53	38,00	12,57	27,90	10,74	31,70	8,90	28,20	5,52	21,20	0,014
в том числе из переходящих скважин	24,26	11,76	38,00	12,57	27,90	9,90	25,73	8,90	24,55	5,52	21,20	0,014
из новых скважин	8,84	15,78	0,00	0,00	0,00	0,84	5,97	0,00	3,65	0,00	0,00	0,00
Накопленная добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	173,20	167,73	211,20	180,29	239,10	191,03	270,80	199,93	299,00	205,45	320,10	205,47
Гемп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	9,3	6,4	10,7	2,9	7,8	2,5	8,9	2,1	7,9	1,3	6,0	0,003
Гемп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	15,4	10,6	20,9	5,1	19,3	4,6	27,3	3,9	33,3	2,5	37,6	0,01
Отбор от начальных извлекаемых запасов газа, %	40,6	39,3	49,5	42,2	56,0	44,7	63,4	46,8	70,0	48,1	75,0	48,1
Текущая газоотдача, д.ед.	0,310	0,300	0,378	0,323	0,428	0,342	0,484	0,358	0,535	0,368	0,573	0,368
Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0
Ввод добывающих скважин, ед.	3	3	2	0	1	1	1	0	1	0	0	0
в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	0
из освоения	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из консервации	1	1	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0
из другого объекта	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выбытие добывающих скважин, ед.	0	1	0	1	0	0	0	0	2	2	1	3
в т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Эксплуатационный фонд добывающих скважин на конец года, в т.ч.:	7	5	9	4	10	5	11	5	10	3	9	0
действующий фонд	6	5	9	4	10	5	11	5	10	3	9	0
бездействующий фонд	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0-
Среднесуточный дебит газа 1 скважины, тыс.м <sup>3</sup> /сут	14,8	20,9	11,3	8,3	7,5	7,0	7,7	5,9	7,6	4,1	6,3	1,2
Среднесуточный дебит газа новых скважин, тыс.м <sup>3</sup> /сут	26,9	27,0	0,0	0,0	0,0	8,7	32,7	0,0	20,0	0,0	0,0	0,0
Среднее давление на забоях добывающих скважин, МПа	2,5		2,1		1,8	1,81	1,5	1,46	1,2		1,0	-
Текущее среднее пластовое давление, МПа	3,1		2,7		2,4	2,38	2,1	1,95	1,8	1,90	1,6	1,84
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.	0,86	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00
Коэффициент эксплуатации скважин, доли ед.	0,98	0,72	0,98	1,04	0,98	0,84	0,98	0,83	0,98	0,93	0,98	0,01

### 3.2.2 Анализ выработки запасов газа и текущего состояния разработки

В настоящей работе оценка состояния выработки запасов газа основывается на промысловых данных учета добычи. За основу приняты запасы свободного газа по продуктивным горизонтам (кызылой и тасаран), посчитанные по состоянию на 02.01.2023 г. и утверждены ГКЗ РК (Протокол №2597 – 23 – У от 27.09.2023г.).

По месторождению в целом запасы газа по категории  $C_1$  геологические составили 1547 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые - 1249 млн.м<sup>3</sup>.

В таблице 3.2.6 представлены начальные и остаточные запасы газа по состоянию на 02.01.2024 г. На 02.01.2024 г. накопленная добыча газа составила 661,81 млн.м<sup>3</sup>. Текущая выработка запасов газа довольно высокая: отобрано 53,0 %, остаточные извлекаемые запасы составили 587,19 млн.м<sup>3</sup>. Наибольшая выработка запасов достигнута по кызылойскому горизонту – 55,5 %.

Газовые залежи характеризуются высокой выработкой, поэтому необходимо основательно изучить возможность предложенных мероприятий по движению фонда и увеличению добычи газа. В скважинах необходимо обязательно провести геофизические исследования по определению текущей (остаточной) газонасыщенности пластов-коллекторов и газонасыщенной толщины, а также определению герметичности колонны и цементного камня.

Для определения вовлеченных в разработку запасов газа при сложившейся системе разработки, а также для определения текущего режима по каждому продуктивному горизонту месторождения Аккулковское были обработаны промысловые данные изменения пластового давления и количества добытого газа в координатах (рис. 3.2.4).

Оценка текущих дренируемых запасов газа выполнена методом падения пластового давления (МППД):

$$P(t) / Z = Q_{\text{доб}}(t);$$

где:  $Z$ - коэффициент сверхсжимаемости газа при давлений  $P(t)$  и пластовой температуре.

$Q_{\text{доб}}(t)$ -суммарное добытое количество газа к моменту времени  $t$ .

Под режимом газовых месторождений понимается характер проявления движущихся сил в пласте, обуславливающих приток газа к забоям скважин, существуют следующие режимы газовых месторождений: газовый, упруговодонапорный, жесткий водонапорный.

В настоящее время на дату составления отчета все продуктивные газовые залежи месторождения Аккулковское, разрабатываются в режиме истощения пластовой энергий.

Следует отметить, что графики зависимости  $P/z=f(Q_{\text{нак}})$  продуктивных горизонтов были построены расчетным методом.

*По I объекту* ЯП-1 в районе скважины АКК-13 выработала свои запасы, что подтверждает дренируемые запасы. ЯП-10 в районах скважин АКК-28 и АКД-12, впервые была выявлена в данной работе, по данным опробования были получены газ с дебитом около 35 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Данные скважины в эксплуатацию не введены, поэтому дренируемые запасы не были посчитаны. По остальным залежам (ЯП) дополнениям данных ГДИС были пересчитаны дренируемые запасы.

Как видно из таблицы 3.2.6, наибольшие остаточные дренируемые запасы газа на «Ярких пятнах», где единичными скважинами разрабатывается, приходится ЯП-2 в районе скважины АКК-14 и ЯП-3 в районе добывающей скважины АКК-04, что можно предусмотреть бурения дополнительных скважин.

*По II объекту* наибольшие остаточные дренируемые запасы приходится на ЯП-23 в районе скважины АКК-14, что также рекомендуется бурения дополнительных скважин.

ЯП-27 в районе скважины АКК-25 не введена в разработку, по данной залежи не были посчитаны дренируемые запасы.

В результате оцененных по фактической динамике падения пластового давления в вовлеченных в разработку зонах залежи суммарного объема технологически достижимой добычи газа, дренируемые запасы по разрабатываемым объектам в целом по месторождению составляет 1081,2 млн.м<sup>3</sup>. Здесь необходимо отметить, что по некоторым ЯП не были посчитаны дренируемые запасы.

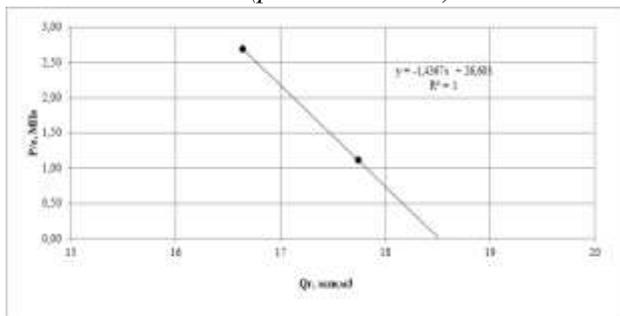
Таким образом, применение рассмотренного метода оценки дренируемых запасов газа для разрабатываемых объектов месторождения Аккулковское, позволило определить конечный суммарный отбор газа, который будет отобран при сформировавшейся на сегодня системе разработки и применяемых технологиях добычи газа.

Для увеличения конечного КИГ и дренируемых в активную разработку запасов, существующая система разработки требует изменения с уплотнением сетки скважин путем бурения новых скважин, а также выводом из консервации разведочных скважин.

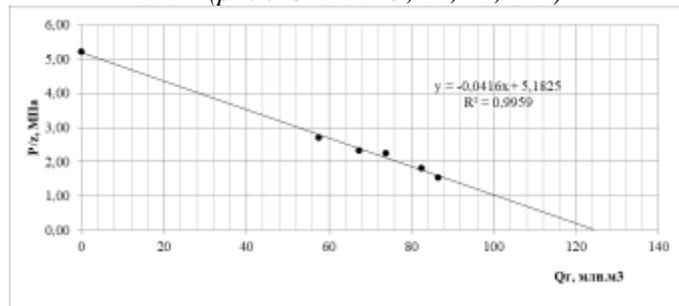
Таблица 3.2.6 - Состояние выработки запасов газа и оценка дренируемых запасов газа

Горизонт	Объект разработки	Яркое пятно	Скважины	Начальные запасы газа, млн.м <sup>3</sup>		Накопленная добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	Дренируемые запасы газа, млн.м <sup>3</sup>	Остаточные извлекаемые запасы, млн.м <sup>3</sup>		Коэффициент извлечения газа, д.ед		Выработанность запасов газа, %	
				Геол.	Изв.			фактически	при дренируемых запасах	Кон.	Тек	фактически	при дренируемых запасах
Кызылой	I	ЯП-1	р-н скв АКК 13	37	18	17,74	18,4	0,26	0,66	0,497	0,479	98,5	96,4
		ЯП-2	р-н скв АКК-09, 11, 12, 101	150	122	86,63	122	35,37	35,37	0,813	0,578	71,0	71,0
		ЯП-2	р-н скв АКК-14, Г-2	87	68	20,03	68	47,97	47,97	0,782	0,230	29,4	29,4
		ЯП-3	р-н скв АКК-04, Г-5	287	244	181,05	248	62,95	66,95	0,850	0,631	74,2	73,0
		ЯП-8	р-н скв АКК-26	34	32	17,44	32	14,56	14,56	0,941	0,513	54,5	54,5
		ЯП-9	р-н скв АКК-24	46	26	14,19	26	11,81	11,81	0,565	0,309	54,6	54,6
		ЯП-10	р-н скв АКК-28, АКД-12	180	162					0,900			
		ЯП-10	р-н скв АКК-16, АКК-21	167	150	119,28	152	30,72	32,72	0,900	0,714	79,5	78,5
<b>В целом по I объекту</b>				<b>988</b>	<b>822</b>	<b>456,34</b>	<b>666</b>	<b>365,66</b>	<b>210,06</b>	<b>0,832</b>	<b>0,462</b>	<b>55,5</b>	<b>68,5</b>
Тасаран	II	ЯП-23	р-н скв АКК-14	81	66	12,06	66,0	53,94	53,94	0,815	0,149	18,3	18,3
		ЯП-24	р-н скв АКК-23	71	67	26,73	67,0	40,27	40,27	0,944	0,377	39,9	39,9
		ЯП-25	р-н скв АКК-20	19	11	5,61	10,8	5,39	5,19	0,568	0,295	51,0	51,9
		ЯП-26	р-н скв АКК-22	23	15	10,58	15,0	4,42	4,42	0,652	0,460	70,5	70,5
		ЯП-27	р-н скв АКК-25	19	11			11,00		0,568			
		ЯП-28	р-н скв АКК-17	65	54	33,67	53,0	20,33	19,33	0,831	0,518	62,4	63,5
		ЯП-29	р-н скв АКК-15	104	97	76,71	97,0	20,29	20,29	0,933	0,738	79,1	79,1
		ЯП-29	р-н скв АКК-100	12	7	1,61	7,0	5,39	5,39	0,583	0,134	23,0	23,0
		ЯП-31	р-н скв АКК-19	110	66	29,60	66,0	36,40	36,40	0,600	0,269	44,8	44,8
		ЯП-32	р-н скв АКК-18	55	33	8,91	33,0	24,09	24,09	0,600	0,162	27,0	27,0
<b>В целом по II объекту</b>				<b>559</b>	<b>427</b>	<b>205,47</b>	<b>414,8</b>	<b>221,53</b>	<b>209,33</b>	<b>0,764</b>	<b>0,368</b>	<b>48,1</b>	<b>49,5</b>
<b>В целом по месторождению</b>				<b>1547</b>	<b>1249</b>	<b>661,81</b>	<b>1081,2</b>	<b>587,19</b>	<b>419,39</b>	<b>0,807</b>	<b>0,428</b>	<b>53,0</b>	<b>61,2</b>

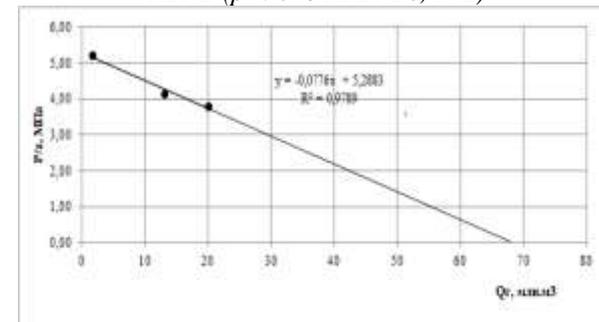
ЯП-1 (p-н скв АКК-13)



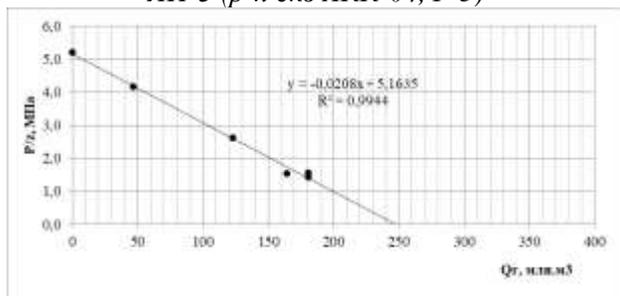
ЯП-2 (p-н скв АКК-09, 11, 12, 101)



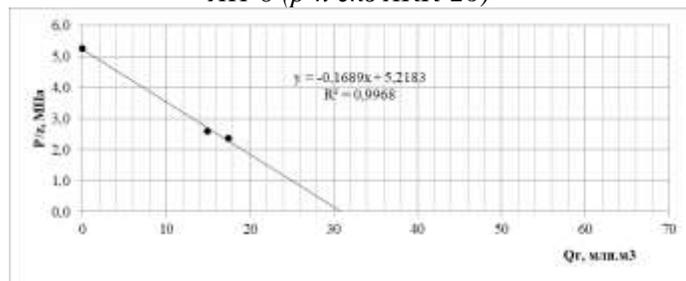
ЯП-2 (p-н скв АКК-14, Г-2)



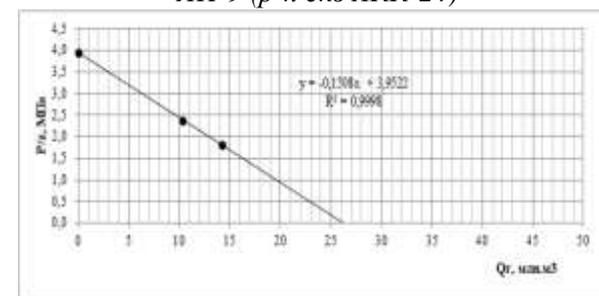
ЯП-3 (p-н скв АКК-04, Г-5)



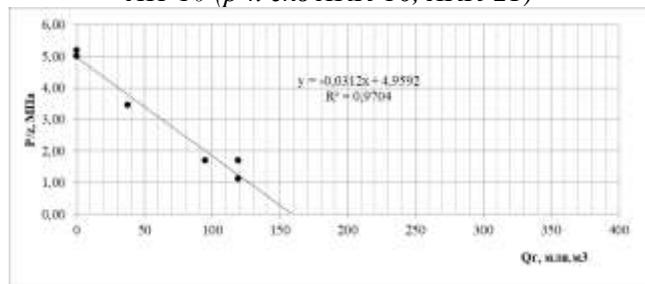
ЯП-8 (p-н скв АКК-26)



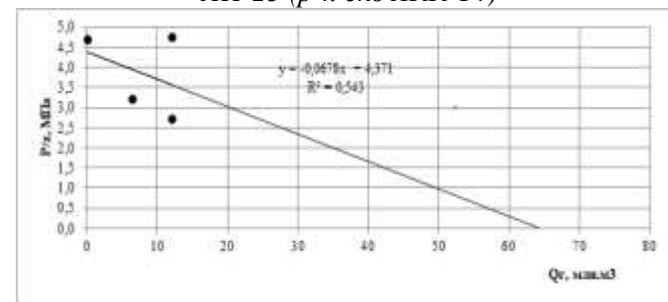
ЯП-9 (p-н скв АКК-24)



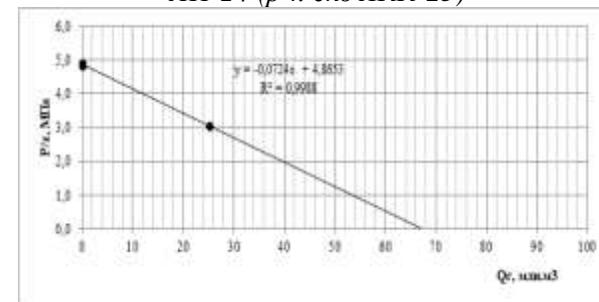
ЯП-10 (p-н скв АКК-16, АКК-21)



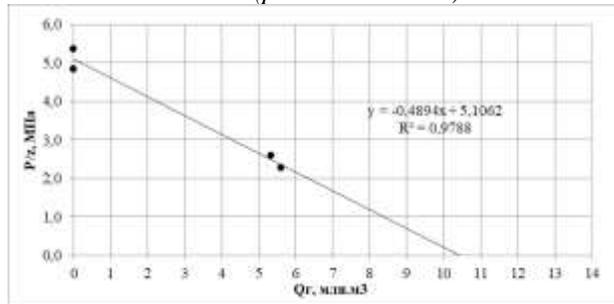
ЯП-23 (p-н скв АКК-14)



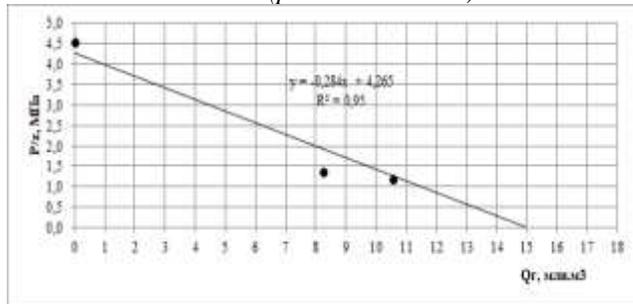
ЯП-24 (p-н скв АКК-23)



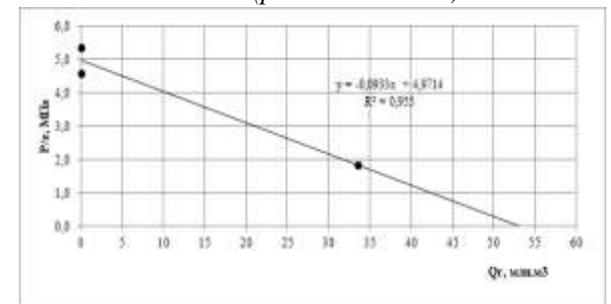
ЯП-25 (p-н скв АКК-20)



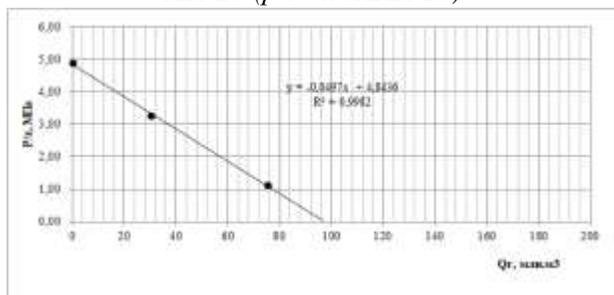
ЯП-26 (p-н скв АКК-22)



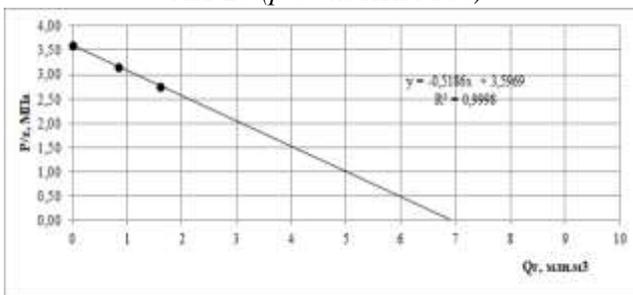
ЯП-28 (p-н скв АКК-17)



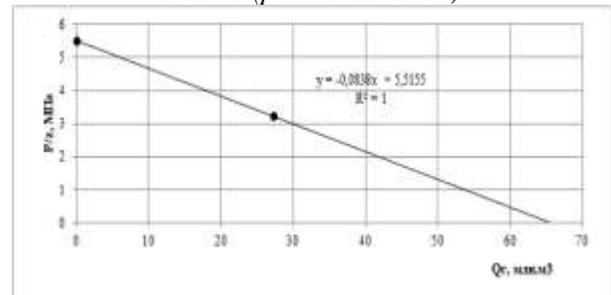
ЯП-29 (p-н скв АКК-15)



ЯП-29 (p-н скв АКК-100)



ЯП-31 (p-н скв АКК-19)



ЯП-32 (p-н скв АКК-18)

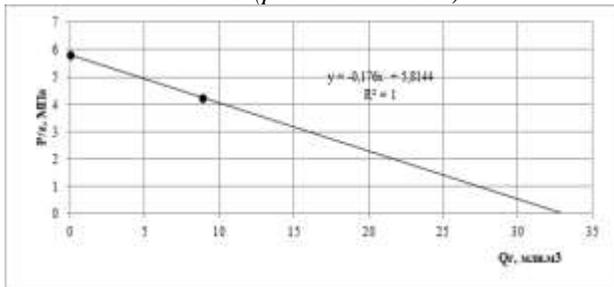


Рисунок 3.2.4 - График зависимости  $P/z=f(Q_{\text{нак}})$  продуктивных залежей

### 3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

#### *3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки*

Расчетная геолого-физическая модель учитывает геологическую характеристику залежей, физические и теплофизические свойства флюидов, насыщающих пористой среды (плотности газа, свойства и состав газа, их изменение при снижении пластового давления, давления начала конденсации, КГФ и т.д.), промысловые данные (тип и конструкция скважин, расположение скважин, сведения о динамике добыче газа, технологические режимы, давления и т.д.).

Выбор расчетной геолого-физической модели, принятой для прогноза основных технологических показателей разработки газовых залежей кызылойского и тасаранского продуктивных горизонтов месторождения Аккулковское выполнен, исходя из наличия в залежи газового режима.

При газовом режиме приток газа к забоям скважин обуславливается упругой энергией сжатого газа. Анализ экстраполированных и реальных данных по разработанным месторождениям показывает различные возможные коэффициенты извлечения газа (КИГ).

По типу газовые залежи обеих горизонтов – пластово-сводовые, литологически и тектонически-экранированные, тип коллектора-поровый.

Породы коллектора литологически представлены тонким, частым переслаиванием песчаных разностей и глин, исключительно неоднородны.

Выбор технологического режима работы газовых скважин был выполнен, исходя из условия промысловой системы сбора с учетом возможности снижения давления на приеме дожимной компрессорной станции, которая позволяет вести разработку месторождения Аккулковское с постепенным снижением объема и доведения давления газа до одной атмосферы и что позволит обеспечить полное истощение газовой залежи.

Для обеспечения минимума потерь пластового давления рекомендованы варианты с установлением расчетного технологического режима постоянной депрессии  $\Delta P = \text{const}$ .

При прогнозировании основных технологических показателей разработки месторождения, по выбранным технологическим режимам, были рассчитаны изменения пластового, забойного, устьевого давления, дебитов газа как по новым так и по переходящим скважинам, используя промысловые и рассчитанные данные коэффициентов фильтрационных сопротивлений.

Для выработки запасов газа было выбрано рациональное количество скважин с использованием новых скважин из бурения.

Основные технологические показатели разработки эксплуатационных объектов разработки месторождения Аккулковское были спрогнозированы по методу расчета технологических показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений при различных способах их разработки путем совместного решения системы уравнений согласно работам [2,3].

Принятая методика расчета показателей включает в себя систему уравнений, описывающих работу системы «пласт-скважина» и необходимые замыкающие соотношения.

Зависимость средневзвешенного по объему текущего пластового давления от накопленной добычи газа определялась по уравнению материального баланса:

$$\frac{\bar{P}(t)}{z[\bar{P}(t), T_{пл}]} = \frac{\bar{P}_{пл.н}}{z[\bar{P}_{пл.н}, T_{пл}]} \left[ 1 - \frac{Q_{доб}(t)}{Q_{н.зан}} \right], \quad (3.1)$$

где:  $\bar{P}(t)$  – средневзвешенное текущее пластовое давление;

$z[\bar{P}(t), T_{пл}]$   $z[\bar{P}_{пл.н}, T_{пл}]$  – коэффициенты сверхсжимаемости при давлениях  $\bar{P}(t)$  и

$\bar{P}_{пл.н}$  и температуре  $T_{пл}$ ;

$Q_{н.зан}$  – начальные запасы газа;

$Q_{доб}(t)$  – добытое количество газа за время  $t$  с начала разработки.

Приток газа к вертикальным скважинам определялся по двучленному уравнению:

$$\bar{P}^2(t) - \bar{P}_3^2(t) = a_{ср} Q(t) + b_{ср} Q^2(t), \quad (3.2)$$

где:  $a_{ср}$  и  $b_{ср}$  – средневзвешенные (по дебиту) коэффициенты фильтрационного сопротивления;

$Q_t$  – текущий дебит проектных скважин к моменту времени  $t$  с начала разработки залежи.

Уравнение распределения давления по стволу работающей вертикальной газовой скважины:

$$P_{уст} = \sqrt{\frac{P^2_{заб} - Q^2 \theta}{e^{2S}}}, \quad (3.3)$$

где:  $e^{2S}$  – табличный коэффициент;

$\theta$  – общий коэффициент сопротивляемости восходящего потока газа, определяемый по формуле:

$$\theta = 1,337 * \lambda \frac{Z_{cp}^2 * T_{cp}}{d_{вн}^5} (e^{2S} - 1) \quad (3.4)$$

$Z_{cp}$  – средний коэффициент сверхсжимаемости;

$\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;

$d_{вн}$  – внутренний диаметр фонтанных труб;

$S$  – параметр, определяемый по формуле:

$$S = \frac{0,03415 * \bar{\rho} * L}{z_{cp} T_{cp}(t)}, \quad (3.5)$$

где:  $L$  – длина фонтанных труб.

Замыкающие соотношения (количество скважин, годовая добыча, устьевое давление) определяются экономической эффективностью проекта, требованиями Заказчика и необходимостью поддержания давления на определенном уровне при входе газа на установку низкотемпературной сепарации.

Изменение во времени среднего пластового давления определялось по уравнению материального баланса для газовой залежи:

$$\tilde{p}(t) = \left( \frac{P_n}{z_n} - \frac{P_{ам} Q_{доб}(t) T_{пл}}{\tilde{\alpha} \Omega_n T_{ст}} \right) z(\tilde{p}), \quad (3.6)$$

где:

-  $P_n$  – начальное пластовое давление;

-  $P_{ам}$  – атмосферное давление;

-  $Q_{доб}(t)$  – суммарное добытое количество газа ко времени  $t$ ;

-  $\tilde{\alpha}$  – коэффициент газонасыщенности;

-  $\Omega_n$  – поровый объем залежи;

-  $z_n$  и  $z(\tilde{p})$  – коэффициенты сверхсжимаемости газа при температуре  $T_{пл}$  и давлениях  $P_n$  и  $P(t)$ ;

-  $T_{пл}$  и  $T_{ст}$  – пластовая и стандартная температуры.

Формула для определения проектного дебита:

$$q = \frac{\sqrt{A^2 + 4B(P_{пл}^2 - P_3^2)} - A}{2B} \quad (3.7)$$

При определении конечного коэффициента извлечения газа использовались нижеследующие формулы:

Конечное пластовое давление:

$$p_k = e^{0,03415 \frac{\rho H}{T_{cp}}}, \quad (3.8)$$

где:  $p_k$  – конечное давление в пласте.

Принятые для расчетов коэффициенты фильтрационного сопротивления А и В горизонтов эоценовых отложений имеют следующие значения:

кызылойский горизонт

$$- A = 0,08960 \text{ МПа}^2/(\text{тыс.м}^3/\text{сут}); B = 0,0134 \text{ МПа}^2/(\text{тыс.м}^3/\text{сут})^2.$$

тасаранский горизонт

$$- A = 0,0850 \text{ МПа}^2/(\text{тыс.м}^3/\text{сут}); B = 0,0186 \text{ МПа}^2/(\text{тыс.м}^3/\text{сут})^2.$$

Метод подсчета извлекаемых запасов свободного газа по падению пластового давления применяется при работе залежи на газовом режиме и основан на использовании зависимости между количеством газа, отбираемого из залежи и падением пластового давления. Метод может быть применен при разработке залежи в течение определенного времени по графику зависимости  $P/z$  от  $Q_g$ , где  $P$  – текущее пластовое давление,  $Q_g$  – отбор газа. Экстраполяция графика до пересечения с осью  $Q_g$  позволяет определить величину запасов газа [17].

В целом по эоценовому горизонту месторождения Аккулковское для расчета прогнозного КИГ использовался метод падения пластового давления. Использовались фактические замеры пластового давления за весь период эксплуатации. На основании полученных данных проведен расчет технологических и технико-экономических показателей и определен рентабельный КИГ.

### ***3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки***

Математическая модель основывается на фактических промысловых данных для моделирования и прогнозирования дальнейшей разработки месторождения. Идентификация параметров моделей производилась по результатам предыдущего периода разработки объектов эксплуатации. Сопоставление результатов моделирования с фактическими данными 2010-2023 гг., так называемое историческое сопоставление, показывает достаточно точный прогноз на основные технологические показатели разработки месторождения.

После идентификации параметров получается адаптированная расчетная модель объекта, отражающая действующую систему разработки и применяемую технологию

эксплуатации скважин. В дальнейшем на базе полученной модели выполняется прогноз процесса, соответствующего запроектированной системе разработки.

### **3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки**

#### **3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки**

Объекты разработки для эксплуатации выделяются на основе геологического строения залежи и величин, сосредоточенных в ней запасов, оцененных по промышленной категории.

По результатам интерпретации данных сейсмической съемки 3D модель строения газоносных горизонтов эоценовых отложений и газовые залежи оказались приуроченными к отдельным изолированным линзам, выделенным как «яркие пятна» (ЯП). К настоящему времени подсчитанные по категории  $C_1$  запасы газа Кызылойского газового горизонта связаны с 7-ю линзами, а по Тасаранскому газовому горизонту с 9-ю линзами.

По типу, залежи относятся к пластово-сводовым, тектонически и литологически экранированным. По классификации, газ кызылойского горизонта «сухой» с содержанием метана от 96,62 % мольн до 98,26 % мольн и составляет в среднем 97,52 % мольн, с незначительным содержанием этана и, практически, отсутствием высших гомологов. Относительная плотность газа изменяется от 0,562 до 0,618, в среднем, составляет 0,574. Сероводород и меркаптановая сера в газе отсутствуют. Газ тасаранского горизонта относится к «сухим» и имеет, практически, тот же состав, что и газ кызылойского горизонта.

Учитывая геолого-физические параметры продуктивных горизонтов и текущее состояние разработки месторождения считаем возможным оставить выделение эксплуатационных объектов согласно действующему на месторождении «Проекту разработки газового месторождения Аккулковское»:

#### **I Объект - Кызылойский горизонт**

ЯП-1 (АКК-13); ЯП-2 (АКК-09, АКК-11, АКК-12, АКК-14, АКК-101); ЯП-3 (АКК-04); ЯП-8 (АКК-26); ЯП-9 (АКК-24); ЯП-10 (АКК-16, АКК-21, АКК-28, АКД-12).

#### **II Объект - Тасаранский горизонт**

ЯП-23 (АКК-14); ЯП-24 (АКК-23); ЯП-25 (АКК-20); ЯП-26 (АКК-22); ЯП-27 (АКК-25); ЯП-28 (АКК-17); ЯП-29 (АКК-15, АКК-100); ЯП-31 (АКК-19); ЯП-32 (АКК-18).

Основные исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов приведены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов

Параметры	Горизонты																	
	Кызылойский горизонт								Тасаранский горизонт									
	ЯП-1	ЯП-2		ЯП-3	ЯП-8	ЯП-9	ЯП-10		ЯП-23	ЯП-24	ЯП-25	ЯП-26	ЯП-27	ЯП-28	ЯП-29		ЯП-31	ЯП-32
АКК-13	АКК-09, 11, 12, 101	АКК-14, Г-2	АКК-04, Г-5	АКК-26	АКК-24	АКК-28, АКД-12	АКК-16, 21	АКК-14	АКК-23	АКК-20	АКК-22	АКК-25	АКК-17	АКК-15	АКК-100	АКК-19	АКК-18	
Средняя глубина залегания, м	497	526	503	447	469	497	584	577	609	541	564	530	552	549	558	554	652	671
Площадь газоносности, тыс.м <sup>2</sup>	2725	5425	3350	12500	3000	2375	5225	4950	3498	2987	1750	850	1200	2400	4100	605	975	2900
Средняя общая толщина коллектора, м	2,80	6,50	7,90	4,10	2,3	2,5	5,9	5,6	36,4	43,6	26,1	38,1	36	34,6	36,2	39,4	36,4	42,3
Средняя газонасыщенная толщина, м	1,9	4	2,9	3,1	2	2,1	4,2	3,9	3,4	3	2,6	4,3	3,4	3,9	3,2	2,2	12,1	2,4
Пористость, доли ед.	0,3	0,29	0,33	0,29	0,23	0,27	0,27	0,30	0,29	0,33	0,25	0,26	0,26	0,28	0,27	0,26	0,28	0,26
Средняя газонасыщенность, доли ед.	0,55	0,53	0,64	0,58	0,53	0,55	0,53	0,61	0,46	0,54	0,41	0,6	0,41	0,6	0,64	0,58	0,58	0,53
Проницаемость по керну, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	368,2*	-	83,58	78,94	-	-	-	649,3	-	-	-
Проницаемость по ГДИС, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>		222,61		192,7	29,0	63,55	90,77	265			7,9	142	101		59,17			
Средний коэффициент продуктивности по газу, м <sup>3</sup> /сут×МПа		172,73		57,5	11,95	29,28	168,7	52,7			1,65	31,51		3,6	135,86			
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,9								0,7									
Коэффициент расчлененности, доли ед.	2,5								8,8									
Пластовая температура, °С	28,70								30,08									
Пластовое давление, МПа	4,28	4,22	4,25	4,22	4,25	4,25	4,55	4,55	5,01	4,47	4,13	4,14	4,30	4,15	4,49	4,49	5,6	5,58
Вязкость газа при р <sub>n</sub> и Т <sub>n</sub> (р <sub>ат</sub> и Т <sub>n</sub> ), мПа*с	0,51								0,61									
Плотность газа при 20 °С и 760 мм рт. ст., кг/м <sup>3</sup>	0,701								0,693									
Давление начала конденсации, МПа																		
Содержание стабильного конденсата, г/м <sup>3</sup>																		
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с																		
Плотность воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	1,03								1,025									
Псевдокритические параметры газа: Р <sub>пкр</sub> (Р <sub>пр</sub> )	0,90	0,90	0,90	0,90	0,91	0,90	0,97	0,97	1,07	0,96	0,88	0,89	0,91	0,89	0,97	1,2	1,2	
Т <sub>пкр</sub> (Т <sub>пр</sub> )	1,57	1,58	1,59	1,59	1,59	1,59	1,53	1,53	1,59	1,62	1,6	1,61	1,57	1,61	1,61	1,6	1,61	
Коэффициент сжимаемости при р <sub>n</sub> , 1/МПа	0,99								0,97									
Начальные геологические запасы пластового газа, млн. м <sup>3</sup>	1547/44																	
в том числе: по категории С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub>	988/42								559/2									
Начальные извлекаемые пластового газа, млн. м <sup>3</sup>	1249/27																	
в том числе: по категории С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub>	822/26								427/1									
Коэффициент извлечения газа, доли ед.	0,807/0,614																	

\*- проницаемость керна определена на образцах, высушенных при t 65°С.

### ***3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики***

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки определялись геолого-физическими условиями и текущим состоянием разработки месторождения с применением следующих технических решений и технологий:

#### ***Тип скважин***

В период разведки опробование продуктивных пластов месторождения проводилось в вертикальных скважинах. Полученные результаты опробования указывают на высокие добывные возможности газовых скважин и возможность достижения высоких уровней добычи с применением вертикальных скважин при несложной по сравнению с другими типами скважин (например, горизонтальными) технологии заканчивания и эксплуатации.

Поэтому в настоящей работе во всех вариантах разработки рассмотрено использование только вертикальных скважин.

Минимальная эффективная толщина, в пределах которой могут размещаться эксплуатационные скважины, определяемая технологическими потребностями составит более 4 м.

#### ***Сетка скважин***

Исходя из фильтрационных характеристик залежи и свойств насыщающих ее флюидов, рассмотрена разработка на режиме истощения.

Для обоснования оптимального количества скважин на период разработки месторождения, учитывая геометрию и фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов продуктивных горизонтов, рассмотрено размещения проектных скважин с расстояниями между ними 1000-1200 метров.

#### ***Режим работы залежи***

Динамика фактических отборов газа из недр месторождения определяется конкретными геолого-промысловыми и региональными особенностями объекта разработки. В зависимости от активности подошвенных и законтурных вод при отборе газа проявляет себя в залежи либо газовый, либо водонапорный режим. Практика разработки газовых залежей свидетельствует о том, что чисто газовый режим встречается относительно редко. Как правило, по мере снижения давления в продуктивном пласте в него внедряется законтурная вода. Недостаток информации о законтурной области залежи и степени ее активности вносит существенную неопределенность в прогнозную оценку режима работы газовой залежи.

Одним из определяющих признаков того или иного вида режима работы залежи после начала ее эксплуатации является вид графической зависимости  $p/z = f(Q)$ , построенной по результатам систематического измерения текущего пластового давления с использованием данных о количестве добытого газа и текущем коэффициенте сжимаемости газа. Наблюдаемый в процессе эксплуатации залежей эоцена темп снижения пластового давления достаточно хорошо коррелируется с темпами отбора газа (рис. 3.2.4). Вид графической зависимости представляет собой прямолинейную зависимость  $p/z$  от  $Q$ , характерную для газового режима.

### ***Технологический режим эксплуатации скважин***

Обоснование рационального технологического режима работы скважин является важным вопросом проектирования разработки, так как он определяет число скважин, и обеспечивает регулирование процесса разработки и надежность добычи газа.

Под технологическим режимом работы скважин понимается поддержание на забое скважин заданных условий изменения дебита или/и давления, осуществляемых в результате их регулирования и обеспечивающих соблюдение правил охраны недр, окружающей среды и безаварийную эксплуатацию скважин.

В качестве основных технологических ограничений производительности проектных скважин принимается ограничение по депрессии на пласт. Выполнение этих ограничений равносильно выполнению условий, при которых отсутствует разрушение призабойной зоны скважин, обеспечивается вынос с забоя скважины твердых частиц и жидкости, а устьевое давление не падает ниже заданного минимально допустимого значения. Фактически рабочий режим эксплуатации скважин кызылойского горизонта поддерживается при средней депрессии, равной 0,74 МПа, для тасаранского горизонта – 0,49 МПа. Величина рабочего режима выбрана по результатам ГДИС.

В связи с тем, что балансовые запасы свободного газа и эффективные газонасыщенные толщины незначительны, эксплуатацию при высоких депрессиях считаем нецелесообразной.

Исходя из вышеизложенных соображений, а также для обеспечения минимума потерь пластового давления, предлагаем варианты с установлением расчетного технологического режима  $\Delta P = \text{const}$  0,6 МПа для кызылойского горизонта и 0,5 МПа для тасаранского горизонта.

При проектировании разработки газовых месторождений базовыми являются результаты газо-гидродинамических исследований скважин, от качества и количества

которых сильно зависят достоверность прогнозируемых технологических показателей эксплуатации.

При определении годового объема добычи газа величина коэффициента эксплуатации принята за 0,95 несмотря на то, что фактический коэффициент эксплуатации скважин по промысловым материалам равна 0,62-0,99, так как на каждой эксплуатационной скважине должны проводиться:

- в плановом порядке исследовательские работы по контролю за разработкой согласно правилам разработки газовых и газоконденсатных месторождений,
- в плановом и неплановом порядке ремонтно-профилактические работы.

Таким образом, в качестве расчетных вариантов разработки рассмотрены 2 варианта на режиме истощения, различающиеся между собой разными размещением и количеством добывающих скважин, вводимых в эксплуатацию и темпами отбора газа.

**Вариант 1** – базовый вариант, который предусматривает продолжение текущей системы разработки на естественном режиме без бурения дополнительных скважин. Дополнительно предусматривается вывод скважин из во временной консервации в количестве 17 ед., а также ввести в промышленную разработку разведочные скважины 3 ед. в 2024 г. Предусмотрен перевод добывающей скважины АКК-14 со II объекта на I объект разработки в 2029 г. Максимальный фонд добывающих скважин составит 20 ед.

**I объект разработки (кызылойский горизонт).** Проектный фонд добывающих скважин – 11 ед., в т.ч. 7 ед. из во временной консервации (АКК-04, АКК-11, АКК-13, АКК-16, АКК-24, АКК-26, АКК-101), из разведочного фонда - 3 ед. (АКК-21, АКК-28, АКД-12). Предусмотрен перевод скважины АКК-14 со II объекта разработки. Добывающие скважины размещены на «ярких пятнах» (ЯП-1, ЯП-2, ЯП-3, ЯП-8, ЯП-9, ЯП-10), т.е. на линзовидном теле, состоящей из терригенных пород коллекторов. Залежи газа состоят из чисто газовых и газоводяных зон.

**II объект разработки (тасаранский горизонт).** Проектный фонд добывающих скважин – 10 ед. вывод из во временной консервации (АКК-14, АКК-15, АКК-17, АКК-18, АКК-19, АКК-20, АКК-22, АКК-23, АКК-25, АКК-100). Добывающие скважины размещены на «ярких пятнах» (ЯП-23, ЯП-24, ЯП-25, ЯП-26, ЯП-27, ЯП-28, ЯП-29, ЯП-31, ЯП-32).

### **Вариант 2.**

Вариант отличается от первого объемом бурения. Планируется осуществлять разработку с бурением и вводом в эксплуатацию 3-х новых проектных газовых скважин: 2 проектные добывающие скважины на I объект, 1 проектная – на II объект. Бурение

проектных скважин планируется в 2026 - 2027 гг. Максимальный фонд добывающих скважин составит 23 ед.

С целью увеличения продуктивности призабойной зоны скважин при вводе скважин из во временной консервации предусмотрены ГТМ, такие как очистка забоя с помощью колтюбинга и удаление жидкости с забоя с помощью пенообразователя.

Для каждого объекта были подобраны оптимальные технологические режимы эксплуатации скважин. При этом постоянная депрессия на пласт составит на I объекте 0,6 МПа, на II объекте - 0,5 МПа. Расстояние среднее между скважинами 1000-1900 м.

**I объект разработки (кызылойский горизонт).** Проектный фонд добывающих скважин – 13 ед., в т.ч. 7 ед. из во временной консервации (АКК-04, АКК-11, АКК-13, АКК-16, АКК-24, АКК-26, АКК-101), из разведочного фонда - 3 ед. (АКК-21, АКК-28, АКД-12) и перевод со II объекта - 1 ед. (АКК-14), бурение добывающих скважин – 2 ед. (АКК-103, АКК-104). Добывающие скважины размещены на «ярких пятнах» (ЯП-1, ЯП-2, ЯП-3, ЯП-8, ЯП-9, ЯП-10).

**II объект разработки (тасаранский горизонт).** Проектный фонд добывающих скважин - 11 в т.ч. 10 ед. вывод из во временной консервации (АКК-14, АКК-15, АКК-17, АКК-18, АКК-19, АКК-20, АКК-22, АКК-23, АКК-25, АКК-100), бурение добывающей скважины (АКК-105). Добывающие скважины размещены на «ярких пятнах» (ЯП-23, ЯП-24, ЯП-25, ЯП-26, ЯП-27, ЯП-28, ЯП-29, ЯП-31, ЯП-32).

В таблице 3.4.2 представлены характеристики расчетных вариантов разработки.

**Таблица 3.4.2 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки**

Характеристики	Варианты	
	1	2
Режим разработки	газовый	
Расстояние между скважинами, м	1000-1900	
Плотность сетки скважин, га/скв.		
I объект	278,8	246,1
II объект	213,2	193,8
Система размещения скважин	площадная	
Режим работы добывающих скважин:		
I объект	$\Delta P=0,6$ МПа	$\Delta P=0,6$ МПа
II объект	$\Delta P=0,5$ МПа	$\Delta P=0,5$ МПа
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед.	0,95	
Коэффициенты эксплуатации скважин, д.ед.:		
-новых	0,5	
-переходящих	1,0	
Кол-во проектных скважин, ед.	-	3

Проектные дебиты нефти новых и переходящих скважинах после реализации геолого-технических мероприятий по рекомендуемому варианту 2 представлены в таблицах 3.4.3. Глубина одной проектной скважины составляет 600 м, глубина скважины

может изменяться +/-30 м, в зависимости от геологического строения и необходимости создания технологического зумпфа.

**Таблица 3.4.3 - Планируемый график реализации геолого-технических мероприятий. Вариант рекомендуемый 2**

Скважина	Планируемые геолого-технические мероприятия				Проектный дебит при вводе, тыс.м <sup>3</sup> /сут
	наименование	объект разработки	ЯП	год реализации	
1	2	3	4	5	6
АКК-13	Ввод в эксплуатации из во временной консервации	I	1	2025	0,8
АКК-101	Ввод в эксплуатации из во временной консервации	I	2	2024	10,0
АКК-11	Ввод в эксплуатации из во временной консервации	I	2	2025	7,5
АКК-14	Перевод добывающей скважины	I	2	2029	20,0
АКК-104	Ввод добывающей скважины из бурения	I	2	2027	35,0
АКК-04	Ввод в эксплуатации из во временной консервации	I	3	2024	13,6
АКК-103	Ввод добывающей скважины из бурения	I	3	2026	18,0
АКК-26	Ввод в эксплуатации из во временной консервации	I	8	2024	8,5
АКК-24	Ввод в эксплуатации из во временной консервации	I	9	2024	5,0
АКК-16	Ввод в эксплуатации из во временной консервации	I	10	2024	7,0
АКК-21	Ввод в эксплуатации из разведочного фонда	I	10	2024	9,0
АКК-28	Ввод в эксплуатации из разведочного фонда	I	10	2024	27,5
АКД-12	Ввод в эксплуатации из разведочного фонда	I	10	2024	25,5
АКК-14	Ввод в эксплуатации из консервации	II	23	2024	19,0
АКК-105	Ввод добывающей скважины из бурения	II	23	2027	30,0
АКК-23	Ввод в эксплуатации из во временной консервации	II	24	2024	7,7
АКК-20	Ввод в эксплуатации из во временной консервации	II	25	2024	6,0
АКК-22	Ввод в эксплуатации из во временной консервации	II	26	2024	3,0
АКК-25	Ввод в эксплуатации из во временной консервации	II	27	2025	10,0
АКК-17	Ввод в эксплуатации из во временной консервации	II	28	2025	14,0
АКК-15	Ввод в эксплуатации из во временной консервации	II	29	2024	8,6
АКК-100	Ввод в эксплуатации из во временной консервации	II	29	2024	7,0
АКК-19	Ввод в эксплуатации из консервации	II	31	2024	21,6
АКК-18	Ввод в эксплуатации из консервации	II	32	2024	22,0

***Обоснование проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам, диапазонов их изменения или предельно допустимых значений***

Согласно п. 12 статьи 277 Кодекса «О недрах и недропользовании» устанавливается выполнение следующих показателей проектных документов, относимых к контрактным обязательствам недропользователя:

- 1) плотность сетки эксплуатационных скважин;
- 2) соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту;
- 3) коэффициент компенсации по залежам;
- 4) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;
- 5) отношение пластового давления к забойному давлению;
- 6) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;
- 7) объемы добычи углеводородов;

- 8) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;
- 9) показатели ввода эксплуатационных скважин.

При этом, значения показателей, указанных в настоящем пункте, не включаются в контракт и определяются исходя из проектных документов.

Согласно п. 107 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [2] при проектировании проекта разработки месторождения и изменений и/или дополнений к нему или анализа разработки необходимо обосновать диапазоны или предельно допустимые значения следующих показателей:

- 1) коэффициент компенсации по залежам;
- 2) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;
- 3) отношение пластового давления к забойному давлению;
- 4) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;
- 5) объемы добычи углеводородов;
- 6) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;
- 7) показатели ввода эксплуатационных скважин.

Ниже приводится обоснование вышеуказанных проектных показателей, диапазоны их изменения или предельно допустимые значения.

#### ***Плотность сетки эксплуатационных скважин***

Показатель плотности сетки скважин устанавливается исходя из положений расчетных вариантов разработки, определяющих количество пробуренных и проектных скважин по каждому объекту разработки.

#### ***Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту***

Месторождение разрабатывается на режиме истощения, в связи с этим нагнетательные скважины не предусмотрены.

#### ***Коэффициент компенсации по залежам***

В соответствии с предыдущим пунктом, данный пункт не актуален.

#### ***Отношение пластового давления к забойному давлению***

Отношение пластового давления к забойному давлению устанавливает максимально возможную депрессию в добывающих скважинах, которая определена исходя из значений начального пластового давления в залежах и ограничения забойного давления на уровне давления конденсации. Режим работы скважин в рекомендуемом

варианте принят при депрессии 0,5-0,6 МПа, при этом устьевое давление должно быть не ниже 0,1 МПа.

Оптимальная депрессия по каждой добывающей скважине подобрана исходя из результатов исследований методом установившихся отборов по максимальному коэффициенту продуктивности скважин. Исходя из чего производится подбор наилучшего режима эксплуатации скважин.

#### ***Объемы добычи углеводородов и объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления***

Допустимое отклонение объемов добычи углеводородов и объемов обратной закачки воды по эксплуатационным объектам разработки принято из расчета +/- 10% от годовых проектных показателей по добыче углеводородов, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр». Обратная закачка воды не предусматривается проектом.

#### ***Показатели ввода эксплуатационных скважин***

Отклонения по вводу эксплуатационных скважин не предусматриваются в связи с небольшим количеством скважин, предусмотренным к бурению.

Установленные настоящим проектом показатели, относимые к контрактным обязательствам по месторождения Аккулковское по рекомендуемому 2 варианту разработки, приведены в таблице 3.4.4.

**Таблица 3.4.4 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам**

<b>Параметры</b>	<b>I объект</b>	<b>II объект</b>
Плотность сетки скважин, га/скв	246,1	193,8
Отношение пластового давления к забойному давлению	1,71 (Рпл/Рзаб) ΔP=0,6 МПа	1,34 (Рпл/Рзаб) ΔP=0,5 МПа
Объемы добычи углеводородов, тыс. т	+/- 10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 настоящего проекта	
Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблиц, приведенных в разделе 4.1, настоящего проекта	

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

Экономическая эффективность разработки месторождения Аккулковское Актюбинской области Республики Казахстан представляет собой результат производственной деятельности, выражаемый в виде соотношения между доходами и расходами в ходе реализации проекта.

Нормативы затрат, использованные в расчетах определены в соответствии с фактическими затратами ТОО «ТетисАралГаз» за 2023 год. В расчетах экономических показателей разработки месторождения капитальные затраты проекта оценивались укрупнено по следующим направлениям: затраты в строительство скважин и затраты на надземное нефтегазопромысловое строительство. В целом, объемы капитальных вложений включают в себя:

- Строительство эксплуатационной газовой скважины;
- Ввод скважины из консервации;
- Перевод добывающих скважин на другие горизонты;
- Выбытие скважин;
- Обустройство устья добывающей газовой скважины;
- Устройство подъездной дороги и площадки скважины под буровой станок;
- Прочие объекты промысла.

Капитальные вложения в бурение скважин определялись на основе сметной стоимости 1 м проходки, установленной в зависимости от глубины и количества скважин.

Нормативы для расчета капитальных затрат представлены в таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1 - Нормативы для расчета капитальных затрат

№.№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Значение
1	2	3	4
	<b>Капитальные вложения</b>		
<b>I</b>	<i>Строительство скважин</i>		
1	Бурение вертикальной газовой скважины	тыс.тенге	225 000,00
2	Расконсервация скважин	тыс.тенге	16 430
3	Перевод из разведочного фонда	тыс.тенге	16 430
4	КРС и очистка ПЗС	тыс.тенге	194
5	Выбытие скважин (физическая ликвидация скважин)	тыс.тенге	10 638,00
<b>II</b>	<i>Надземное строительство</i>		
1	Обустройство площадки устья скважин с учетом закупа оборудования	тыс.тенге	112 600,00
2	Освоение скважин	тыс.тенге	16 564,50
3	Компрессор для ДКС	тыс.тенге	150 597,00
4	Строительство шлейфа (газопровод)	тыс.тенге	20 538,00
5	Машины и оборудование	тыс.тенге	10 000,00
<b>III</b>	<b>ПИР</b>	тыс.тенге	8 000,00

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат. При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты определены по элементам затрат. Эксплуатационные затраты рассчитывались в соответствии с основными удельными технологическими эксплуатационными показателями, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспортировки газа.

Нормативы расчета эксплуатационных затрат, налогов и платежей в бюджет приведены в таблицах 3.5.2, 3.5.3.

**Таблица 3.5.2 - Нормативы расчета эксплуатационных затрат**

№	Наименование	Единица измерения	Значение
1	Уровень использования нефти на продажу	%	99,98%
2	Среднегодовая оплата труда 1-го работника ППП	тыс.тенге	7 680,00
3	<b>Расходы, относимые на себестоимость продукции</b>		
3.1	Затраты на материалы и химреагенты	тыс.тенге/млн.м <sup>3</sup>	772,97
3.2	Затраты по охране труда и ООС	тыс.тенге/ млн.м <sup>3</sup>	633,06
3.3	Затраты на ГСМ	тыс.тенге/ млн.м <sup>3</sup>	170,68
3.4	Затраты на электроэнергию	тыс.тенге/ млн.м <sup>3</sup>	225,00
3.5	Затраты производственного характера	тыс.тенге/ млн.м <sup>3</sup>	939,23
3.6	Затраты на ГИС (ГТМ)	тыс.тенге/скв.	3 024,00
4	<b>Расходы периода:</b>		
4.1	Среднегодовая оплата труда 1-го работника АУП	тыс.тенге	5 700,00
4.2	Общехозяйственные расходы	тыс.тенге/чел.АУП	58,50
4.3	Административные расходы	тыс.тенге/год	2 025,00
4.4	Плата в фонд экологии	тыс.тенге/ млн.м <sup>3</sup>	177,12
5	Удельный вес продажи газа на внешний рынок	%	0%
6	Удельный вес продажи газа на внутренний рынок	%	100%
7	Использование природного газа на собственные нужды	%	0,02%
8	Инфляция на капитальные вложения и эксплуатационные затраты	% в год	2,0%
9	Инфляция на цену продукции	% в год	2,0%

Экономика предприятия будет основываться на стандартной модели налогообложения с учетом особенностей контракта на недропользование, выданного ТОО «ТетисАралГаз». В связи с этим проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по принятым в качестве нормативов ставкам налогов и других обязательных платежей в бюджет с корректировкой по некоторым видам налогов. Величина нормативов, связанных с налогообложением приведена в таблице 3.5.3

**Таблица 3.5.3 - Нормативы расчета эксплуатационных затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции**

№	Наименование	Значение
1	Отчисления в Фонд государственного социального страхования	3,0%
2	Отчисления в Фонд социального медицинского страхования	3,0%
3	Отчисления в пенсионный фонд	10%
4	Амортизационные отчисления фиксированных активов, подлежащих вычету при налогообложении	по Налоговому Кодексу РК
5	Затраты на обучение казахстанских специалистов	1 % от инвестиций
6	Перечисления в Ликвидационный фонд	по контракту: не менее 1% от ежегодных затрат на добычу газа
7	Развитие социальной сферы и инфраструктуры	по контракту: ежегодно 30 тыс. долларов (\$)
8	НИОКР	1 % от СГД, по итогам прошлого года
9	Корпоративный подоходный налог	20%
10	НДПИ	по шкале
11	Налог на добавленную стоимость при покупке товаров и услуг	12%
12	Налог на добавленную стоимость при реализации продукции на внутреннем рынке	12%
13	Налог на имущество	1,50%
14	Налог на сверхприбыль	по шкале
15	Прочие налоги и отчисления в бюджет	1,50%
16	Цена реализации нефти на внешнем рынке, тенге/м <sup>3</sup> (без НДС)	0
17	Цена реализации нефти на внутреннем рынке (без НДС), тенге/тыс.м <sup>3</sup>	24 579
18	Цена транспортировки нефти на внутреннем рынке (без НДС), тенге/тыс.м <sup>3</sup>	0
19	Год начала проекта	2024
20	Курс доллара США, тенге/доллар	450

## 4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

### 4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Технологические показатели разработки рассчитаны при следующих условиях:

- поддержание рабочих депрессий на уровне предельных с точки зрения целостности продуктивных пластов: для кызылойского горизонта – 0,6 МПа, для тасаранского горизонта – 0,5 МПа;
- учет фактического состояния разработки в соответствии с геолого-промысловой информацией;
- режим работы залежи – газовый;
- способ разработки: отложения среднего и верхнего эоцена – на истощении;
- основным технологическим ограничением дебита скважин является величина максимальной депрессии на пласт;
- коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин составляет 0,95;
- добывные ресурсы для проектных скважин определены по параметрам «средней» скважины месторождения;
- прогнозная динамика пластового давления в процессе отбора газа из залежей, определенное для отложений среднего и верхнего эоцена - по результатам лабораторных исследований и фактической динамике его снижения в процессе эксплуатации залежи.

Месторождение Аккулковское по количеству извлекаемых запасов отнесено к очень мелким.

Во втором варианте проектные добывающие скважины расположены в пределах газонасыщенной толщины, которая не должна составлять менее 4,0 м, исходя из минимальной толщины. Количество проектных скважин на объектах разработки обосновывается, в первую очередь, геологическими запасами природного газа, которые приходятся на скважины. Проектные скважины расположены с учетом уже фактически пробуренных скважин, и обеспечивает равномерное размещение скважин по площади и дренирование продуктивных объемов залежей. Дебиты новых проектных скважин в зависимости их расположения приняты в пределах 18,0 - 35,0 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Ниже представлено описание основных технологических показателей по рассмотренным вариантам разработки месторождения.

#### **Вариант 1 без бурения скважин**

Режим работы залежи – газовый;

Геологические запасы газа – 1547 млн. м<sup>3</sup>;

Проектно-рентабельный период разработки – 2024-2036 годы.

Максимальный годовой уровень – 80,17 млн.м<sup>3</sup>;

Суммарная добыча газа за проектно-рентабельный период составит 1197,01 млн. м<sup>3</sup>, что соответствует КИГ – 0,774 д.ед.;

Максимальный эксплуатационный фонд газовых скважин - 20 ед.

**Вариант 2** с бурением 3-х добывающих скважин.

Режим работы залежи – газовый;

Геологические запасы газа – 1547 млн. м<sup>3</sup>;

Проектно-рентабельный период разработки – 2024-2036 годы.

Максимальный годовой уровень – 80,17 млн.м<sup>3</sup>;

Суммарная добыча газа за проектно-рентабельный период составит 1249,24 млн. м<sup>3</sup>, что соответствует КИГ – 0,807 д.ед.;

Максимальный эксплуатационный фонд газовых скважин - 23 ед.

В целом по месторождению полученные прогнозные технологические показатели разработки эксплуатационных объектов дают возможность выработать извлекаемые запасы газа по 2 варианту разработки, как по самому рациональному варианту разработки.

Технологические показатели разработки месторождения Аккулковское по рекомендуемому к внедрению варианту 2 приведены в таблицах 8.1-8.3, по варианту 1 – в таблицах Приложения 2-4.

Таблица 4.1 - Месторождение Аккулковское. Вариант 2. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Ввод скважин из разведочного фонда	Всего ввод скважин	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационный фонд скважин	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м.	Добыча природного газа, млн.м <sup>3</sup>	Накопленная добыча природного газа, млн.м <sup>3</sup>	Отбор от извлеч запасов	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Средний дебит скважин по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	9	3	12	0	24	12	63,8	33,12	694,93	55,6	0,449	2,7	9,4
2025	0	8	0	8	0	24	20	63,8	80,17	775,10	62,1	0,501	6,4	11,4
2026	1	0	0	1	0	25	21	64,4	69,37	844,47	67,6	0,546	5,6	9,9
2027	2	0	0	2	0	27	23	65,6	65,95	910,42	72,9	0,589	5,3	9,4
2028	0	0	0	0	0	27	23	65,6	61,25	971,67	77,8	0,628	4,9	8,0
2029	0	0	0	0	1	27	22	65,6	53,27	1024,94	82,1	0,663	4,3	6,9
2030	0	0	0	0	0	27	22	65,6	45,69	1070,63	85,7	0,692	3,7	6,2
2031	0	0	0	0	1	27	21	65,6	39,79	1110,42	88,9	0,718	3,2	5,3
2032	0	0	0	0	0	27	21	65,6	35,33	1145,74	91,7	0,741	2,8	5,0
2033	0	0	0	0	0	27	21	65,6	32,31	1178,05	94,3	0,762	2,6	4,5
2034	0	0	0	0	2	27	19	65,6	27,74	1205,80	96,5	0,779	2,2	3,9
2035	0	0	0	0	0	27	19	65,6	23,85	1229,65	98,5	0,795	1,9	3,7
2036	0	0	0	0	0	27	19	65,6	19,59	1249,24	100,0	0,807	1,6	3,0

Таблица 4.2 - Месторождение Аккулковское. Объект I. Вариант 2. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Ввод скважин из разведочного фонда	Всего ввод скважин	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационный фонд скважин	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м.	Добыча природного газа, млн.м <sup>3</sup>	Накопленная добыча природного газа, млн.м <sup>3</sup>	Отбор от извлеч. запасов	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Средний дебит скважин по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Руст, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2024	0	5	3	8	0	0	0	14	8	2,5	23,05	479,40	58,3	0,485	2,8	12,4	1,75	1,15	1,04
2025	0	2	0	2	0	0	0	14	10	2,5	37,87	517,27	62,9	0,524	4,6	10,7	1,62	1,02	0,92
2026	1	0	0	1	0	0	0	15	11	2,7	35,26	552,53	67,2	0,559	4,3	10,6	1,51	0,91	0,83
2027	1	0	0	1	0	0	0	16	12	2,9	36,29	588,82	71,6	0,596	4,4	10,4	1,41	0,81	0,73
2028	0	0	0	0	0	0	0	16	12	2,9	36,10	624,93	76,0	0,633	4,4	8,8	1,29	0,69	0,62
2029	0	0	0	0	1	0	1	17	12	3,0	34,20	659,13	80,2	0,667	4,2	8,2	1,18	0,58	0,52
2030	0	0	0	0	0	0	0	17	12	3,0	31,52	690,65	84,0	0,699	3,8	7,6	1,08	0,48	0,43
2031	0	0	0	0	0	0	1	17	11	3,0	29,03	719,69	87,6	0,728	3,5	6,8	1,00	0,40	0,35
2032	0	0	0	0	0	0	0	17	11	3,0	26,03	745,71	90,7	0,755	3,2	6,6	0,95	0,35	0,30
2033	0	0	0	0	0	0	0	17	11	3,0	24,09	769,81	93,7	0,779	2,9	6,1	0,88	0,28	0,24
2034	0	0	0	0	0	0	0	17	11	3,0	20,15	789,96	96,1	0,800	2,5	5,1	0,83	0,23	0,20
2035	0	0	0	0	0	0	0	17	11	3,0	18,03	807,99	98,3	0,818	2,2	4,6	0,80	0,20	0,17
2036	0	0	0	0	0	0	0	17	11	3,0	14,08	822,06	100,0	0,832	1,7	3,6	0,74	0,14	0,12

Таблица 4.3 - Месторождение Аккулковское. Объект II. Вариант 2. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Ввод скважин из разведочного фонда	Всего ввод скважин	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационный фонд скважин	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м.	Добыча природного газа, млн.м <sup>3</sup>	Накопленная добыча природного газа, млн.м <sup>3</sup>	Отбор от извлеченного запаса	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Средний дебит скважин по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Руст, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2024	0	4	0	4	0	0	0	10	4	2,8	10,06	215,53	50,5	0,386	2,4	7,3	1,95	1,45	1,32
2025	0	6	0	6	0	0	0	10	10	2,8	42,30	257,83	60,4	0,461	9,9	12,4	1,87	1,37	1,24
2026	0	0	0	0	0	0	0	10	10	2,8	34,11	291,94	68,4	0,522	8,0	9,7	1,81	1,31	1,20
2027	1	0	0	1	0	0	0	11	11	3,1	29,66	321,60	75,3	0,575	6,9	7,9	1,59	1,09	0,99
2028	0	0	0	0	0	0	0	11	11	3,1	25,14	346,74	81,2	0,620	5,9	6,5	1,35	0,85	0,78
2029	0	0	0	0	0	1	0	11	10	3,1	19,07	365,82	85,7	0,654	4,5	5,4	1,15	0,65	0,59
2030	0	0	0	0	0	0	0	11	10	3,1	14,16	379,98	89,0	0,680	3,3	4,0	1,00	0,50	0,45
2031	0	0	0	0	0	0	0	11	10	3,1	10,76	390,73	91,5	0,699	2,5	3,1	0,88	0,38	0,35
2032	0	0	0	0	0	0	0	11	10	3,1	9,30	400,03	93,7	0,716	2,2	2,7	0,79	0,29	0,27
2033	0	0	0	0	0	0	0	11	10	3,1	8,21	408,24	95,6	0,730	1,9	2,3	0,71	0,21	0,19
2034	0	0	0	0	0	0	2	11	8	3,1	7,60	415,84	97,4	0,744	1,8	2,7	0,67	0,17	0,15
2035	0	0	0	0	0	0	0	11	8	3,1	5,83	421,67	98,8	0,754	1,4	2,1	0,64	0,14	0,13
2036	0	0	0	0	0	0	0	11	8	3,1	5,51	427,18	100,0	0,764	1,3	2,0	0,61	0,11	0,10

#### 4.2 Экономические показатели вариантов разработки

Оценка экономической эффективности вариантов разработки месторождения Аккулковское предполагает некоторые экономические и финансовые допущения, приведенные ниже.

Экономические и финансовые допущения, использованные в экономической модели, позволяют на этапе проектирования рассчитать уровень необходимых для оценки финансово-экономических показателей, сопоставить полученные результаты по вариантам, выбрать наиболее оптимальный вариант и определить рентабельный период разработки месторождения.

При оценке экономического эффекта применены также методы аналогии, то есть предполагается, что полученные нормативы и курс \$ США будут неизменны весь расчетный период и составит 1\$ США=450 тенге.

Срок проекта по вариантам различен, однако первым годом реализации проекта принят 2024 год по всем вариантам. За интервал планирования принят промежуток времени, соответствующий одному календарному году.

Расчеты проводились на весь проектный срок. По результатам расчетов определен рентабельный период, который представляет собой период безубыточной добычи газа до момента, начиная с которого операционный доход принимает положительные значения.

Масштабы цен, приведенные в расчетах, позволяют сопоставить полученные результаты экономической оценки.

Реализация продукции согласно условиям Контракта № 3496 от 23.12.2009 г. на добычу газа на месторождении Аккулковское, где Недропользователь обязуется 100% газа реализовать на внутренний рынок.

Цена реализации продукции определена в соответствии с существующим положением в Казахстане и на мировом рынке. В данном проекте проектируемая цена на газ при реализации на внутренний рынок составит 24 579 тенге/тыс.м<sup>3</sup>.

Инфляция для расчета стоимости капитальных вложений, и эксплуатационных затрат принята в размере 2% в год и доходов на 2% в год в соответствии со средними темпами инфляции в Республике Казахстан за последние годы.

##### **Источники доходов.**

В расчетах принято, что обеспечение необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения будет осуществляться за счет собственных средств, получаемых от реализации проекта, реинвестирования чистой прибыли и использования амортизационных отчислений, в

случае недостаточности средств, предприятие может использовать кредит. Экономика предприятия будет основываться на обычной модели по налогообложению.

Источниками доходов настоящего проекта является реализация добываемого на месторождении газа. Объем реализации газа принимается за вычетом технологических потерь при добыче и транспортировке, что составляет 0,02%.

В таблице 4.2.1 приведен расчет дохода рекомендуемого 2 варианта. Первый вариант представлен в Приложении 5.

Таблица 4.2.1 – Расчет дохода от реализации продукции в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге

Год	Объем добычи природного газа, млн.м <sup>3</sup>	Расчет дохода от продажи природного газа			Общий доход предприятия (без НДС), тыс.тенге/тыс.м <sup>3</sup>
		Объем продажи, млн.м <sup>3</sup>		Цена реализации газа на внутренний рынок, тенге/тыс.м <sup>3</sup>	
		всего, млн.м <sup>3</sup>	на внутренний рынок, млн.м <sup>3</sup>		
1	2	3	4	5	6
2024	33,1	33,1	33,1	24 579	813 808
2025	80,2	80,2	80,2	24 824	1 989 773
2026	69,4	69,4	69,4	25 073	1 738 928
2027	66,0	65,9	65,9	25 323	1 669 791
2028	61,2	61,2	61,2	25 577	1 566 191
2029	53,3	53,3	53,3	25 832	1 375 930
2030	45,7	45,7	45,7	26 091	1 191 719
2031	39,8	39,8	39,8	26 352	1 048 301
2032	35,3	35,3	35,3	26 615	939 996
2033	32,3	32,3	32,3	26 881	868 346
2034	27,7	27,7	27,7	27 150	753 100
2035	23,9	23,8	23,8	27 422	653 985
2036	19,6	19,6	19,6	27 696	542 372
<b>Итого 2024-2036</b>	<b>587,43</b>	<b>587,31</b>	<b>587,31</b>		<b>15 152 238,98</b>

#### 4.2.1 Капитальные затраты

В расчетах экономических показателей разработки месторождения капитальные затраты проекта оценивались укрупнено по следующим направлениям: затраты в строительство скважин; затраты на надземное нефтепромысловое строительство.

Капитальные вложения в строительство скважин включают в себя: затраты на бурение новых добывающих скважин; затраты на перевод добывающих скважин под нагнетание; затраты на перевод наблюдательных скважин под категорию добычи; затраты на выбитие скважин и т.п.

Надземное строительство состоит из капитальных затрат на: обустройство проектных скважин; затраты на сопутствующее скважинное оборудование; обустройства выкидных линий для проектных скважин и т.п.

Капитальные вложения для расчета амортизационных отчислений для целей налогообложения и для включения в себестоимость приняты в соответствии с данными

раздела “Капитальные вложения” настоящего документа. В составе капитальных вложений, также учтен резерв средств на прочие затраты (на экспертизы, авторский надзор, сопровождение строительства и т.д.) в размере 5% от стоимости всего капитальных затрат на обустройство промысла. Бурение и количество скважин определялось технологическим вариантам разработки данного проекта. Также капитальные вложения рассчитаны с учетом того, что большая часть оборудования, материалов, сооружений будет приобретаться в Казахстане. Однако, также возможно приобретение оборудования и материалов у производителей из других стран при невозможности приобретения соответствующего оборудования в Казахстане, а также в случаях их неконкурентоспособности с другими аналогами по показателям качества и цены.

В данном рекомендуемом втором варианте проекта предусматривается бурение 3-х скважин. В первом варианте не предусматривается бурение скважин.

Смета капитальных затрат на данном этапе разработки проекта предполагает допустимую погрешность в стоимости  $\pm 15\%$ . Несмотря на это, расчеты основаны на реальной стоимости оборудования, полученной непосредственно от его поставщиков и стоимости строительно-монтажных работ, определенной по проектам-аналогам.

Результаты расчетов капитальных вложений по рекомендуемому варианту представлены в таблице 4.2.1.1., по другому варианту - в приложении 6.

#### ***4.2.2 Эксплуатационные затраты***

##### **Эксплуатационные затраты**

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат. При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты определены по элементам затрат. Эксплуатационные затраты рассчитывались в соответствии с основными удельными технологическими эксплуатационными показателями, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспортировки газа.

Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы затрат:

- затраты на текущий ремонт, модернизацию зданий и оборудования;
- энергетические затраты;
- фонд оплаты труда промышленно-производственного персонала (ППП);
- услуги сторонних организаций производственного характера;
- услуги сторонних организаций непроизводственного характера;
- мониторинг недр и окружающей среды;

- амортизационные отчисления;
- затраты на материалы.

Затраты на текущий ремонт, модернизацию зданий и оборудования рассчитаны на основе сметной стоимости затрат.

Затраты на электроэнергию рассчитывались в зависимости от добычи газа. При расчете этих затрат учтена средняя стоимость электроэнергии и ее удельный расход.

Фонд оплаты труда рассчитывался исходя из численности персонала, рассчитанной по нормативам для предприятий газовой промышленности, и среднегодовой заработной платы работника.

Услуги сторонних организаций производственного характера включают в себя затраты на противоданную безопасность, поверку измерительных приборов, химические анализы, противопожарную безопасность, услуги по утилизации промышленных отходов и т.д.

Результаты расчетов расходов, относимые на себестоимость продукции рекомендуемого 2 варианта приведены в таблице 4.2.2.1., другой вариант- в приложении 7.

#### **Расходы периода**

Общедминистративные расходы предприятия связаны с его обычной деятельностью-услуги банка, периодическая подписка на газеты и журналы, командировочные расходы, платежи по коммунальным услугам, услуги связи, информационно-консультационные услуги, управленческие расходы и прочее. Также сюда входит фонд оплаты труда административно-управленческого персонала (АУП).

Затраты на обучение казахстанских специалистов, НИОКР и отчисления на социальное развитие были рассчитаны согласно условиям контракта на недропользование.

По данному месторождению расходы на транспортировку газа отсутствуют.

Результаты расчетов затрат, входящих в расходы периода рекомендуемого 2 варианта приведены в таблице 4.2.2.2, другой вариант- в приложении 8.

Таблица 4.2.1.1 - Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы, тыс.тенге	Стоимость всего, тыс.тенге	Распределение капитальных вложений по годам строительства												
						2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
<b>I</b>	<b>Строительство скважин (подземное строительство)</b>																	
1	Бурение вертикальной газовой скважины	т.тенге	3	225 000	675 000	-	-	225 000	450 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Расконсервация скважин	т.тенге	17	16 430	279 302	147 866	131 436	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Перевод из разведочного фонда	т.тенге	3	16 430	49 289	49 289	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	КРС и очистка ПЗС	т.тенге	12	194	2 400	2 400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Перевод с других горизонтов	т.тенге	1	16 430	16 430	-	-	-	-	-	16 430	-	-	-	-	-	-	-
6	Выбытие скважин (физическая ликвидация скважин)	т.тенге	4	10 638	42 552	-	-	-	-	-	10 638	-	10 638	-	-	21 276	-	-
	<b>Итого подземное строительство скважин</b>				<b>1 064 972</b>	<b>199 554</b>	<b>131 436</b>	<b>225 000</b>	<b>450 000</b>	<b>-</b>	<b>27 068</b>	<b>-</b>	<b>10 638</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>21 276</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
	<b>Итого подземное строительство скважин с учетом инфляции</b>				<b>1 113 292</b>	<b>199 554</b>	<b>134 065</b>	<b>234 090</b>	<b>477 544</b>	<b>-</b>	<b>29 885</b>	<b>-</b>	<b>12 220</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>25 935</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>II</b>	<b>Надземное строительство</b>																	
1	Обустройство добывающих газовых скважин	т.тенге	3	6 845	20 534	-	-	6 845	13 689	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Строительство газопровода	т.тенге	3	38 750	116 249	-	-	38 750	77 499	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Компрессор для ДКС	т.тенге	1	150 597	150 597	-	-	150 597	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Строительство шлейфов от существующих скважин к коллектору	т.тенге	3	410 720	1 232 159	-	-	410 720	821 439	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Запорное оборудования (задвижки, клапана отсекатели) для обвязки устья скважин	т.тенге		10 000	10 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10 000	-	-
6	Прочие затраты (освоение)	т.тенге		15 062	45 185	-	-	15 062	30 123	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>Итого надземное строительство</b>				<b>1 574 722</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>621 972</b>	<b>942 750</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>10 000</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
	<b>Итого надземное строительство с учетом инфляции</b>				<b>1 659 743</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>647 100</b>	<b>1 000 454</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12 190</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>III</b>	<b>ПИР</b>	т.тенге		8 000	8 000	8 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>Всего строительство скважин</b>	т.тенге			<b>2 647 694</b>	<b>207 554</b>	<b>131 436</b>	<b>846 972</b>	<b>1 392 750</b>	<b>-</b>	<b>27 068</b>	<b>-</b>	<b>10 638</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>31 276</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
	<b>Всего строительство скважин в ценах с учетом инфляции</b>	т.тенге			<b>2 781 036</b>	<b>207 554</b>	<b>134 065</b>	<b>881 190</b>	<b>1 477 997</b>	<b>-</b>	<b>29 885</b>	<b>-</b>	<b>12 220</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>38 125</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Таблица 4.2.2.1-Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге

Год	Расходы, относимые на себестоимость продукции											Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость 1 тн.нефти
	Сырье и материалы	Затраты на текущий ремонт	ГСМ	Энергия	Работа и услуги сервисных компаний	Затраты на ТБ и ООС	ФОТ ППП	Геологические мероприятия	Другие производственные затраты	НИОКР	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество	НДПИ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2024	23 218	7 506	5 127	7 451	31 549	19 016	148 649	72 576	10 800	12 394	55 785	30 441	15 680	4 069	50 190	444 262	13 415
2025	57 331	7 656	12 660	18 038	77 902	46 954	151 622	72 576	10 800	8 138	181 452	31 050	16 462	9 949	57 461	702 590	8 764
2026	50 600	8 135	11 173	15 608	68 755	41 441	154 655	77 112	11 250	19 898	174 857	31 671	21 404	8 695	61 769	695 253	10 022
2027	49 069	8 961	10 835	14 839	66 675	40 188	157 748	84 947	12 150	17 389	326 081	32 304	35 341	8 349	75 994	864 876	13 114
2028	46 480	9 140	10 264	13 781	18 157	38 067	160 903	86 646	12 150	16 698	601 018	32 950	39 473	7 831	80 254	1 093 558	17 855
2029	41 238	9 323	9 106	11 987	56 034	33 774	164 121	88 378	12 150	15 662	505 802	33 609	31 396	6 880	71 884	1 019 460	19 136
2030	36 071	9 510	7 965	10 279	49 013	29 542	167 403	90 146	12 150	13 759	424 106	34 281	24 646	5 959	64 885	914 830	20 025
2031	32 044	9 700	7 076	8 953	23 291	26 244	170 751	91 949	12 150	11 917	355 766	34 967	18 888	5 242	59 097	808 937	20 331
2032	29 018	9 894	6 408	7 948	39 429	23 766	174 166	93 788	12 150	10 483	308 007	35 666	14 002	4 700	54 368	769 425	21 781
2033	27 072	10 092	5 978	7 270	36 785	22 172	177 650	95 664	12 150	9 400	272 519	36 379	9 648	4 342	50 369	727 118	22 505
2034	23 711	10 293	5 236	6 242	32 218	19 419	181 203	97 577	12 150	8 683	217 489	37 107	6 259	3 766	47 131	661 354	23 838
2035	20 794	10 499	4 592	5 367	28 255	17 031	184 827	99 528	12 150	7 531	130 706	37 849	3 477	3 270	44 597	565 877	23 722
2036	17 416	10 709	3 846	4 407	23 665	14 264	188 523	101 519	12 150	6 540	31 103	38 606	1 099	2 712	42 418	456 560	23 309
<b>Итого 2024-2036</b>	<b>454 064</b>	<b>121 418</b>	<b>100 264</b>	<b>132 171</b>	<b>551 729</b>	<b>371 878</b>	<b>2 182 221</b>	<b>1 152 405</b>	<b>154 350</b>	<b>158 492</b>	<b>3 584 692</b>	<b>446 880</b>	<b>237 775</b>	<b>75 761</b>	<b>760 416</b>	<b>9 724 100</b>	<b>16 554</b>

Таблица 4.2.2.2. Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге

Год	Расходы периода				Налоги и отчисления, входящие в расходы периода		Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления в фонд ликвидации
	ФОТ АУП	Административные расходы (в год)	Другие административные расходы	Социальное развитие региона	Налоги и сборы, зависящие от ФОТ АУП	Плата в фонд экологии			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2024	34 570	2 025	585	13 500	7 079	5 320	63 079	5 334	2 766
2025	35 261	2 025	597	13 500	7 221	13 137	71 740	5 896	6 695
2026	35 966	2 025	609	13 500	7 365	11 594	71 060	13 199	5 793
2027	36 686	2 025	621	13 500	7 513	11 244	71 588	19 234	5 508
2028	37 419	2 025	633	13 500	7 663	10 651	71 891	3 956	5 115
2029	38 168	2 025	646	13 500	7 816	9 449	71 604	4 560	4 449
2030	38 931	2 025	659	13 500	7 972	8 265	71 352	4 121	3 815
2031	39 710	2 025	672	13 500	8 132	7 343	71 381	3 944	3 323
2032	40 504	2 025	685	13 500	8 294	6 649	71 658	3 966	2 950
2033	41 314	2 025	699	13 500	8 460	6 203	72 202	3 948	2 698
2034	42 140	2 025	713	13 500	8 630	5 433	72 441	4 262	2 317
2035	42 983	2 025	727	13 500	8 802	4 765	72 802	3 830	1 992
2036	43 843	2 025	742	13 500	8 978	3 991	73 078	3 765	1 636
<b>Итого 2024-2036</b>	<b>507 493</b>	<b>26 325</b>	<b>8 588</b>	<b>175 500</b>	<b>103 926</b>	<b>104 044</b>	<b>925 876</b>	<b>80 015</b>	<b>49 058</b>

#### 4.2.3. Экономические показатели эффективности реализации проекта

Эффективность проекта оценивалась системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, соответствующих требованиям органов Республики Казахстан и принятой мировой практики.

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта 2024 году, отражающий ценность прошлых и будущих поступлений (доходов) с современных позиций. Приведение делалось для того, чтобы, при вычислении значений интегральных показателей (IRR, NPV) исключить из расчета общее изменение масштаба цен, но сохранить (происходящее из-за инфляции) изменения в структуре цен. При выборе дифференцированной ставки процента (дисконтной) в процессе дисконтирования потока инвестиционного проекта учитывались следующие факторы:

- темп инфляции (или премии за инфляцию);
- премии за риск;
- премии за низкую ликвидность проекта.

Для данного проекта ставки дисконта приняты на уровне 11,5; 12 и 12,5%.

Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности 2 рекомендуемого варианта разработки приведены в таблицах 4.2.3.1-4.2.3.2. Другой вариант приведен в приложениях 11-12.

Таблица 4.2.3.1 - Расчет чистой прибыли в тыс. тенге по рекомендуемому 2 варианту

Год	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
1	2	3	4	5	6	7
2024	317 993	317 993	63 599	229 730	0	229 730
2025	1 324 300	1 324 300	264 860	924 551	0	924 551
2026	944 826	944 826	188 965	752 760	0	752 760
2027	655 426	655 426	131 085	565 954	0	565 954
2028	669 196	669 196	133 839	246 878	0	246 878
2029	503 526	503 526	100 705	165 399	0	165 399
2030	385 016	385 016	77 003	112 029	0	112 029
2031	314 932	314 932	62 986	90 083	0	90 083
2032	228 234	228 234	45 647	39 398	0	39 398
2033	188 297	188 297	37 659	18 214	0	18 214
2034	103 570	103 570	20 714	-13 723	0	-13 723
2035	32 348	32 348	6 470	-2 055	0	-2 055
2036	0	0	0	3 039	0	3 039
<b>Итого 2024-2036</b>	<b>5 667 663</b>	<b>5 667 663</b>	<b>1 133 533</b>	<b>3 132 257</b>	<b>0</b>	<b>3 132 257</b>

Таблица 4.2.3.2 - Расчет потоков денежной наличности в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге

Год	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	ВНП (IRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость дисконт %)		
					11,50%	12,00%	12,50%
1	2	3	4	5	6	7	8
2024	229 730	133 825	133 825	18,2%	119 030	118 303	117 487
2025	924 551	1 106 003	1 239 828	108,7%	882 272	872 969	863 090
2026	752 760	221 285	1 461 113	13,1%	158 316	155 947	153 497
2027	565 954	-259 883	1 201 230	-11,5%	-166 753	-163 525	-160 240
2028	246 878	847 896	2 049 126	118,0%	487 937	476 355	464 713
2029	165 399	671 200	2 720 327	91,4%	346 417	336 684	326 996
2030	112 029	536 135	3 256 462	81,8%	248 168	240 119	232 173
2031	90 083	445 849	3 702 311	72,5%	185 091	178 288	171 622
2032	39 398	347 405	4 049 716	58,6%	129 348	124 037	118 869
2033	18 214	290 733	4 340 449	50,3%	97 083	92 681	88 425
2034	-13 723	203 765	4 544 215	34,7%	61 024	57 998	55 088
2035	-2 055	128 652	4 672 866	24,5%	34 555	32 695	30 916
2036	3 039	34 142	4 707 008	6,7%	8 225	7 747	7 293
<b>Итого 2024-2036</b>	<b>3 132 257</b>	<b>4 707 008</b>	<b>4 707 008</b>	<b>38,0%</b>	<b>2 590 712</b>	<b>2 530 300</b>	<b>2 469 929</b>

#### 4.2.4 Бюджетная эффективность проекта

Анализ бюджетной эффективности инвестиционного проекта показывает влияние результатов осуществляемого проекта на доходы и расходы бюджета Республики Казахстан. В качестве основного показателя доходов государства от реализуемого проекта принимается бюджетный эффект, который выражается в увеличении бюджетных доходов или снижении бюджетных расходов в результате реализации проекта.

Основным документом, регламентирующим расчет бюджетной эффективности, является Налоговый кодекс РК. Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по принятым в качестве нормативов ставкам налогов и других обязательных платежей в бюджет. Величина нормативов определена в соответствии с действующим Налоговым кодексом РК. Все налоговые обязательства недропользователя рассчитываются и уплачиваются в национальной валюте тенге.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

- НДС, при реализации продукции на внутреннем рынке - 12% от облагаемого оборота. Предполагается, что возмещение налога на добавленную стоимость (НДС) из бюджета государства производится за счет всех налогов, уплачиваемых предприятием в бюджет РК;
- налоги и сборы, зависящие от фонда оплаты труда: обязательные выплаты в фонд государственного социального страхования (социальный налог), обязательного медицинского страхования и Пенсионный Фонд, ИПН у источника;

- налог на имущество – 1,5% от среднегодовой остаточной стоимости основных фондов (балансовая стоимость с вычетом износа оборудования);
- НДС – в соответствии с налоговым законодательством выплачивается в зависимости от уровня годовой добычи за каждый отдельный год деятельности по скользящей шкале ставок от стоимости добытых углеводородов, исчисленной по средневзвешенной цене их реализации без учета косвенных налогов;
- рентный налог и экспортная таможенная пошлина на экспортируемую сырую продукцию не начислены, т.к. продукция реализуется только на внутреннем рынке страны;
- корпоративный подоходный налог - 20% от налогооблагаемого дохода;
- Налог на сверхприбыль начислен в процентах к размеру, превышающему 25% отношения чистого дохода к вычетам и т.д.

Результаты расчета бюджетной эффективности представлены в таблицах 4.2.4.1-4.2.4.2.

**Таблица 4.2.4.1 - Расчет налогооблагаемого дохода в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге**

Год	Всего расходы, связанные с деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) приходящиеся на 1 тн нефти	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход
1	2	3	4	5	6	7
2024	515 440	15 564	293 329	31 121	490 776	317 993
2025	786 922	9 816	1 189 411	46 563	652 033	1 324 300
2026	785 305	11 321	941 725	171 757	782 205	944 826
2027	961 205	14 574	697 039	367 693	1 002 818	655 426
2028	1 174 520	19 177	380 717	312 539	886 041	669 196
2029	1 100 073	20 649	266 104	268 379	862 650	503 526
2030	994 118	21 760	189 032	228 122	798 134	385 016
2031	887 585	22 307	153 070	193 904	725 723	314 932
2032	847 998	24 005	85 045	164 818	704 810	228 234
2033	805 966	24 945	55 873	140 096	673 543	188 297
2034	740 373	26 686	6 990	120 910	643 794	103 570
2035	644 502	27 018	4 415	102 773	616 569	32 348
2036	535 039	27 316	3 039	87 357	591 293	0
<b>Итого 2024-2036</b>	<b>10 779 048</b>	<b>18 350</b>	<b>4 265 789</b>	<b>2 236 033</b>	<b>9 430 389</b>	<b>5 667 663</b>

Таблица 4.2.4.2 - Расчет дохода от реализации продукции и бюджетной эффективности 2 варианта разработки, тыс. тенге

Год	ДОХОД ГОСУДАРСТВА, тыс.тенге											
	Социальный налог	ИПН	Налог на имущество	Аренда земельных участков	НДПИ на добычу нефти и газа	Прочие налоги и платежи в бюджет	КПН	НСП	Суммарный доход РК	Дисконтированный доход РК при		
										11,5%	12,0%	12,5%
1	2	3	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	21 207	16 313	15 680	303	4 069	5 320	63 599	0	126 491	25 646	25 490	25 314
2025	21 631	16 639	16 462	303	9 949	13 137	264 860	0	342 982	83 129	82 252	81 321
2026	22 064	16 972	21 404	303	8 695	11 594	188 965	0	269 998	43 875	43 219	42 540
2027	22 505	17 312	35 341	303	8 349	11 244	131 085	0	226 139	16 531	16 211	15 886
2028	22 955	17 658	39 473	303	7 831	10 651	133 839	0	232 710	25 762	25 150	24 536
2029	23 414	18 011	31 396	303	6 880	9 449	100 705	0	190 158	12 927	12 564	12 202
2030	23 882	18 371	24 646	303	5 959	8 265	77 003	0	158 429	7 139	6 908	6 679
2031	24 360	18 739	18 888	303	5 242	7 343	62 986	0	137 861	5 008	4 824	4 644
2032	24 847	19 113	14 002	303	4 700	6 649	45 647	0	115 261	917	879	842
2033	25 344	19 496	9 648	303	4 342	6 203	37 659	0	102 995	0	0	0
2034	25 851	19 885	6 259	303	3 766	5 433	20 714	0	82 211	0	0	0
2035	26 368	20 283	3 477	303	3 270	4 765	6 470	0	64 936	0	0	0
2036	26 896	20 689	1 099	303	2 712	3 991	0	0	55 690	0	0	0
<b>Итого 2024-2036</b>	<b>311 325</b>	<b>239 481</b>	<b>237 775</b>	<b>3 942</b>	<b>75 761</b>	<b>104 044</b>	<b>1 133 533</b>	<b>0</b>	<b>2 105 860</b>	<b>220 934</b>	<b>217 497</b>	<b>213 964</b>

### 4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения газа

Полученное значение расчетного коэффициента извлечения газа (КИГ) из недр по объектам разработки месторождения Аккулковское в целом для основных вариантов разработки и их сопоставление с утверждёнными в ГКЗ РК по состоянию на 02.01.2023 г., приведены в таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1 - Месторождение Аккулковское. Сопоставление утвержденного и расчетных коэффициентов извлечения газа (по категории запасов C<sub>1</sub>)

Объект эксплуатации	Горизонт	Варианты разработки	Утверждённые		Рекомендуемые	
			КИГ, д.ед.	Начальные извлекаемые запасы газа, млн.м <sup>3</sup>	КИГ, д.ед.	Извлекаемые запасы газа, млн.м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7
I	кызылой	1	0,832	822	0,787	777,87
		2			0,832	822,06
II	тасаран	1	0,764	427	0,750	419,14
		2			0,764	427,18
В целом по месторождению		1	0,807	1249	0,774	1197,01
		2			0,807	1249,24

Как видно из таблицы, в целом по месторождению Аккулковское КИГ в базовом 1 варианте без бурения добывающих скважин при максимальном количестве добывающих скважин – 20 единиц, составляет 0,774 д.ед. Бурение дополнительного количества добывающих скважин – 3 ед., при максимальном их количестве – 23 единиц во 2 варианте дает коэффициент газоотдачи – 0,807 д.ед, при этом режим работы скважин принимаем постоянной депрессии  $\Delta P = \text{const}$ .

## 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

### 5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Настоящий раздел описывает основные принципы и правила, использованные для расчета технико-экономических показателей 2-х вариантов разработки.

**По первому варианту** разработки месторождения расчетный период составляет 15 лет. А рентабельный период - 13 лет. Скважины на бурение не предполагается. За рентабельный период суммарная добыча товарного газа составит 535,2 млн.м<sup>3</sup> и достигается КИГ 77,4%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 11,5; 12; 12,5%, составят за рентабельный период после налогообложения, соответственно: 2 511,76 млн.тенге, 2 463,3 млн.тенге и 2 414,4 млн.тенге. Капитальные вложения составят 626,2 млн.тенге. Суммарные поступления, за 13 лет рентабельного периода составят 13 782,8 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 млн.м<sup>3</sup> составит 18 935,5 тенге. Внутренняя норма доходности (IRR) составляет 29,4%.

**По второму рекомендуемому варианту** разработки месторождения предполагается бурение 3-х новых добывающих газовых скважин. Расчетный период составляет 13 лет, что соответствует прибыльному периоду. Суммарные поступления за 13 лет рентабельного периода составят 15 152,2 млн.тенге. За этот период будет добыто 587,4 млн.м<sup>3</sup> газа и достигается КИГ-80,7%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 11,5; 12; 12,5% составят за рентабельный проектный период после налогообложения 2 590,7 млн.тенге, 2 530,3 млн.тенге и 2 469,9 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 млн.м<sup>3</sup> газа составит 18 532,5 тенге. Капитальные вложения составят 2 781,0 млн.тенге. Внутренняя норма доходности (IRR) составляет 38,0%. Индекс доходности компании по 2 варианту положительный и больше, чем у других вариантах (PI = 2,1 при дисконте 12%), что указывает на экономически привлекательный вариант. По сравнению с рассмотренными вариантами разработки месторождения, данный вариант имеет наиболее привлекательные показатели.

Таким образом, 2 вариант с точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей обеспечивает наибольшую экономическую выгоду, что наглядно видно на рис.5.1.1-5.1.2. В связи с этим данный вариант рекомендован к реализации.

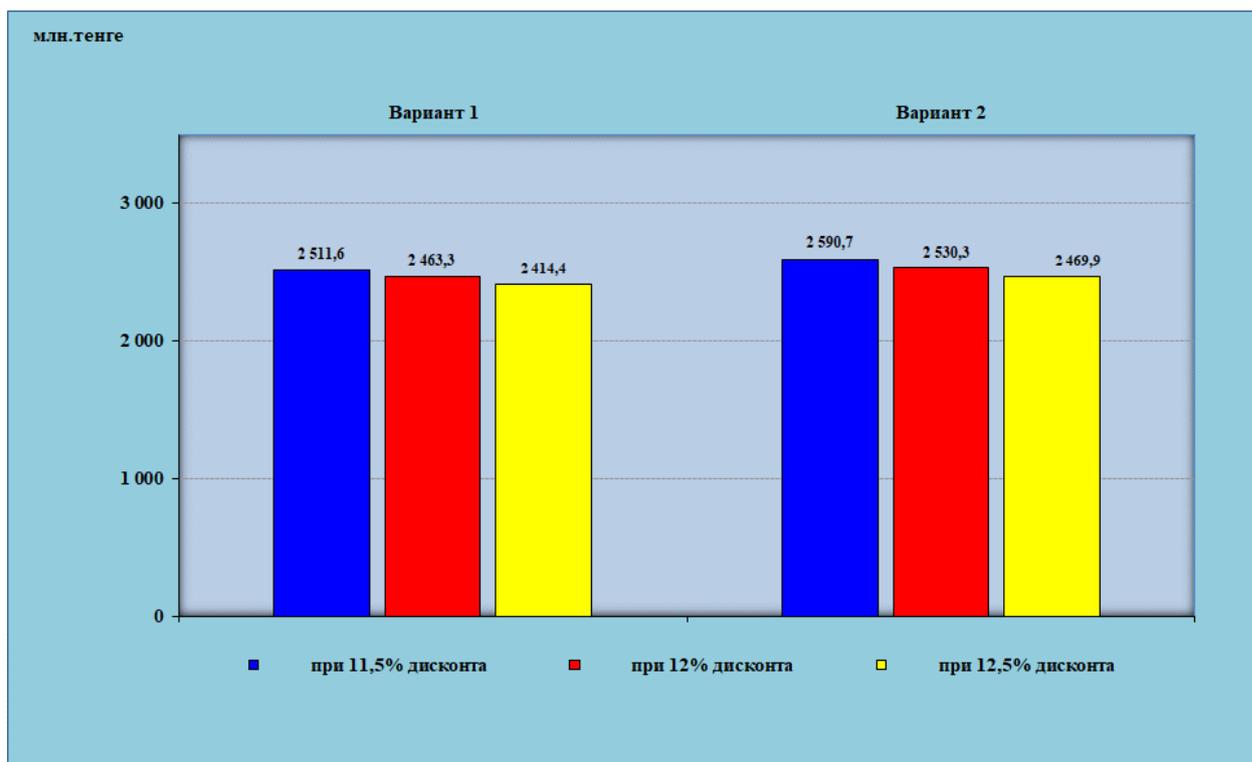


Рисунок 5.1.1 - Чистые дисконтированные поступления при ставках дисконта 11; 12; 12,5%, по вариантам за проектный рентабельный период

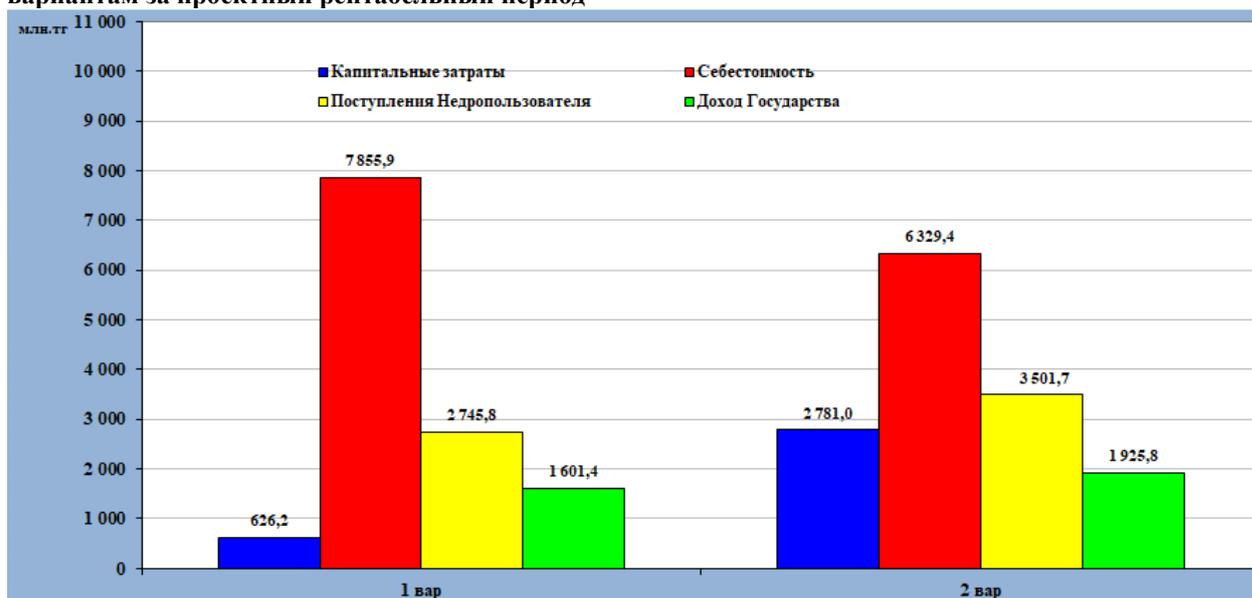


Рисунок 5.1.2 - Сравнение экономических показателей по вариантам за проектный рентабельный период

Полученные результаты расчетов экономических показателей проекта приведены в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1 - Технико-экономические показатели вариантов разработки месторождения Аккулковское

№	Наименование показателей	Вариант 1		Вариант 2 (рекомендуемый)	
		Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный
1	Период расчета, годы	Итого 2024-2038 (15 лет)	Итого 2024-2036 (13 лет)	Итого 2024-2036 (13 лет)	Итого 2024-2036 (13 лет)
2	Ввод новых добывающих скважин, шт.	0	0	3	3
3	Выбытие скважин, шт.	4	4	4	4
4	Суммарная добычи газа, млн.м <sup>3</sup>	548,87	535,2	587,4	587,4
5	Суммарная продажа газа, млн.м <sup>3</sup>	548,76	535,1	587,3	587,3
6	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.тенге	14 166,8	13 782,8	15 152,2	15 152,2
7	Эксплуатационные затраты ,без амортизации, млн.тенге	9 755,9	8 700,1	7 301,8	7 301,8
8	- прямые затраты	7 762,3	6 905,0	5 379,0	5 379,0
9	- налоги и платежи, относимые на вычеты	785,0	740,3	868,4	868,4
10	- расходы периода	1 208,5	1 054,7	1 054,4	1 054,4
11	в т.ч. налоговые платежи от ФОР АУП	122,4	103,9	103,9	103,9
12	Эксплуатационные затраты с учетом амортизации, млн.тенге	11 222,3	10 133,1	10 886,4	10 886,4
13	Средние общие затраты на 1 т нефти, тенге/т, с учетом амортизации	20 446,3	18 933,5	18 532,5	18 532,5
14	Капитальные вложения (без НДС), млн.тенге	626,2	626,2	2 781,0	2 781,0
15	- в строительство скважин	401,7	401,7	1 113,2	1 113,2
16	- в нефтепромысловое строительство	224,5	224,5	1 667,7	1 667,7
17	Удельные капитальные вложения, тенге/т	1 140,8	1 170,0	4 734,1	4 734,1
18	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.тенге	4 641,6	4 641,6	5 667,7	5 667,7
19	Корпоративный подоходный налог, млн.тенге	928,3	928,3	1 133,5	1 133,5
20	Налог на сверхприбыль, млн.тенге	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 12 %, млн.тенге	2 334,6	2 463,3	2 530,3	2 530,3
22	<b>Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR), %</b>	<b>29,4%</b>	<b>29,4%</b>	<b>38,0%</b>	<b>38,0%</b>
23	Накопленный поток денежной наличности, млн.тенге	3 328,6	4 000,3	4 707,0	4 707,0
24	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге	1 879,7	1 772,6	2 105,9	2 105,9
25	<b>Коэффициент извлечения газа КИГ, %</b>	<b>78,3%</b>	<b>77,4%</b>	<b>80,7%</b>	<b>80,7%</b>

По результатам сравнительного анализа технико-экономических показателей данных таблицы, видно, что по 2 варианту разработки газового месторождения Аккулковское достигаются наибольшие показатели потока наличности, а также наибольший NPV, который является одним из основных критериев при выборе рентабельного варианта. Исходя из вышеуказанного, с экономической точки зрения, наиболее оптимальным и эффективным будет 2 вариант (рекомендуемый) разработки месторождения.

## 6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА

### 6.1 Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования.

#### Характеристика показателей эксплуатации скважин

На месторождении Аккулковское на дату составления Проекта фонд скважин составляет 21 единиц, все скважины находятся во временной консервации.

До перевода в консервацию 8 скважин по состоянию на 02.01.2023 г. находились в действующем фонде. Из них на штуцере диаметром 4 мм работала скважина АКК-23 со средним дебитом газа 4,0 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

С использованием 6 мм штуцера работала скважина АКК-15 с дебитом газа 4,7 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

С использованием 10 мм штуцера работала скважина АКК-22 с дебитом газа 1,0 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

С использованием 12 мм штуцера работали скважины АКК-04, АКК-16, АКК-101 со средним дебитом газа 6,3, 8,1 и 7,7 тыс.м<sup>3</sup>/сут соответственно.

С использованием 14 мм штуцера работали скважины АКК-24, АКК-26 со средним дебитом газа 2,5 и 4,7 тыс.м<sup>3</sup>/сут соответственно.

Начиная с 01.01.2023 г. на всех действующих добывающих скважинах месторождения Аккулковское установлены замерные цифровые расходомеры «Manul OptiWell», которые измеряют ежедневно дебит газа, ежеминутно записывают устьевые параметры Ртр, Рзтр и температуру.

Показатели эксплуатации скважин на проектируемый период приведены в таблице 6.1.1.

**Таблица 6.1.1 - Показатели эксплуатации скважин**

Показатели		Годы			
		2024	2025	2026	2027
Ввод скважин	из бурения	-	-	1	2
	из консервации	9	8	-	-
	из разведочного фонд	3	-	-	-
Действующий фонд добывающих скважин		12	20	21	23
Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут,		9,4	11,4	9,9	9,4

#### Технологические условия эксплуатации скважин

Выбор техники и технологии добычи газа основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств пластовых флюидов и заданных проектных условий разработки месторождения.

Коллекторы кызылойского газоносного горизонта (I объект) месторождения Аккулковское представлены алевроитами и серыми алевроитистыми и карбонатными глинами. По содержанию азота и углекислого газа, газ кызылойского горизонта относится к типу низкоазотных, низкоуглекислых. Содержание углекислого газа (CO<sub>2</sub>): от отсутствия до 1,247%, в среднем - 0,33% и азота до 2,29%.

Коллекторы тасаранского газоносного горизонта (II объект) представлены тонким чередованием зеленовато-серых глин и алевроитов, редко песчаниками и алевролитами. В алевроитово-глинистой пачке повсеместно отмечается присутствие пластов силицитовых пород, представляющих тонко - зернистые песчаники и алевролиты с базальным опаловым цементом. Содержание углекислого газа (CO<sub>2</sub>) в среднем - 0,618% и азота – в среднем 2,98%.

Во время работы скважин месторождения Аккулковское наблюдались осложнения, связанные с накоплением жидкости в стволе вследствие изменения фазового состояния углеводородной смеси или поступления воды к забою скважины. Проблема решалась очисткой забоя с помощью колтубинга и удалением жидкости с забоя с помощью пенообразователя.

Обоснование устьевых и забойных давлений, выбор режимов эксплуатации скважин. Обоснование выбора подъёмного лифта

Для расчёта критической скорости выноса жидкости с забоя можно использовать формулу, выведенную на основе статистической обработки экспериментальных данных с учётом промысловых исследований [21].

$$V_{кр} = 10 * (45 - 0,0455 * P_{заб})^{1/4} * P_{заб}^{-1/2}$$

где P<sub>заб</sub> – забойное давление (атм).

По рекомендуемому к реализации 2-му варианту, скважины I объекта в начальный период должны эксплуатироваться при среднем значении забойного давления 1,15 МПа. Скорость газового потока необходимая для выноса жидкости с забоя, с учётом коэффициента запаса 1.2 на I объекте составляет 7,6 м/с.

Скважины II объекта в начальный период должны эксплуатироваться при среднем значении забойного давления 1,45 МПа, Скорость газового потока необходимая для выноса жидкости с забоя, с учётом коэффициента запаса 1.2 на II объекте составляет 6,8 м/с.

Поскольку газ в газовой залежи находится под давлением (P<sub>пл</sub> = 1,75 МПа I объект и 1,95 МПа II объект), то при вскрытии пласта он способен фонтанировать. Таким

образом, добыча газа на месторождении будет производиться фонтанным способом, обусловленным запасом пластовой энергии и режимом разработки залежи. Правильность эксплуатации и обеспечение длительного и бесперебойного фонтанирования скважин заключается в том, чтобы обеспечить оптимальный дебит при возможно меньших гидравлических и технологических потерях. Для создания таких условий фонтанирования необходимо выбрать и обосновать фонтанный подъёмник (компоновку лифта) и согласовать работу пласта и подъёмника, учитывая проектные параметры ( $Q_g$ ,  $P_u$ ,  $P_{заб}$ ,  $A$ ,  $B$ ), а также подобрать соответствующее наземное и подземное оборудование.

Решение задачи по определению и установлению оптимального режима работы скважин, а также выбор необходимого оборудования для его обеспечения связаны с проведением гидродинамических расчётов движения газожидкостного потока в подъёмных трубах с условием минимальных потерь давления в стволе скважины при заданном дебите.

Кроме того, выбор оборудования и режима работы скважин, для данного месторождения, проводится с учётом выноса с забоя скважины твёрдых и жидких частиц и возможной минимизации скоростного эрозионного потока.

На рисунках 6.1.1-6.1.2 приведены графики зависимости скорости потока от дебита газа для забойных (вынос твёрдых и жидких частиц) условий в НКТ диаметром 60,3 мм, 73 и 89 мм.

Как видно из графика на рисунке 6.1.1, на I объекте при забойном давлении 1,15 МПа жидкость и твёрдые частицы с забоя скважин в подъёмниках с наружным диаметром 60,3 мм, 73 мм и 89 мм будет полностью выноситься при дебитах более 26,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут, 36,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут и 53,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут, соответственно.

Как видно из графика на рисунке 6.1.2, на II объекте при забойном давлении 1,45 МПа жидкость и твёрдые частицы с забоя скважин в подъёмниках с наружным диаметром 60,3 мм, 73 мм и 89 мм будет полностью выноситься при дебитах более 29,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут, 40,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут и 60,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут, соответственно.

Поскольку в НКТ с наружным диаметром 60,3 мм создаются более выгодные условия выноса жидкости с забоя (при более низких дебитах) следует считать его обоснованным по забойным условиям работы подъёмника, но для газовых скважин желательно использовать НКТ с большим внутренним диаметром, так как в этом случае уменьшается сопротивление восходящего потока, для условий месторождения Аккулковское лучше использовать 73 мм НКТ.

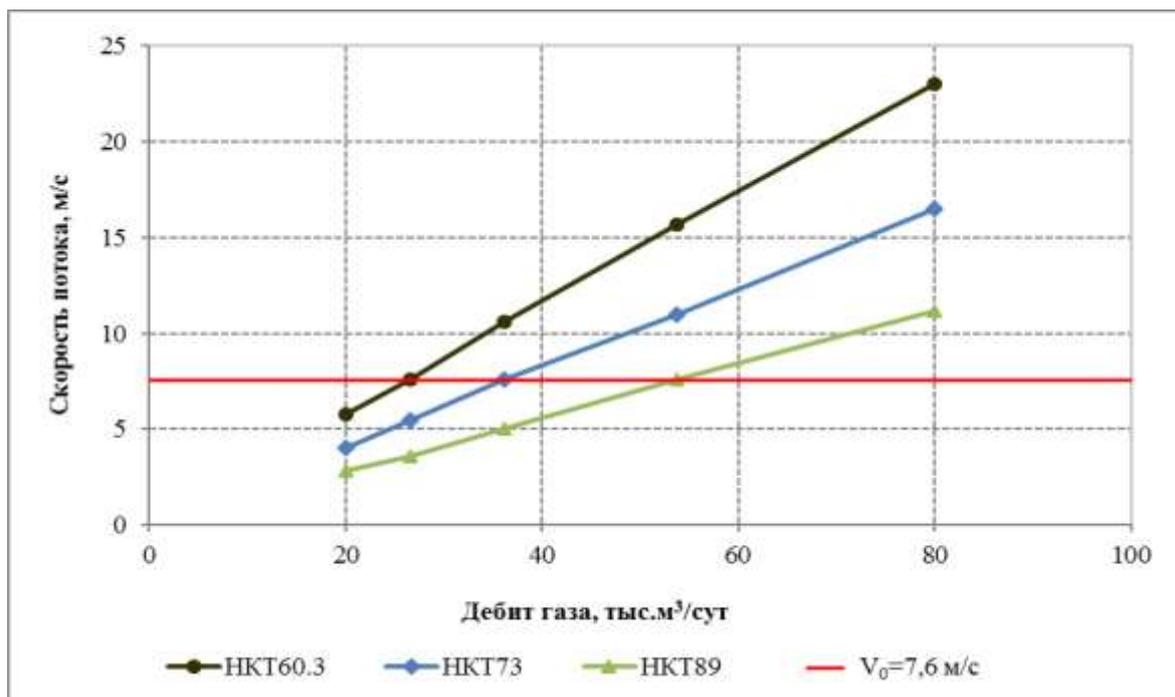


Рисунок 6.1.1 – Зависимость скорости потока от дебита газа на I объекте (Рзаб =1,15 МПа)

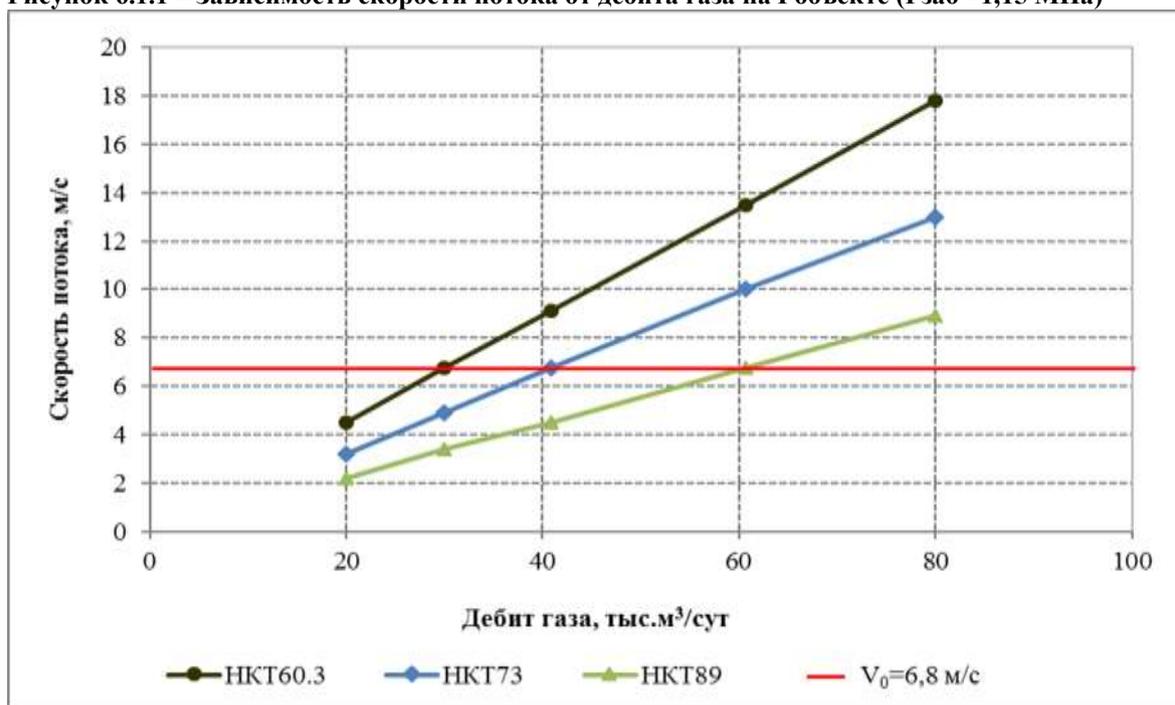


Рисунок 6.1.2 – Зависимость скорости потока от дебита газа на II объекте (Рзаб = 1,45 МПа)

В таблице 6.1.2 приведена предлагаемая компоновка фонтанного лифта с указанием толщины стенок и глубины спуска НКТ.

Таблица 6.1.2 – Компоновка колонны насосно-компрессорных труб

Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Наружный диаметр лифтовой колонны, мм	Толщина стенки НКТ, мм	Глубина спуска НКТ, м
168,3	73	5	На 5 -10 м выше интервала перфорации

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

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины (клапан безопасности);
- проведение необходимых исследовательских и ремонтных работ;
- проведение в скважинах геолого-технических мероприятий (промывки, физико-химической обработки пласта и НКТ);
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут проводиться в течение всего срока службы скважины.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб в вертикальных скважинах - до интервала перфорации и в горизонтальных - до горизонтального участка. Это обусловлено тем, что при спуске НКТ до интервала перфорации обеспечиваются наиболее высокие скорости движения газа в нижней части подъёмника, что способствует более полному выносу механических примесей.

Учитывая глубину скважин и возможные максимальные нагрузки на лифтовую колонну, а также то, что добываемая продукция содержит углекислый газ и трубы могут подвергаться углекислотной коррозии, рекомендуется применять для фонтанного подъёмника трубы марки «Д» по ГОСТ 633-80 гладкие с высаженными концами (по стандарту API - J-55).

#### Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования

Для герметизации устья, разобщения затрубного пространства, а также для направления продукции в систему сбора, на устье действующих скважин установлено наземное оборудование, состоящее из фонтанной арматуры марки АФКЭ1 65х21 ХЛ, рассчитанной на рабочее давление 21 МПа. Скважины оборудованы фонтанными подъёмниками с наружным диаметром 73 мм. Устье скважин оборудовано колонной головкой ОКК-21-178Х245ХЛ.

Применяемой устьевое оборудование газовых скважин соответствует условиям эксплуатации месторождения.

Условия эксплуатации газового месторождения (глубина залегания продуктивных объектов, характеристика пород коллектора и наличие углекислого газа) определяют выбор подземного оборудования. Потенциальная опасность, связанная с содержанием

CO<sub>2</sub>, требует установки скважинной системы безопасности. К этой системе относится клапан–отсекатель и пакер.

Клапан–отсекатель и пакер должны удовлетворять следующим требованиям: быть съёмными, выполненными на рабочее давление не менее 14 МПа; посадочный ниппель клапана–отсекателя и уплотнительные манжеты пакера должны устанавливаться в эксплуатационной колонне диаметром 178 мм на лифтовых трубах. Диаметр внутреннего проходного канала клапана–отсекателя и пакера должен позволять выполнение работ по интенсификации с помощью гибких труб, геофизических исследований и других технологических операций. Выбор клапана–отсекателя основан на том, что он должен эффективно действовать при возникновении аварийных ситуаций, связанных с повышением давления в выкидных линиях, возникновением пожара, уничтожением фонтанной арматуры и др.

Клапаны–отсекатели устанавливаются на глубине до 50 м от устья, для более удобного их обслуживания и управления ими.

В вертикальных скважинах пакер устанавливается на 10–15 м выше верхних перфорационных отверстий. В компоновку подземного оборудования также входят: два установочных патрубка (ниппеля), один из которых для посадки клапана–отсекателя, второй, расположенный под пакером, для посадки глухой пробки и направляющая воронка, необходимая для спуска на забой приборов исследования.

Надпакерное кольцевое пространство, в целях защиты внутренней поверхности эксплуатационной колонны и наружной НКТ, рекомендуется заполнять жидкостью на углеводородной основе, обработанной ингибитором коррозии.

Всё оборудование, спускаемое в скважину должно изготавливаться из материала согласно AISI, в соответствии с условиями работы в агрессивной среде.

Целесообразность установки защитного оборудования (клапан–отсекатель, пакер), определяет Недропользователь, в том числе и при получении новых данных по компонентному составу газа.

## **6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов**

### ***Гидратообразование***

В процессе разработки газового месторождения могут возникнуть осложнения, связанные с образованием гидратов, как на устье скважины, так и в выкидных линиях сборной системы. Образование кристаллогидратов происходит при определенной температуре и давлении, при наличии воды и газа, содержащего гидратообразующие

компоненты. Основными гидратообразующими компонентами, входящими в состав газа месторождения Аккулковское, являются: метан, этан, углекислый газ и азот (раздел 2).

С целью определения условий гидратообразования в стволе и на устье скважин нами применены расчетные методы, позволяющие с достаточной степенью точности прогнозировать образование гидратов в зависимости от изменения термодинамических условий в процессе эксплуатации скважин.

При проведении расчетов использованы универсальные эмпирические уравнения В.Г.Пономарева [22] для природных газов с учетом их состава.

Эти уравнения имеют следующий вид:

$$t_p = 18.47 * \lg P_y - B,$$

где:  $t_p$  - равновесная температура гидратообразования, °С;

$P_y$  - устьевое давление, МПа;

$B$  - коэффициент, зависящий от приведённой плотности, взят из табличного материала [22].

Приведённая плотность  $\rho'_r$  определяется по формуле

$$\rho'_r = \frac{\sum y'_i * \rho_i}{\sum y'_i},$$

где:  $y'_i$ ,  $\rho_i$  - мольная доля и относительная плотность гидратообразующих компонентов газа, соответственно.

Для рассчитанного состава газа и технологических характеристик работы скважин на рисунках 6.2.1 и 6.2.2 представлены равновесные параметры гидратообразования для I-го и II-го объектов разработки. Согласно рисунку, работа скважин в гидратном режиме будет осуществляться ниже кривой равновесия в присутствии свободной влаги.

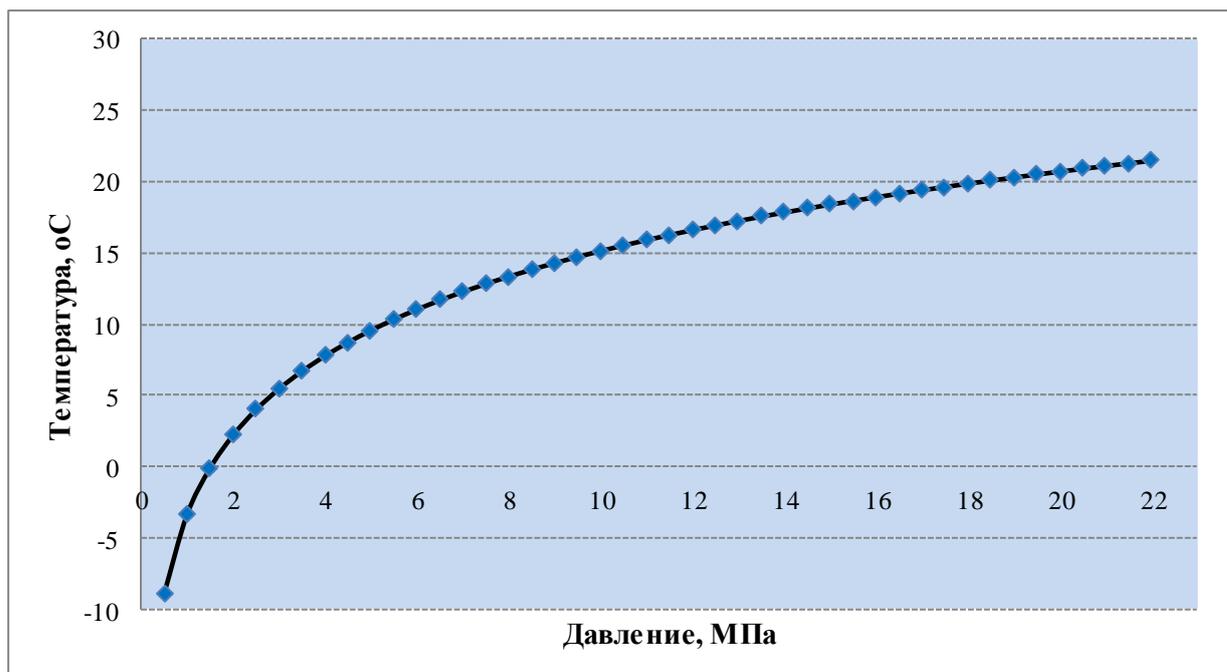


Рисунок 6.2.1 - Равновесные параметры гидратообразования для I-го объекта разработки, Кызылойский горизонт

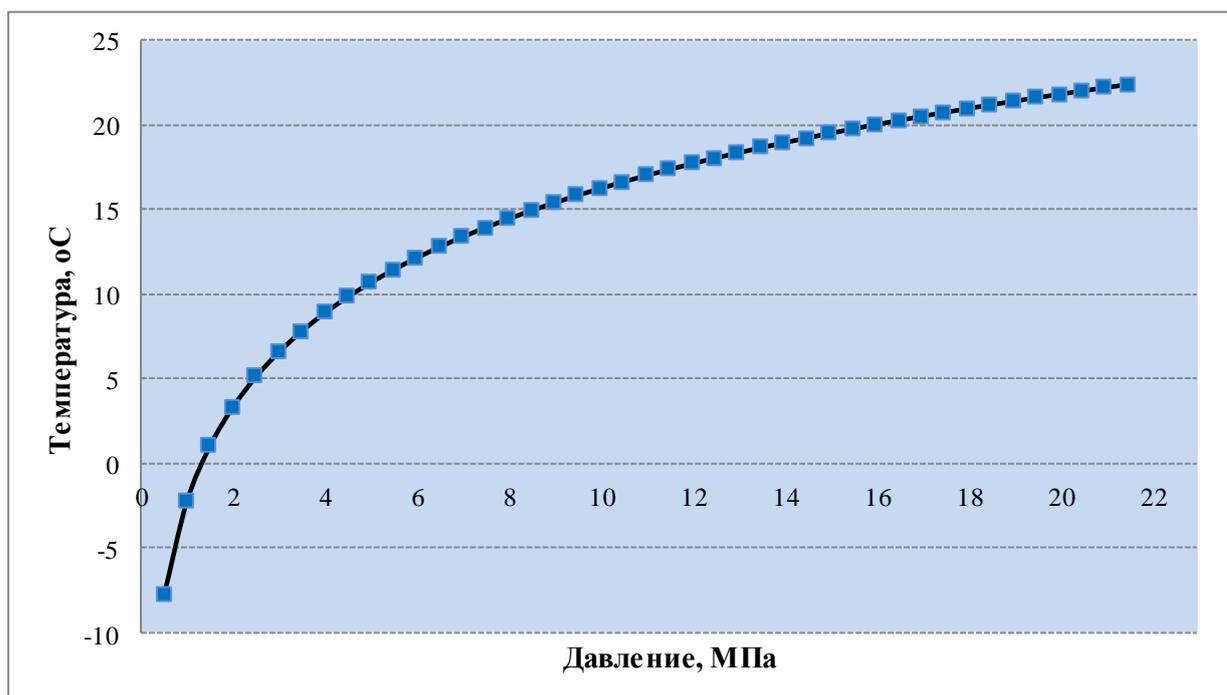


Рисунок 6.2.2 - Равновесные параметры гидратообразования для II-го объекта разработки, Тасаранский горизонт

К методам по предупреждению образования гидратов относятся: ввод ингибиторов в поток газа, осушка газа от паров воды, поддержание температуры газа выше температуры гидратообразования, поддержание давления ниже давления образования

гидратов. Таким образом, устраняя какое – либо из основных условий существования гидратов: высокое давление, низкую температуру или свободную влагу, можно предупредить гидратообразование.

Существующие методы по ликвидации образовавшихся гидратов можно разделить на три группы:

- понижение давления ниже давления разложения;
- подогрев газа до температуры, превышающей температуру разложения;
- ввод ингибиторов в поток газа.

Исходя из вышеизложенного - подогрев газа, снижение давления и ввод ингибиторов можно использовать как для предупреждения, так и для ликвидации образовавшихся гидратов. Выбор методов определяется местом их накопления, количеством и характером гидратной пробки, составом гидрата, а также имеющимися средствами ликвидации.

#### ***Увеличение продуктивности***

Для увеличения продуктивности скважин на месторождении Аккулковское применяются нижеследующие работы:

- очистка забоя с помощью колтубинга;
- удаление жидкости с забоя с помощью пенообразователя.

#### ***Очистка забоя с помощью колтубинга***

Одной из причин снижения продуктивности газовых скважин является накопление жидкости в стволе вследствие изменения фазового состояния углеводородной смеси или поступления воды к забою скважины. Столб жидкости в стволе создаёт противодействие на пласт, снижает устьевое давление и соответственно производительность скважины.

Проблема удаления жидкости с механическими примесями с забоев скважин месторождения Аккулковское решается путём установки гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ), закачки пластовой воды в объёме от 1,0 до 9,0 м<sup>3</sup> для очистки ствола от песчано-глинистой пробки и вытеснения с помощью азотной установки жидкости и мехпримесей из скважины.

В 2021 г. проведено 4 скважинно-операции по очистке забоя с помощью колтубинга на 4 скважинах. В таблице 6.2.1 представлены результаты выполненных работ.

Успешность работ составила 50%. В результате проведения работ прирост дебита в среднем на 1 скважину составляет 1,5 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Продолжительность эффекта в среднем составляет 180 сут на одну скважинно-операцию.

**Таблица 6.2.1 – Результаты работ по удалению жидкости с забоев газовых скважин колтюбингом**

№ скв	Дата проведения работ	Интервал перфорации	Объёмы			Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут		Прирост дебита газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	Продолжительность эффекта, сут на 01.01.2024 г.	Примечание
			Закачки пластовой воды, м <sup>3</sup>	Вытесненной пластовой воды, м <sup>3</sup>	Вытесненных мех. примесей, м <sup>3</sup>	Перед проведением работ	После проведения работ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
АК К-11	16-17.08.2021	514,0-521,0	9,0	11,7	0,2	в простое	в простое	-	-	Нет эффекта
АК К-15	22-23.08.2021	546,0-552,0	5,0	5,2	0,8	5,9	8,3	2,4	212	Эффект закончен
АК К-20	24-25.08.2021	562,4-564,3	5,0	5,2	1,2	2,0	2,0	-	-	Без изменений
АК К-22	26-27.08.2021	523,5-526,0	1,0	1,4	1,1	4,8	5,3	0,5	151	Эффект закончен

#### Удаление жидкости с забоя с помощью пенообразователя

В 2019 г. на месторождении проводились опытно-промысловые работы (ОПР) по удалению жидкости с забоя с использованием шашек твёрдого пенообразователя «СОФИР-СФ».

Работы проводились специалистами ТОО СП «ОйлСмартТехнолджис».

«СОФИР-СФ» представляет собой смесь анионоактивных и неионогенных ПАВ.

Для доставки твердого реагента на забой скважины используется специальное Шлюзовое устройство ШУ-50-6,3-12, рассчитанное на рабочее давление 6,3 МПа.

Испытания проводились на скважинах АКК-11 и АКК-20.

Технология проведения работ нижеследующая:

с помощью эхолота замерялся уровень жидкости (в скважине АКК-11 он составил 450 м, в скважине АКК-20 – 397 м).

на буфере скважины устанавливается Шлюзовое устройство для доставки шашек пенообразователя на забой скважины и проводится его опрессовка на рабочее давление; вводятся шашки пенообразователя через ШУ.

На скважине АКК-11 было осуществлено 36 сбросов, во время 3-х начальных сбросов вес шашек составлял от 6,5 до 18 кг, далее – от 1,0 до 4,0 кг на 1 сброс. И до, и во время сбросов скважина работала на 8 мм штуцере.

На скважине АКК-20 было осуществлено 11 сбросов, во время 2-х начальных сбросов вес шашек составлял от 10 до 15 кг, далее – от 1,0 до 5,0 кг на 1 сброс. До начала испытаний дебит газа составлял 0 тыс.м<sup>3</sup>/сут. В начале испытаний скважина работала на 10 мм штуцере, далее была переведена на 6 мм. Продолжительность работ по всем

скважинам, суммарный вес сброшенных шашек пенообразователя, а также параметры работы скважин до и после опытных работ представлены в таблице 6.2.2.

Успешность работ составила 100%. В результате проведения работ прирост дебита газа варьировал от 5,5 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скважина АКК-20) до 8,4 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скважина АКК-11), что в среднем на 1 скважину составляет 6,9 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

**Таблица 6.2.2 – Результаты опытно-промысловых работ по удалению жидкости с забоя с использованием шашек твёрдого пенообразователя «СОФИР-СФ»**

№ скв	Период проведения работ	Интервал перфорации	Днкт, мм, гл. спуска, м	Уровень газоводораздела, м	∑ вес шашек кг	Параметры работы скважин					
						Перед проведением работ			После проведением работ		
						Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	Ртр атм	Рзатр атм	Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	Ртр атм	Рзатр атм
АКК-11	15.06-21.07.2019	514,0-521,0	73 507	450	77,0	0,945	12,9	22,0	9,386	14,7	21,3
АКК-20	18.06-21.07.2019	562,4-564,2 568,0-573,0	73 550	397	50,5	0	11,1	20,8	При 10 мм штуцере		
									нд	10,9	12,2
									При 6 мм штуцере		
									5,488	12,4	13,1

После успешно проведённых ОНР в июне 2020 г. начались внедренческие работы с использованием шашек твёрдого пенообразователя. Работы по удалению жидкости с забоя скважин проводились на 9-ти скважинах по мере необходимости.

Результаты выполненных работ представлены в таблице 6.2.3.

Успешность работ составила 89%. В результате проведения работ прирост дебита газа варьировал от 0,4 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скважина АКК-23) до 5,5 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скважина АКК-04), что в среднем на 1 скважину составляет 2,2 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Продолжительность эффекта изменяется от 120 сут (скважина АКК-101) до 792 сут (скважина АКК-04) и в среднем составляет 486 сут на одну скважинно-операцию.

### Выводы и рекомендации

Рассчитанные параметры гидратообразования указывают, при каких параметрах скважины будут работать в безгидратном режиме.

Особое внимание при эксплуатации скважин должно быть уделено температурным исследованиям. Оборудование скважин должно предусматривать возможность замера устьевого давления и температуры газа в любое время.

В случае невозможности обеспечить полный вынос воды путём резкого срамливания трубного давления рекомендована очистка забоя с использованием колтюбинга.

В 2021 г. проведено 4 скважинно-операции по очистке забоя с помощью колтюбинга на 4 скважинах. Успешность работ составила 50%. В результате проведения

работ прирост дебита в среднем на 1 скважину составляет 1,5 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Продолжительность эффекта в среднем составляет 180 сут на одну скважинно-операцию.

В результате проводимых в 2019 г. на 2-х скважинах опытно-промысловых работ по удалению жидкости с забоя с использованием шашек твёрдого пенообразователя «СОФИР-СФ» успешность составила 100%. В результате проведения работ прирост дебита газа варьировал от 5,5 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скважина АКК-20) до 8,4 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скважина АКК-11), что в среднем на 1 скважину составляет 6,9 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

После успешно проведённых ОПР в июне 2020 г. начались внедренческие работы с использованием шашек твёрдого пенообразователя. Работы проводились на 9-ти скважинах. Успешность работ составила 89%. В результате проведения работ прирост дебита газа варьировал от 0,4 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скважина АКК-23) до 5,5 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скважина АКК-04), что в среднем на 1 скважину составляет 2,2 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Продолжительность эффекта изменяется от 120 сут (скважина АКК-101) до 792 сут (скважина АКК-04) и в среднем составляет 486 сут на одну скважинно-операцию.

**Таблица 6.2.3– Результаты работ по удалению жидкости с забоя скважин с использованием шашек твёрдого пенообразователя**

№ скв	Период сброса шашек	Кол-во сбросов	Σ вес шашек, кг	Параметры работы скважин								Прирост дебита газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	Продолжительность эффекта, сут на 01.01.2024г	Примечание
				Перед проведением работ (среднее значение за 3 мес.)				Средние значения после проведения работ						
				Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	Ртр, атм	Рзтр, атм	Д шт, мм	Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	Ртр, атм	Рзтр, атм	Д шт, мм			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
АКК-100	21.12.20-12.04.21	8	26,5	6,8	11,5	18,8	8	6,4	12,0	18,9	8	-	-	Нет эффекта
АКК-04	09.07.20-27.03.22	49	310,0	8,2	11,1	13,1	12	13,7	10,9	11,7	12	5,5	792	Прирост дебита закончен, далее - поддержание дебита
АКК-15	26.08.20-27.03.22	60	534,0	5,4	12,9	20,3	6	6,6	14,3	20,0	6	1,2	668	Прирост дебита закончен, далее - поддержание дебита
АКК-16	23.06.20-27.03.22	45	235,5	11,9	10,4	14,6	12	16,6	11,8	13,1	12	4,7	608	Прирост дебита закончен, далее - поддержание дебита
АКК-22	23.06.20-29.03.22	45	217,5	5,4	9,6	13,3	10	6,0	9,8	10,8	10	0,6	608	Прирост дебита закончен, далее - поддержание дебита
АКК-23	27.07.20-29.03.22	48	209,0	10,5	20,9	25,1	6	10,9	20,2	25,2	6	0,4	243	Прирост дебита закончен, далее - поддержание дебита
АКК-24	09.07.20-31.03.22	48	444,0	6,5	11,1	15,8	14	7,6	10,8	11,0	14	1,0	608	Прирост дебита закончен, далее - поддержание дебита
АКК-26	05.07.20-31.03.22	44	366,5	9,7	10,2	13,2	14	11,7	10,5	10,8	14	2,0	243	Прирост дебита закончен, далее - поддержание дебита
АКК-101	21.12.20-31.03.22	41	299,5	26,8	16,2	16,6	12	29,2	15,0	15,4	12	2,4	120	Прирост дебита закончен, далее - поддержание дебита

### *Защитные мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией в системах добычи, сбора, транспорта и подготовки продукции*

#### *Технологические факторы, влияющие на степень коррозионной угрозы*

Содержание кислого газа – двуокиси углерода – в компонентных составах проб газа Кызылойского продуктивного горизонта составляет до 1,247% мольных. Содержание кислого газа – двуокиси углерода – в компонентных составах проб газа Тарасанского продуктивного горизонта составляет до 2,442% мольных. Количественно для допустимого уровня коррозии предельное парциальное давление углекислого газа составляет 0,01–0,02 МПа и 0,05 МПа – пороговое значение для коррозионного растрескивания.

Значения максимальных парциальных давлений углекислого газа при проектируемых технологических параметрах добычи обуславливают коррозионную угрозу от маловероятной до возможной в соответствии с классификацией АНИ.

В данном Проекте значение пластового давления в 2024 г. для I объекта принято равном 1,75 МПа, для II объекта – 1,95 МПа.

Для максимального значения углекислого газа для I объекта (углекислый газ – до 1,247%) парциальное давление углекислого газа составит 0,0218 МПа, что соответствует предельно допустимому по коррозии уровню.

Для максимального значения углекислого газа для II объекта (углекислый газ – до 2,442%) парциальное давление углекислого газа составит 0,048 МПа, что соответствует пороговому значению по коррозии уровню и чревато коррозионным растрескиванием.

Термодинамические условия оказывают большое влияние на уровень коррозионной угрозы. Принято считать, что уровень коррозии под воздействием  $\text{CO}_2$  возрастает в большей степени с увеличением температуры и парциального давления углекислого газа. Для газовых скважин с содержанием углекислого газа с минимальной потенциально угрожающей агрессией – 0,01 МПа парциального давления и температурой до  $60^\circ\text{C}$  (температура продуктивного пласта данного месторождения – до  $30^\circ\text{C}$ ) степень угрозы коррозионной агрессии будет зависеть только от парциального давления кислого газа. В этих условиях парциальное давление для наблюдаемых максимальных значений  $\text{CO}_2$  в составе газа скважин много выше порогового для допустимого уровня коррозии стального оборудования.

#### Рекомендуемый комплекс противокоррозионных мероприятий

Для кислой среды, каковой является неосушенный (неподготовленный) газ для системы газосбора необходимо использовать материалы с минимальным пределом

пластической деформации, соответствующими прилагаемым нагрузкам, а также другим требованиям стандарта MR 01-75 Национальной Ассоциации инженеров-коррозионистов.

При выборе углеродистых и низколегированных сталей твердость материалов должна соответствовать нормативам стандартов по сопротивляемости к общей коррозии (в частности – углекислотной), к коррозионному растрескиванию, возникающему при превышении порогового парциального давления углекислого газа в 0,05 в присутствии хлоридов.

К применению могут быть рекомендованы обсадные и насосно-компрессорные горячекатаные или подвергнутые закалке и отпуску трубы из нелегированных или низколегированных сталей марок Д (С-75-11, J-55, К-55). Трубы из низколегированной стали марки SM - 80SU обладают стойкостью к общей коррозии на уровне материала труб общего назначения, производимых по стандартам АНИ. При применении труб с содержанием хрома – 12-14% и углерода – 0,18–0,22% перечисленных групп прочности применение дополнительных защитных мероприятий не требуется. Использование труб группы прочности Д (С-75-11) требует применения комплекса защитных мероприятий.

При пакерной конструкции газовых скважин межтрубное пространство должно быть заполнено ингибированной или коррозионно-неактивной жидкостью, в частности, углеводородной, с утяжелителем.

Для защиты подземных трубопроводов от грунтовой коррозии должна применяться электрохимзащита (метод катодной поляризации) в сочетании с пассивной защитой (изоляционные покрытия). Рекомендуется антикоррозионное, трёхслойное, полиэтиленовое покрытие шлейфов по DIN30670-91.

Для защиты оборудования от атмосферной коррозии должны применяться защитные покрытия.

### **6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин**

Система промышленного сбора и транспорта газа должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины и возможность проведения ГДИ;
- обеспечить учет промышленной продукции месторождения в целом;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;

- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить качество подготовки товарной продукции в соответствии с существующими стандартами РК.

### ***Система промышленного сбора***

В эксплуатационном фонде по состоянию на 01.01.2024 г. числится 21 скважина, все скважины находятся в консервации. Технологический процесс сбора добываемой продукции происходит следующим образом: природный газ из газовых скважин, под действием энергии пласта, по газопроводам диаметром 114 мм, поступает в промышленный газопровод диаметром 159 мм.

По промышленному газопроводу диаметром 159 мм с месторождения Аккулковское газ поступает на пункт предварительной подготовки газа (ППГ), где происходит отделение капельной влаги и механических примесей. После этого очищенный газ поступает на узел учета и далее в газовый коллектор Ду 325мм, введенный в эксплуатацию в 2007 г.

Для очистки внутренней полости промышленного газопровода диаметром 159 мм от накопившейся жидкости установлены камеры пуска поршня КП-3 (начало сборного коллектора от места врезки шлейфа скважины АКК-09) и приема поршня ОУ на площадке ППГ (КП-4), которые оборудованы запорной арматурой.

Для выравнивания давления в промышленном газопроводе и исключения передавливания одной скважины другой предусмотрена установка на шлейфах скважин обратных клапанов.

Шлейфы скважин выполнены в подземном исполнении с глубиной укладки 0,8-1,2 м. Общая протяженность всех шлейфов скважин составляет 15,884 км.

Расчетное давление шлейфов скважин – 4,5 МПа, рабочее – 3,5 МПа.

Схема системы сбора и транспорта добываемой продукции месторождения Аккулковское на 01.01.2024 г. представлена на рисунке 6.3.1.

Технологическая схема ППГ Аккулка-1 и ППГ Аккулка-2 представлена на рисунке 6.3.2.

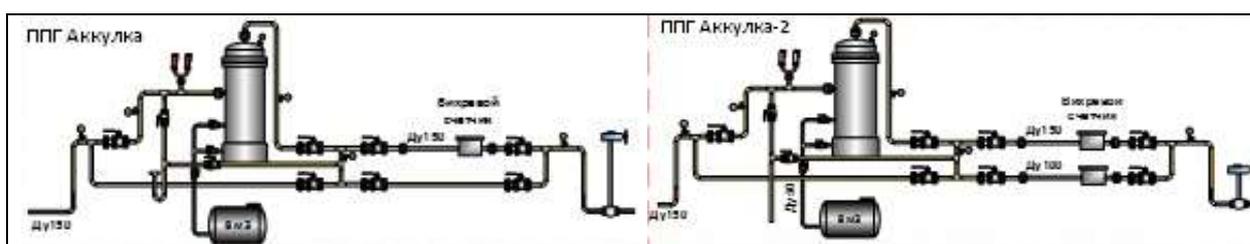


Рисунок 6.3.2 – технологическая схема ППГ

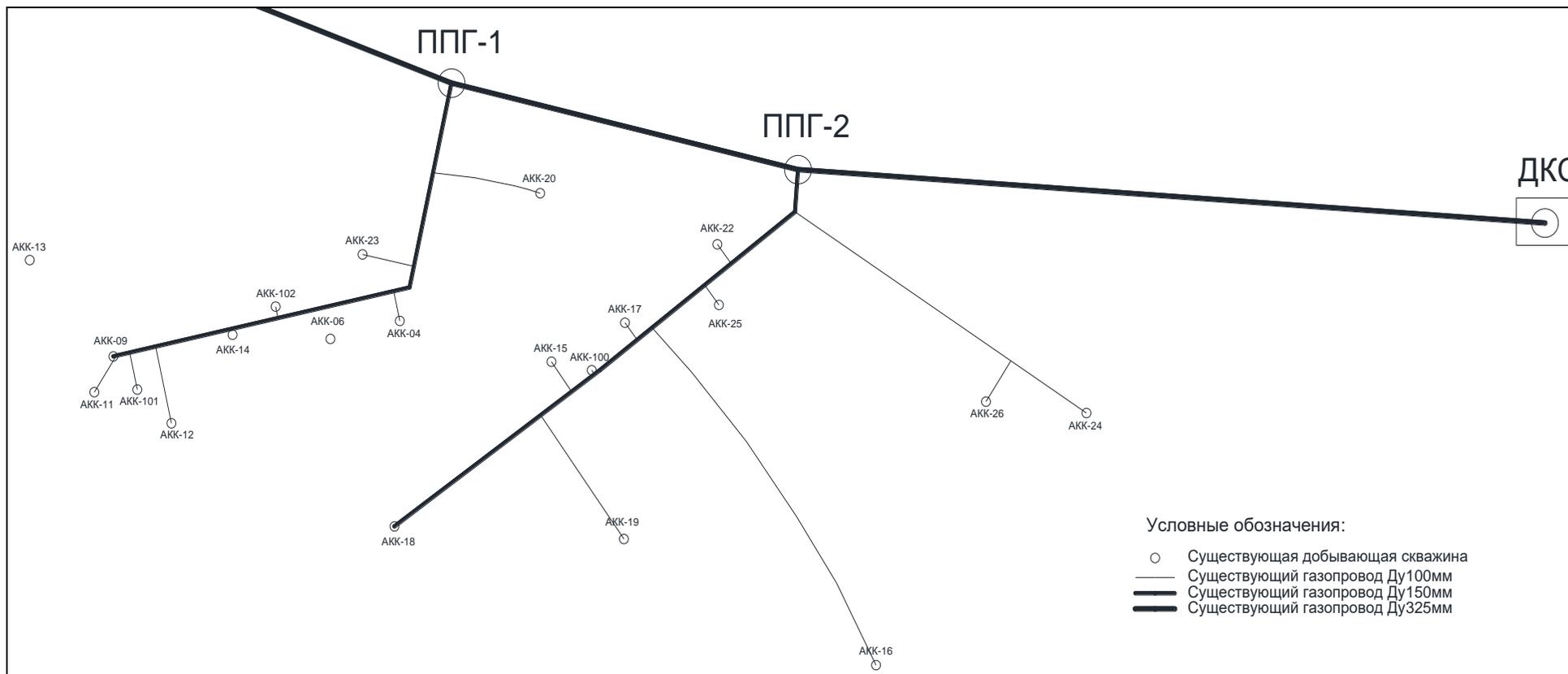


Рисунок 6.3.1 – Схема системы сбора и транспорта добываемой продукции м.Аккулковское

Пункт предварительной подготовки газа (ППГ) включает в себя:

- газовый сепаратор (ГС);
- дренажную емкость (ДЕ-4);
- узел учета природного газа марки WZ07 производства Германия.

На площадке ППГ предусмотрена установка дренажной емкости, в которую поступает жидкость и механические примеси от камеры приема КП-2 и сепаратора.

Замер дебита газа скважин производится на площадке предварительной подготовки газа (ППГ) один раз в месяц расходомером Promas 83 F. Расходомер устанавливается вертикально. Замер общего расхода газа со всех скважин также осуществляется на площадке ППГ при помощи вихревого счетчика входящего в состав узла измерения расхода газа WZ07.

На площадке предварительной подготовки газа на месторождении Аккулковское (I очередь) построенного в 2009 году для сбора из 6 газовых скважин осуществляется процесс очистки от механических примесей и отбивка (отделение) капельной жидкости от газа в газовом сепараторе и ее сброс в дренажную емкость, ведется учет поступившего со скважин газа.

В соответствии с принятой технологией газожидкостная смесь поступает в газовый сепаратор, где происходит отделение капельной влаги и механических примесей, затем очищенный газ направляется по газовому коллектору Ду 325x7 мм общей протяженностью 49,86 км до площадки дожимной компрессорной станции.

В декабре 2014 года завершена строительство газопровода диаметром 159 мм для сбора газа с 9 скважин месторождения Аккулковское с площадкой ППГ и расширение ДКС (до 5 ед.) со строительством установки осушки газа (Проект расширение – 2-ая очередь).

После завершения строительства 2-ой очереди, на существующей дожимной компрессорной станции (ДКС) блочного типа с тремя ГПА (мощность -625 тыс.м<sup>3</sup>/сутки), было установлено два дополнительных ГПА, с увеличением мощности КС до 1225 тыс.м<sup>3</sup>/сутки. ГПА оснащены компрессорами производства завода Chengdu Natural Gas Compressor Plant (Китай) с приводом от газового двигателя «Waukesh» производства США.

Мощность компрессорной станции на начальном этапе составляет 1,2 млн.м<sup>3</sup>/сутки, с постепенным снижением объема и давления газа до полного истощения дебита месторождений Кзылой и Аккулковское.

На входе в ДКС установлены блоки очистки газа из 5 газосепараторов и сбросные клапана, с выходным давлением 3,3 МПа. В газосепараторах происходит вторичное отделение капельной влаги и механических примесей.

Температура газа на входе перед КС, в холодное время может быть  $-3^{\circ}\text{C}$ , в теплое время года до  $+20^{\circ}\text{C}$ .

По проекту содержание жидкости, поступающей в газосепаратор с газом не должно быть более  $200\text{ см}^3/\text{нм}^3$ , а уход жидкости из сепаратора не более  $20\text{ см}^3/\text{нм}^3$ . Слив продуктов конденсата производится в автоматическом режиме под давлением 2,3-0,5 МПа. С целью предотвращения замерзания жидкости, емкость изолирована и снабжена греющим элементом с нагрузкой 5 кВт.

Технологическая схема ДКС представлена на рисунке 6.3.3.

Технологическая схема КС предусматривает следующие технологические процессы:

- чистка газа, перед компримированием;
- компримирование газа первой ступени,
- охлаждение газа после копримирования,
- компримирование газа, во второй ступени,
- охлаждение газа после второй ступени,
- измерение расхода газа, определение состава газа,
- сброс газа при различных ситуациях на КС.

Из газосепараторов по внутрипромысловым газопроводам очищенный от влаги и мех. примесей газ поступает на газоперекачивающий агрегат (ГПА), где осуществляется его компримирование и автоматическая регулировка выходного давления в зависимости от давления в магистральном газопроводе (МГ) «Бухара-Урал» (давление на выходе колеблется от 2,5 до 5,4 МПа).

От ГПА газ направляется в теплообменник газ-жидкость. После охлаждения газа капельная жидкость конденсируется в газовом сепараторе. Из газового сепаратора по газопроводу диаметром 250 мм поступает на установку осушки природного газа, после окончательной очистки сухой природный газ поступает на замерный узел учета газа диаметром 300 мм. Компримированный газ от ГПА до МГ «Бухара Урал» транспортируется по газопроводу  $\varnothing 325 \times 7$  мм протяженностью 920 м.

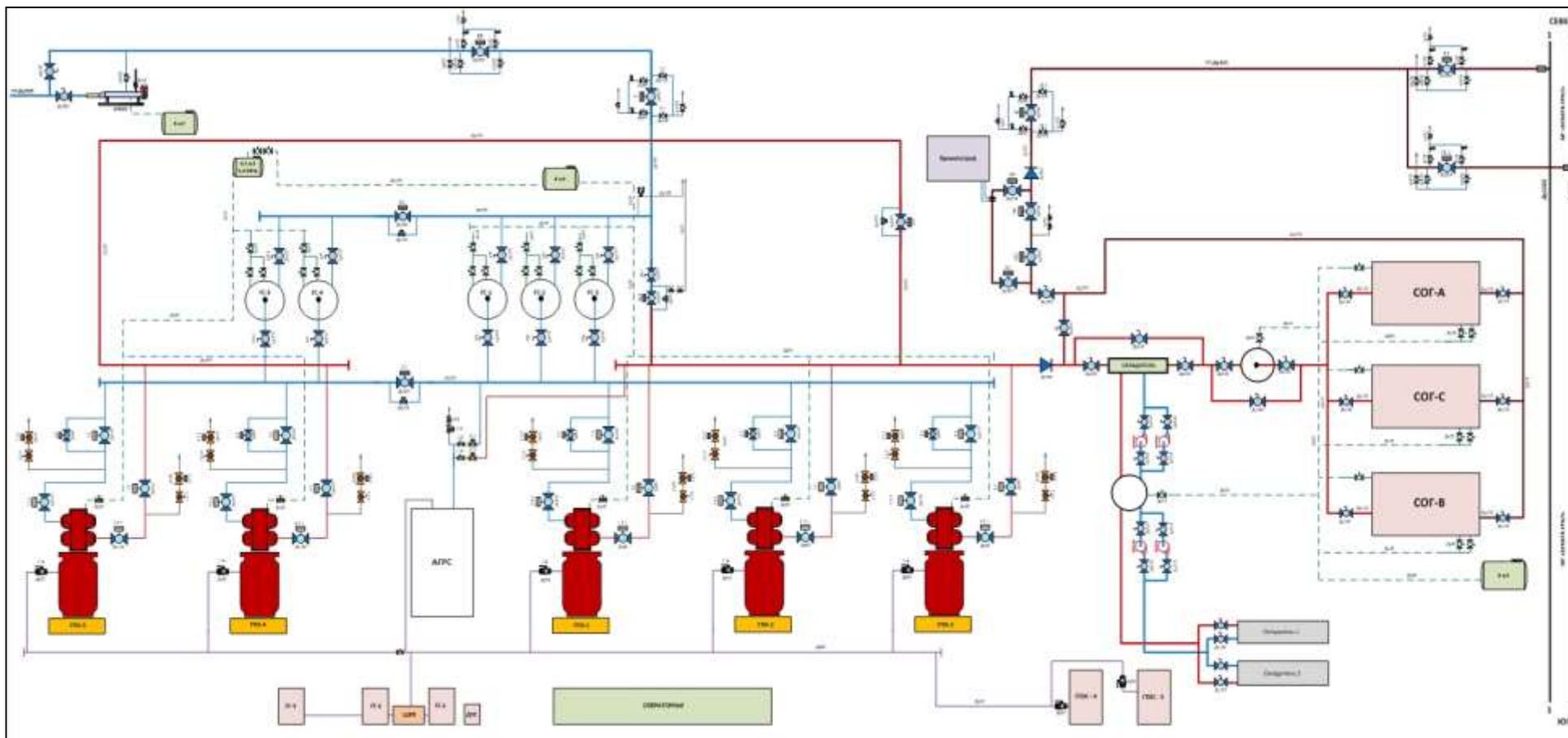


Рисунок 6.3.3 – технологическая схема ДКС

Реализация товарного газа в магистральную систему осуществляется через коммерческий узел учета газа в состав, которого входит поточный газовый хроматограф, анализатор точки росы, анализатор серы и меркаптанов, замерная линия Daniel с системой учета Roc Link. На основании полученных данных составляется паспорт на газ, по представленной информации Заказчика по физико-химическим показателям качество газа соответствует требованиям ТУ ГОСТ 5542-87.

С учетом возможных изменений в транспортировке газа от месторождений, при разработке и подключении других перспективных месторождений, в схеме предусмотрен байпас Ду-325 мм, позволяющий транспортировать газ напрямую, минуя компрессорную станцию, с использованием коммерческого узла учета газа.

### ***Проектные решения по системе сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции***

По рекомендованному варианту разработки проектными решениями предусматривается:

В 2024 г. – Ввод 3-х добывающих скважин из разведочного фонда №АКК-21, №АКК-28 и №АКД-12 и вывод из консервации скважин №№АКК-4, АКК-16, АКК-101, АКК-26, АКК-24, АКК-14, АКК-15, АКК-22, АКК-23. Эксплуатационный фонд скважин составит 12 единиц.

В 2025 г. – Вывод из консервации скважин АКК-13, АКК-11, АКК-17, АКК-18, АКК-19, АКК-20, АКК-25, АКК-100. Эксплуатационный фонд скважин составит 20 единиц.

В 2026 г. – бурение скважины №АКК-103. Эксплуатационный фонд скважин составит 21 единица.

В 2027 г. – бурение скважин №АКК-104 и АКК-105. Эксплуатационный фонд скважин составит 23 единицы.

Дополнительный ввод 6-ти добывающих скважин предполагает обустройство устьев и выкидных линий от данных скважин до газовых коллекторов, а также строительство одного ГСП.

Аппаратурное оформление проектного ГСП рекомендуется по аналогу существующего ППГ Аккулка.

При этом рекомендуется каждый год проводить техническое обслуживание оборудования, при необходимости своевременный ремонт и замену изношенного оборудования.

Перечень необходимого оборудования для реализации системы промышленного сбора по рекомендуемому варианту разработки по годам представлен в таблице 6.3.1.

**Таблица 6.3.1 – Перечень необходимого оборудования для реализации системы промышленного сбора по рекомендуемому варианту разработки**

№ п/п	Мероприятия	Ед. изм.	Годы			Всего
			2024	2026	2027	
1	Подключение проектных добывающих скважин	ед.	-	1	2	3
2	Ввод скважин из разведочного фонда	ед.	3	-	-	3
3	Прокладка выкидных трубопроводов Ду-100мм	м	27600	100	1800	29500
4	Ввод проектного ГСП	ед.	1			1

Схема системы сбора и транспорта добываемой продукции с проектными решениями по рекомендованному варианту разработки представлена на рисунке 6.3.4.

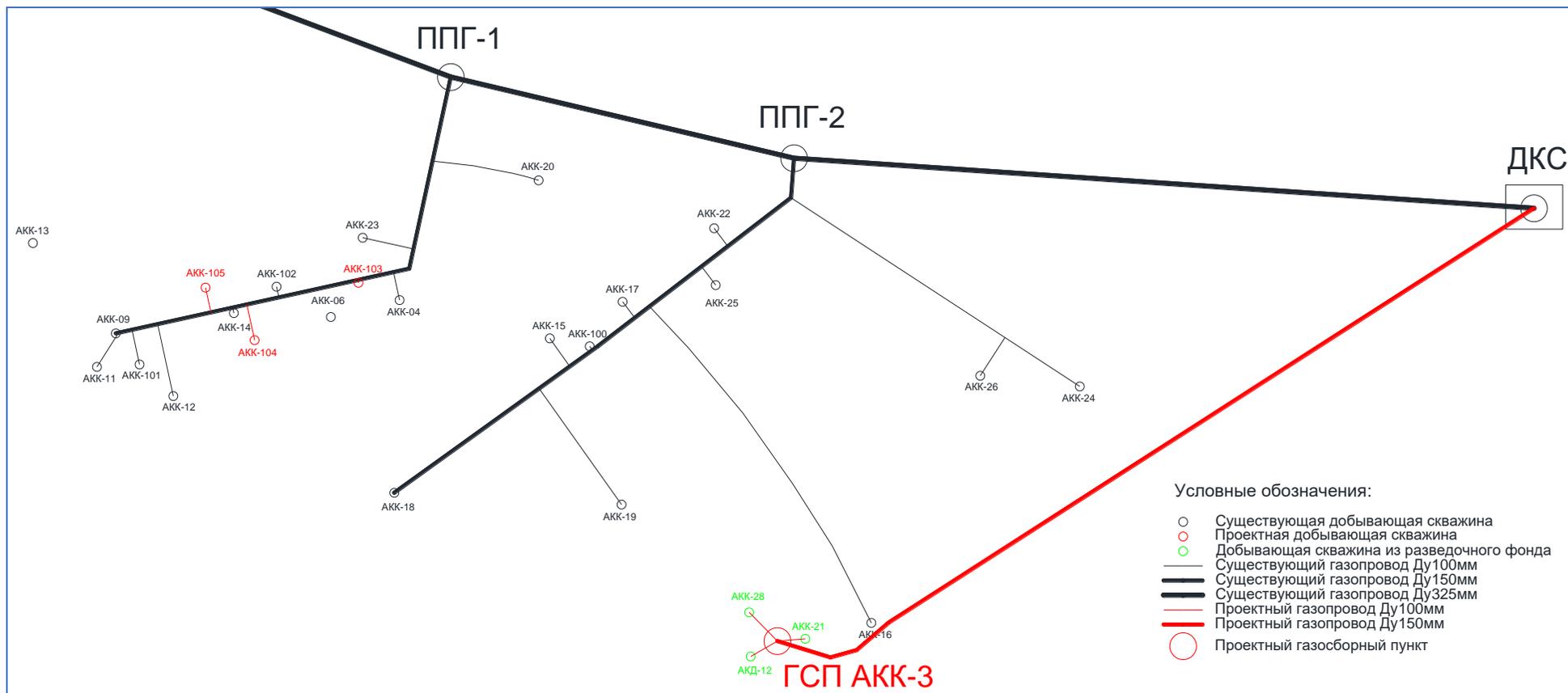


Рисунок 6.3.4 – Схема системы сбора и транспорта добываемой продукции с проектными решениями по рекомендованному варианту разработки

#### **6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа**

Основным компонентом природного газа является метан, который в зависимости от специфики месторождения (газоконденсатное или газовое) может содержаться метана и этана в сумме - от 70 % до 95 %-98 %. По составу газ месторождения Аккулковское метановый, бессернистый, легкий. Содержание метана колеблется от 84,5 до 98,4, в среднем составляет 94,5 %. Тяжелые углеводороды – этан, бутан+высшие присутствуют в незначительном количестве. Содержание азота колеблется от 1,088 до 8,5, составляет в среднем 3,892 %. Среднее содержание углекислого газа в залежи 0,457.

Основные направления реализации топливного газа определяются потребностями в топливном газе на собственные нужды промысла, наличием близлежащих магистральных газопроводных систем и потребностями региона. Часть очищенного газа будет использоваться на собственные нужды в качестве топливного газа и для выработки электроэнергии на газозлектростанции для обеспечения промысла на перспективу.

Основными источниками потребления газа на собственные нужды являются газоперекачивающие агрегаты (ГПА) и газовые генераторы (ГПЭС и ГГ).

Расход топливного газа составляет:

ГПА – 137 м<sup>3</sup>/час;

ГПЭС 600 – 188 м<sup>3</sup>/час;

ГГ 80 – 34,2 м<sup>3</sup>/час.

Остальной основной объем топливного газа будет реализован через магистральный газопровод «Бухара-Урал».

#### **6.5 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента**

Данный раздел не рассматривался, ввиду отсутствия проектных решений по поддержанию пластового давления.

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

На месторождении Аккулковское планируется бурения 3 (три) вертикальных, газовых скважин 103, 104, 105 с проектной глубиной 600м +/-30м. Согласно геологическим данным, исходя из проектных горно-геологических условий бурения на месторождении Аккулковское, а также с целью охраны недр, подземных вод и предотвращения возможных осложнений при строительстве вертикальных скважин предусматриваются следующие конструкции (таблицы 7.1, 7.2):

**Таблица 7.1 - Проектная конструкция скважин (вариант1)**

Наименование обсадной колонны	Интервал установки, м		Диаметр, мм		Рас-е от устья до уровня цементам	Причина спуска колонны
	верх	низ	долота	колонны		
1	2	3	4	5	6	7
Направление	0	30	444,5	339,7	0	Цементируется до устья, спускается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.
Кондуктор	0	200	295,3	244,5	0	Цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну.
Эксплуатационная колонна	0	600	215,9	177,8	0	Спускается и цементируется до устья, с целью обсадки продуктивной части скважины и добычи газа.

**Примечание:** По усмотрению заказчика, в зависимости от ожидаемого дебита газа, диаметр эксплуатационной обсадной колонны может быть уменьшены до 168,3мм, 146мм или 139,7мм. Окончательная конструкция скважин будет принята в техническом проекте.

**Таблица 7.2 - Проектная конструкция скважин (вариант2)**

Наименование обсадной колонны	Интервал установки, м		Диаметр, мм		Рас-е от устья до уровня цементам	Причина спуска колонны
	верх	низ	долота	колонны		
1	2	3	4	5	6	7
Направление	0	30	244,5	193,7	0	Цементируется до устья, спускается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.
Кондуктор	0	200	165,1	139,7 ( $\delta=7\text{мм}$ , $\text{Ø}_{\text{вн}}=125,7\text{мм}$ )	0	Цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну.
Эксплуатационная колонна	0	600	123,8*	114,3 (без- муфтов.)	0	Спускается и цементируется до устья, с целью обсадки продуктивной части скважины и добычи газа.

**Примечание:**

- \*1. Диаметр ствола скважины под эксплуатационной колонны в интервале 200-600 м расширяется до 142 мм с применением гидравлического расширителя.
2. Вариант разработан по желанию недропользователя, с учётом снижения металлоёмкости конструкция скважины.

За отчетный период на месторождении Аккулковское пробурены 3 скважин: АКК-100, АКК-101, АКК-102.

Фактические конструкции пробуренных скважин представлены в таблице 7.3:

**Таблица 7.3 - Фактическая конструкция пробуренных скважин**

№ скважин	Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м
		Долота	Колонны		
2	3	4	5	6	7
АКК-100	Направление	444,5	339,7	32	0
	Кондуктор	295,3	244,5	204,69	0
	Экс. колонна	215,9	177,8	644,96	0
АКК-101	Направление	444,5	339,7	39,93	0
	Кондуктор	295,3	244,5	205,25	0
	Экс. колонна	215,9	177,8	622,73	310,3 м от забоя
АКК-102	Направление	444,5	339,7	32,8	0
	Кондуктор	295,3	244,5	206,5	0
	Экс. колонна	215,9	177,8	646,91	0

Качество цементирования эксплуатационных колонн и изоляции продуктивных горизонтов приведены в таблице 7.4.

**Таблица 7.4 - Анализ качества цементирования эксплуатационных колонн**

№ скв.	Глубина спуска колонны, м	ВПЦ, м	Интервал исследований	Качество сцепления цемент-колонна, %				Кц*
				сплош.	част.	плох.	отсут.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
АКК-100	644,96	0	7,5-627,8	61,5	15,0	5,8	17,7	0,62
АКК-101	622,73	310,3 м от забоя	2,9-609,5	27,8	5,8	4,9	61,5	0,28
АКК-102	646,91	0	3,2-630,30	52,2	25,1	21,0	1,7	0,52

\* - Кц – коэффициент качества цементирования, определяемый как отношение интервалов с хорошим сцеплением к исследуемому интервалу.

Необходимо отметить, что качество цементирования эксплуатационных колонн по скважинам достаточно неоднородно. Хорошее качество цементирования можно отметить на скважинах АКК-100 и АКК-102, где соответственно  $K_c = 0,62$  и  $0,52$ .

Чередованием интервалов частичного и плохого сцепления является в основном следствием неполноты вытеснения бурового раствора цементным.

Согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», обязательным условием при цементировании эксплуатационных колонн в газовых скважинах является подъем тампонажного раствора до устья.

Во время цементации эксплуатационной колонны в скважине № АКК-101, буфер и цементный раствор на устье не вышел. Из-за поглощения на скважине, общий объем потери составила  $5,5 \text{ м}^3$  и при этом высота подъема цемента (ВПЦ) от забоя составила

310,3 м. Во всех остальных пробуренных скважинах ВПЦ обеспечен до устья, что отвечает необходимым требованиям.

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до проектной глубины, поэтому желательно применение буровых установок с повышенной грузоподъемностью и высокой монтажеспособностью, а также размещение очистных сооружений для трех и более ступенчатой очистки бурового раствора

В процессе бурения скважин необходим комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов и поглощения в скважинах. Для этого необходимо изолировать друг от друга газовые и водоносные интервалы в скважинах, обеспечивать герметичность обсадных колонн, крепление ствола скважины с высоким качеством их цементирования.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование (ОП).

При вскрытии продуктивного пласта, каждая буровая установка должна иметь емкости с запасной промывочной жидкостью и противовыбросовое оборудование (превенторы с набором плашек).

При подготовке ствола скважины для цементирования, необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий, а именно:

1. Принудительную кольматацию высокопроницаемых водопроявляющих пластов для предотвращения возможного поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента.

2. Обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования, во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины.

3. Наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме соответствующей объему очередной обсадной колонны.

При цементировании эксплуатационной колонны с целью поддержания постоянной проектной плотности тампонажного раствора рекомендуется использование осреднительной емкости.

В соответствии с требованиями к конструкциям скважин, предлагается цементирование скважин производить по следующей схеме:

**Направление** цементируется тампонажным портландцементом класса G с плотностью 1,85 г/см<sup>3</sup>;

**Кондуктор** цементируется тампонажным портландцементом класса G с плотностью 1,85 г/см<sup>3</sup>,

**Эксплуатационная колонна** цементируется тампонажным портландцементом класса G с плотностью 1,85 г/см<sup>3</sup>(интервал 600-200 м.), 1,55 г/см<sup>3</sup>(интервал 200-0 м.)

Для повышения надежности изоляции и разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, в открытой части ствола скважины, на колонне устанавливаются центраторы, а также через каждые 4 м скребки в каждом интервале перфорации. Перед входом и выходом из каверны устанавливаются турбулизаторы. Для улучшения качества крепления, в цементный раствор под эксплуатационную колонну вводятся понизители водоотдачи и трения. Для ускоренного формирования цементного камня в раствор под кондуктор вводится CaCl<sub>2</sub>. Для предотвращения возможных водопроявлений, бурение скважины производится с противодавлением столба бурового раствора согласно Техрегламента.

Скважина АКК-100. Эксплуатационная колонна зацементирована в первой пачке тампонажным раствором цемента класса G с плотностью 1,62г/см<sup>3</sup> в объеме 6,6м<sup>3</sup>, во второй пачке тампонажным портландцементом класса G с плотностью 1,82 г/см<sup>3</sup> в объеме 6,5м<sup>3</sup>. При этом продавки цементного раствора осуществляли с технической водой плотностью 1,01 г/см<sup>3</sup> в объеме 13,2м<sup>3</sup>. Выход цементного раствора на устье скважины составлял с удельным весом 1,46 г/см<sup>3</sup> в объеме 1,5м<sup>3</sup>. Давление «стоп» -75 кгс/см<sup>2</sup>. Обсадной колонны Ø177,8мм опрессовали совместно с фонтанной арматурой на технической воде с удельным весом 1,01 г/см<sup>3</sup> на 90 кгс/см<sup>2</sup>. Колонна герметичная.

Скважина АКК-101. Эксплуатационная колонна зацементирована в первой пачке тампонажным раствором цемента класса G с плотностью 1,57г/см<sup>3</sup> в объеме 13,1м<sup>3</sup>, во второй пачке тампонажным портландцементом класса G с плотностью 1,82 г/см<sup>3</sup> в объеме 8,5м<sup>3</sup>. При этом продавки цементного раствора осуществляли с технической водой плотностью 1,01 г/см<sup>3</sup> в объеме 12,8м<sup>3</sup>. Выход цементного раствора на устье скважины не вышел. Давление «стоп» -80 кгс/см<sup>2</sup>. Обсадной колонны Ø177,8мм опрессовали совместно с фонтанной арматурой на технической воде с удельным весом 1,01 г/см<sup>3</sup> на 95 кгс/см<sup>2</sup>. Колонна герметичная.

Скважина АКК-102. Эксплуатационная колонна зацементирована в первой пачке тампонажным раствором цемента класса G с плотностью 1,55г/см<sup>3</sup> в объеме 5,8м<sup>3</sup>, во второй пачке тампонажным портландцементом класса G с плотностью 1,82 г/см<sup>3</sup> в объеме

6,5м<sup>3</sup>. При этом продавки цементного раствора осуществляли с технической водой плотностью 1,01 г/см<sup>3</sup> в объеме 13,6м<sup>3</sup>. Выход цементного раствора на устье скважины составлял с удельным весом 1,60 г/см<sup>3</sup> в объеме 1,5м<sup>3</sup>. Давление «стоп» -80 кгс/см<sup>2</sup>. Обсадной колонны Ø177,8мм опрессовали совместно с фонтанной арматурой на технической воде с удельным весом 1,01 г/см<sup>3</sup> на 95 кгс/см<sup>2</sup>. Колонна герметичная.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов, бурение необходимо производить с использованием ингибированных полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиями предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы (либо полное отсутствие ее);
- плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы дифференциальное давление при бурении в зоне продуктивного пласта было нулевым или близким к этому значению;
- фильтрация бурового раствора должна быть минимальной;
- состав фильтрата в случае проникновения в пласт не должен вызывать физические или физико-химические явления, снижающие проницаемость околоствольной зоны пласта (набухание глин, увеличение гидрофильности породы, образование нерастворимого осадка и т.д.);
- поверхностное натяжение на границе фильтрат – газ должно быть минимальным.

Характеристика растворов, использованных при бурении под эксплуатационную колонну на месторождении Аккулковское приведена в таблице 7.5.

**Таблица 7.5 - Параметры буровых растворов**

№ скв.		Плотность, г/см <sup>3</sup>	Условная вязкость, сек	pH	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30мин	Толщина корки, мм
АКК-100	проект	1,11-1,13	55-65	8,0-9,0	5-6	0,5
	факт	1,09-1,11	34-43	8,0-11,5	4,9-5,8	0,5-1,0
АКК-101	проект	1,11-1,13	55-65	8,0-9,0	5-6	0,5
	факт	1,11-1,09	34-43	8,0-11,5	4,9-5,8	0,5-1,0
АКК-102	проект	1,11-1,13	55-65	8,0-9,0	5-6	0,5
	факт	1,11-1,09	34,43	8,0-11,5	4,9-5,8	0,5-1,0

Как видно из таблицы, фактические параметры бурового раствора при бурении во всех скважинах под эксплуатационную колонну соответствуют проектным данным технического проекта.

Освоение скважины должно обеспечивать:

- максимальную очистку призабойной зоны пласта от промежуточной жидкости;
- сохранение скелета пласта в призабойной зоне;
- предупреждение прорыва подошвенной воды;
- предотвращение неконтролируемых проявлений и открытых фонтанов;
- предотвращение деформации эксплуатационной колонны;
- охрану недр и окружающей природной среды;
- возможность термогидродинамических исследований по определению характеристик пласта и его геофизических параметров.

Пласты коллектора особо чувствительны к влиянию на них буровых растворов, применяющихся для первичного вскрытия пластов бурением и вторичного вскрытия – перфорацией, а также применяющихся способов вызова притока из пласта. Для таких коллекторов наиболее значимыми по влиянию на состояние призабойной зоны пласта факторами являются: вещественный состав и физико-химические свойства дисперсионной среды (фильтрата) бурового раствора. Поэтому, с целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов к буровому раствору, применяемому для их вскрытия, предъявляются повышенные требования по ингибирующему эффекту, обусловленному ионообменными процессами в системе «фильтрат бурового раствора – коллектор». Все они сводятся к подбору и регулированию вещественного состава и физико-химических свойств дисперсионной среды и дисперсной фазы промывочных жидкостей. Наиболее эффективными для первичного вскрытия и освоения пластов, с точки зрения сохранения коллекторских свойств последних являются промывочные жидкости, способные в первые моменты контакта с пластом создавать на стенке скважины тонкий, но плотный и непроницаемый кольматационный слой, препятствующий проникновению фильтрата бурового раствора в призабойную зону пласта. Это достигается применением в составе раствора специальных полимерных добавок в сочетании с другими химическими реагентами, усиливающими кольматирующие свойства полимеров. Этим требованиям отвечают полимерхлоркалийевые растворы, они же рекомендуются для первичного вскрытия пластов при бурении скважин.

С целью эффективного действия применяемой системы, сокращения расходов химреагентов, предупреждения кольматации продуктивных горизонтов и достижения максимального эффекта сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов, необходима тщательная очистка бурового раствора от излишней твердой фазы. Требуемое

качество обеспечивается четырехступенчатой системой очистки раствора: вибросита, песко и илоотделитель, центрифуга.

Наиболее радикальным способом сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов в процессе вторичного вскрытия является перфорация при депрессии на пласт с помощью перфораторов, спускаемых в скважину на насосно-компрессорных трубах и имеющих взрывное устройство, приводимое в действие давлением жидкости.

В данных скважинах были использованы перфораторы типа Power Jet Omega 4505 (9м) на НКТ 73мм x 5,51мм EUE. Количество отверстий на 1 пог. метр в интервалах перфорации составляла 20.

В процессе освоения производятся гидродинамические исследования:

- а) запись КВД;
- б) отбор глубинных проб;
- в) замер пластовой температуры и давления.

## **8 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

Контроль процессов разработки в период промышленной разработки месторождения включает в себя: систематические и контрольные измерения и определения пластовых, забойных и устьевых давлений, положения контакта газ-вода, изменения дебитов и химического состава газа, конденсата, воды. На основании результатов исследований должны определяться и периодически уточняться:

- геологическое строение и параметры коллекторов;
- режим работы залежи и ее температурный режим;
- начальные и текущие запасы газа;
- распределение давления по залежи;
- газоотдающие интервалы с оценкой их дифференциальных дебитов;
- охват запасов разработкой;
- положение ГВК;
- оценка качества крепления и разобщения пластов.

Виды исследований определяются согласно «Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин» [18], Постановлению Правительства Республики Казахстан от 8 ноября 2010 года №1174 об утверждении Правил выдачи разрешений на сжигание в факелах попутного и (или) природного газа [19], периодичность регламентируется в «Единых правилах по рациональному и комплексному исследованию недр» [2].

Исследования газовых скважин осуществляются при освоении и перед пуском их в эксплуатацию после остановок или консервации, а также систематически в процессе эксплуатации.

Исследования включают геофизические, газодинамические, лабораторные методы.

### **Геофизические методы контроля за разработкой**

Геофизические исследования по контролю за разработкой в условиях месторождения должны быть направлены на решение следующих задач:

- уточнение геологического строения, размеров резервуара, неоднородностей пласта;
- уточнение петрофизических и гидродинамических характеристик пород коллекторов;

- контроль за выработкой пластов: выделения работающих толщин, оценки профиля и состава притока, определения текущего характера насыщения пластов, определение положения текущего ВНК;
- контроль за приёмистостью пластов в нагнетательных скважинах;
- контроль технического состояния скважин: герметичность колонны, состояние цементного кольца, наличия заколонных перетоков и причин обводнения.

*Уточнение геологического строения*

На месторождении предполагается бурение эксплуатационных скважин. Задача уточнения геологического строения, неоднородности пласта, уточнения фильтрационных характеристик, текущей насыщенности в открытом стволе решается методами ГИС и продолжением изучения петрофизических характеристик на керне.

В новых скважинах рекомендуется проводить в открытом стволе комплекс ГИС, апробированный в условиях месторождения:

-общие исследования - по всему стволу скважины - стандартный каротаж (прямой и обращённый градиент-зонды, потенциал зонд, ПС), боковой каротаж (БК), кавернометрию (ДС), естественную радиоактивность (ГК) и вторичное гамма-излучение (НГК), акустический каротаж (АК);

-детальные исследования - в интервале продуктивных отложений - принимая во внимание блоковое строение месторождения, низкие коллекторские свойства, сложности с выделением коллекторов и определением характера насыщения, рекомендуется в дополнение к выше перечисленным включить в комплекс следующие методы: многозондовый боковой каротаж (БК), микробоковой (МБК), многозондовый индукционный каротаж (ВИКИЗ, ИК (мСим/м)), микрозондирование (МКЗ), компенсированный нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (КНК), гамма-гамма плотностной (ГГКП), акустический (АК) каротажи..

Геофизические исследования должны проводится при заполнении скважины раствором, на котором вскрывался разрез.

Этапность, интервальность и очерёдность проведения ГИС определяются в проектах на строительство скважин.

*Геофизические исследования по контролю за разработкой в обсаженной скважине*

Основными задачами ГИС по контролю в период разработки нефтяных залежей месторождения Аккулковское являются: изучение состава пластового флюида, поступающего в скважину, выделение работающих толщин, определение положения ГВК,

контроль за заводнением пластов, контроль технического состояния скважин и скважинного оборудования.

**В добывающих скважинах** поставленные задачи могут решаться проведением комплекса методов, включающих следующие измерительные датчики: ГК, локатор муфт (ЛМ), термометр (ТМ), манометр (БМ), термоанемометр (СТД), резистивиметр (РИС), влагомер (ВЛ), механический расходомер (РГД). Разовые замеры должны проводиться при вводе новых скважин в эксплуатацию, в частности после перфорации коллекторов с различающимися ФЕС, а также в скважинах до и после проведения геолого-технических мероприятий. В длительно работающих скважинах ГИС по контролю рекомендуется проводить, если замечены изменения в технологических показателях работы скважины, обводнения продукции.

**Текущее насыщение.** Для контроля за положением уровня газоводяного контакта и оценки текущей насыщенности коллекторов, а также возможно пропущенных продуктивных коллекторов рекомендуется проводить ГИС-к с включением в комплекс импульсных нейтронных методов (ИННК/ИНГК/УКК). Исследования необходимо выполнять в скважинах, где продуктивные пласты не вскрыты перфорацией, т.к. достоверность определения текущей насыщенности против перфорированных пластов-коллекторов снижается из-за искажающего влияния пристволенной зоны пласта на показания зондов ИННК/ИНГК/УКК.

За период эксплуатации месторождения Аккулковское ГИС-к по определению профиля притока проведен в 8 скважинах: АКК-22, АКК-23, АКК-24, АКК-25, АКК-26, АКК-100, АКК-101, АКК-21. Результаты приведены в таблице 8.1.

Коэффициент охвата (Кохв) перфорированной толщины работой варьирует в диапазоне от 0,41 до 0,76.

#### **Техническое состояние скважин**

Необходимо предусматривать проведение исследований для оценки технического состояния скважин и скважинного оборудования в течение всего периода их эксплуатации: первоначальные и периодические.

Первоначальные исследования проводятся непосредственно после выхода скважины из бурения и спуска обсадной колонны. Периодические исследования в процессе эксплуатации скважин по мере необходимости.

Качество цементирования колонн контролируется выполнением акустической цементометрии (АКЦ).

Таблица 8.1 - Результаты интерпретации ГИС-к добывающих скважин

Скважина	Интервал перфорации, м		Н перф, м	Результаты ГИС - к							Состав притока	
	Кровля	По-дош-ва		Дата ГИС-к	Интервалы притока, м		Н прит, м	Кохв, д.с.	Доля дебита жидкости, %	Qпр по РГД, тыс.м3/сут		
					Кровля	По-дош-ва						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
АКК-22	523,5	526	2,5	03.01.18г	524	525,8	1,8	0,72	100	70,1	газ	
АКК-23	537,3	540,3	3,0	11.11.17г	539	539,7	0,7		15	5,3	газ	
					540	540,6	0,6		85	29,9	газ	
АКК-24	496	500	4,0	22.11.17г	496	497	1,0		48	19,0	газ	
					497,4	497,9	0,5		27	10,7	газ	
					498	498,4	0,4		25	9,9	газ	
			4,0				1,9	0,47				
	636	638	2,0		636	637,5	1,5	0,75		н,ч,РГД	вода	
АКК-25	548,6	551,6	3,0	26-27.11.17г	549,5	551	1,5		99,9	37,7	газ	
					551	551,6	0,6		0,07	0,03	вода	
							3,0		2,1	0,70		
АКК-26	467,6	470,6	3,0	28.12.17г	468	469,4	1,4		68	18,4	газ	
					469,6	470	0,4		32	8,7	газ	
							3,0		1,8	0,60		
АКК-100	551	554	3,0	15.0.20г	552,6	554	1,4	0,47	100			
АКК-101	516	525	9,0	22-23.09.20	517,7	518,9	1,2		75		В связи с влиянием НКТ рассчитать дебит по механической РГД не представляется возможным,	Газ ч/з столб жидкости
					521,7	523,6	1,9		10,5			
					524,4	525	0,6		14,5			
							9,0		3,7	0,41		
АКК-21	578,4	583,8	5,4	31.12.21-05.01.22 г	579	579,9	0,9		13,6	0,07	Газ	
					580,6	582,1	1,5		41,7	0,21	Газ	
					582,8	583,8	1,0		44,7	0,22	Газ ч/з столб жидкости	
			5,4					3,4	0,63			
	579,3	582,1	2,8			43,9	0,28	Газ				
	582,8	583,8	1,0			56,1	0,36	Газ ч/з столб жидкости				
			5,4					3,8	0,70			
	579	582,1	3,1			53,7	0,64	Газ				
	582,8	583,8	1,0			46,3	0,56	Газ ч/з столб жидкости				
		5,4				4,1	0,76					

Задачи контроля технического состояния скважины могут решаться комплексом методов «приток-состав-флюида», описанный выше, а также, дополненные в случае необходимости АКЦ, скважинной гамма-дефектомерией-толщинометрией (СГДТ) или электромагнитной дефектоскопией (ЭМДС).

За весь период разработки месторождения Аккулковское геофизические исследования по контролю технического состояния обсаженных скважин выполнялись в каждой законченной строительством скважине. В среднем по скважинам АКК-100, АКК-101, АКК-102 качество сцепления цементного камня с колонной: сплошное в 47,17% длин колонн, частичное – 15,3%, плохое – 10,57%, отсутствует – 26,97%.

Повторные замеры АКЦ не проводились.

В таблице 8.2 приведены комплекс геофизических исследований по контролю за разработкой на месторождении Аккулковское.

### ***Рекомендации***

Выполнять запланированные комплекс методов ГИС открытого ствола в проектных скважинах с обязательным проведением ИК-проводимость (мСм) для уточнения выделения водоносных пластов-коллекторов.

Продолжить отбор и изучение керна с проведением стандартных и специальных исследований.

Выполнять геофизические исследования по контролю в обсаженном стволе после выхода скважины на рабочий режим с целью определения работающих толщин и профиля притока в скважинах эксплуатирующих пласты с разными коллекторскими свойствами.

### **Газогидрохимические исследования при контроле за разработкой пластов**

Компонентный состав и физико-химические свойства свободного газа кызылойского горизонта месторождения Аккулковское представлен по всем исследованиям, отобранных с устья добывающих скважин. Полученные данные достаточно точно дают представление о характеристике свободного газа разрабатываемой продуктивной залежи месторождения Аккулковское и показывают стабильность его состава с течением времени. Газ месторождения Аккулковское – «сухой». Содержание метана в среднем составляет 96,06 % мол. Среднее содержание азота составляет – 1,88 % мол, углекислого газа – 0,29 % мол. Относительная плотность газа в среднем составляет 0,574. Сероводород отсутствует.

По химическому составу газ тасаранского горизонта имеет схожий состав с кызылойским горизонтом. Содержание метана в среднем составляет 95,97 % мол. Среднее

содержание азота составляет – 2,98 % мол, углекислого газа – 0,62 % мол. Относительная плотность газа в среднем составляет 0,575. Сероводород отсутствует.

В целях контроля за изменением свойств свободного газа за время промышленной разработки месторождения Аккулковское следует проводить исследования устьевых и глубинных проб в добывающих скважинах с частотой 1 раз в год, а также проводить анализы газа на содержание мехпримесей и определение таких важных параметров, как влагосодержание и точки росы по воде.

Контроль за обводненностью продукции скважин на месторождении должен производиться путем отбора устьевых проб 1 раз в месяц. Кроме того, при росте обводненности необходимо проводить дополнительные замеры с более частой периодичностью.

Рекомендуемый комплекс физико-химических исследований, необходимый для осуществления контроля за разработкой в соответствии с нормативными документами и с учетом специфики месторождения представлен в таблице 8.2.

#### **Газодинамические методы контроля за процессом разработки**

К газодинамическим методам исследований относятся методы определения свойств и характеристик продуктивных пластов и скважин. Газодинамические методы исследований направлены на решение широкого круга задач, основными из которых являются:

- контроль энергетического состояния залежи;
- контроль продукции добывающих скважин.

В процессе разработки газовой залежи необходимо систематически следить за изменением устьевых давлений, депрессий на пласт и распределением воронки депрессии по площади горизонта. Для этого на всех скважинах должны быть установлены технические манометры, контроль, за их показаниями, производится не реже одного раза в месяц. Данные исследования систематически выполняются на месторождении.

Исследования методом МУО за период с 2018 г. по 2023 г. проведены в 5-ти скважинах, регистрация КВД в 12-ти скважинах. Также проведены замеры 142 замеров Рпл в 11-ти скважинах, и 21 замеров Рзаб в 11-ти скважинах.

#### **Замеры дебитов газа.**

Учет добычи газа по каждой скважине необходимо вести ежедневно с момента ее освоения. Также, рекомендуется проведение тестовых замеров дебитов газа до и после проведения мероприятий по скважинам, на которых проводились смена оборудования или

режима, а также геолого-технические мероприятия (обработка призабойной зоны, изоляционные работы и др.).

**Измерение пластового давления и пластовой температуры.**

Необходимо замерять начальные статистические и пластовые давления по всем вводимым из бурения скважинам.

Измерения пластового давления и пластовой температуры в скважинах эксплуатационного действующего фонда в первый период разработки необходимо проводить не реже одного раза в квартал, постепенно изменяя периодичность до одного раза в год на завершающих стадиях разработки.

Пластовая температура измеряется одновременно с замером пластового давления.

Пластовые давления в скважинах определяются путем прямого измерения глубинными манометрами на забое скважины в период ее остановки или по данным исследования скважин методом восстановления давления.

При замерах пластового давления необходимо проводить измерения статического давления по стволу скважины (замеры статического градиента давления).

**Измерение забойного давления.**

Забойное давление в действующих скважинах контролируется глубинными манометрами при проведении исследований. Обязательно проведение контрольных замеров забойных давлений по скважинам, на которых проводились смена оборудования или режима, геолого-технические мероприятия (обработка призабойной зоны, изоляционные работы и др.), после проведения мероприятий.

При замерах необходимо располагать глубинные манометры как можно ближе к середине интервала перфорации, в соответствии с положением замерного патрубка. Время выдержки глубинного манометра в точке измерения при установившемся режиме эксплуатации скважины должно составлять не менее 30 минут.

**Измерение статических и динамических устьевых давлений.**

Измерение динамических устьевых давлений необходимо проводить ежедневно (или не реже одного раза в неделю) по всему фонду скважин.

Измерение статических устьевых давлений по действующему добывающему фонду скважин необходимо проводить при каждой остановке скважины, но не реже одного раза в квартал, если в этом квартале не проводились измерения пластовых или забойных давлений.

Замеры статических устьевых давлений в остановленных скважинах необходимо проводить не реже одного раза в месяц.

**Исследования скважин методом режимных исследований и методом записи****КВД.**

Основными целями, стоящими перед этими исследованиями, являются определение продуктивных характеристик скважин, оценка степени ухудшения продуктивности скважин (скин-эффект), эффективности заканчивания, фильтрационных параметров резервуара.

Газодинамические исследования скважин при стационарных режимах (методом режимных исследований с замером давления глубинным манометром на забое) и при нестационарных режимах фильтрации (методом восстановления давления (КВД)) обязательно проводятся при вводе каждой новой скважины в эксплуатацию, в период опытно-промышленной эксплуатации – раз в полгода, затем, по мере необходимости, но не реже одного раза в год. При исследовании скважин методом установившихся отборов, при стационарных режимах фильтрации, необходима полная стабилизация устьевых, забойных давлений и дебита на каждом режиме. В зависимости от производительности скважины и создаваемой депрессии исследования следует проводить на 3-7 режимах прямым и обратным ходом с повторением 2-3 режимов на обратном ходе.

Запись КВД производится на устье, забойное давление на различные моменты времени определяется пересчётом устьевых давлений. Одновременно с регистрацией КВД на забое скважины регистрируются изменения буферного и затрубного давления скважины для учёта дополнительного притока в скважину.

По скважинам, на которых проводились геолого-технические мероприятия изменяющие состояние призабойной зоны с изоляцией либо приобщением или без них (обработка призабойной зоны, изоляционные работы и др.), обязательно проведение газодинамических исследований на стационарных и нестационарных режимах после проведения мероприятий.

**Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного  
оборудования**

Данные систематического контроля режимов эксплуатации скважин, проводимых на них ремонтов, изменений режимов должны фиксироваться в специальных журналах и рапортах. По результатам проводимых ГДИС на скважинах необходимо устанавливать необходимый (оптимальный) режим эксплуатируемой скважины, а также скважин, находящихся в аналогичных условиях.

На основании систематического изучения эксплуатации каждой скважины составляются графики проведения профилактических работ, своевременное выполнение

которых обеспечивает нормальную работу скважин и сохранение заданного режима фонтанирования.

В случае обнаружения газа в межколонном пространстве во избежание грифообразования, необходимо приостановить эксплуатацию (заглушить скважину) и устранить источник поступления газа.

Для контроля технического состояния наземного оборудования необходимо регулярно проводить: визуальный осмотр и профилактический ремонт (смазка запорных устройств и механизмов).

Контроль за внутрискважинным оборудованием проводится на основании наблюдений за трубным и затрубным давлениями, изменения соотношений которых в большую или меньшую сторону характеризуют состояние подземной части скважины. Проводимые мероприятия по определению технического состояния наземного и подземного оборудования, являются обязательными для выявления и своевременного устранения неисправностей наземного и подземного оборудования.

**Таблица 8.2 - Виды и периодичность исследований по контролю за разработкой**

№п/п	Вид исследований	Объем исследований	Периодичность
1	2	3	4
<b>Геофизические исследования</b>			
<b>В открытом стволе</b>			
1	Геолого-технические исследования (ГТИ, газ, каротаж)	Во вновь пробуренных	3 эксп.скв.
2	Отбор керна		30 м при признаках УВ по ГТИ (3 эксп.скв.)
3	Исследование образцов	Во вновь пробуренных	Станд.исслед. 80-120 обр.
	- стандартным комплексом лабораторных методов - специальным комплексом лабораторных методов		Спец.исслед. не менее 30 обр.
4	- с устья до забоя - КС, ПС, Дс, ГК, КНК, БК, ИК, ТМ, РИ, инклинометрия - в интервале продуктивной толщи до забоя - ИК/ВИКИЗ, МБК, МКЗ, АК, ГГКП	Во вновь пробуренных	3 эксп.скв.
<b>В закрытом стволе</b>			
5	Техническое состояние эксплуатационных скважин:		
	-во всех вновь пробуренных (АКЦ, СГДТ, ТМ, ГК, ЛМ) -в действующих скважинах (ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ВЛ, РИ, ТА и/или РМ, ЭМДС)	Во всех вновь пробуренных В действующих скважинах	3 эксп.скв. при изменении технологических показателей скважины; до и после проведения ГТМ по интенсификации добычи
6	Выделение работающих толщин, состава поступающего в скважину флюида (ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ВЛ, РИ, ТА и/или РМ)	В добывающих скважинах	-при изменении технологических показателей скважины; до и после проведения ГТМ по интенсификации добычи
7	Выделение работающих толщин, интервалов поглощения закачиваемой жидкости (ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ВЛ, РМ)	В эксплуатационных скважинах	-при изменении технологических показателей скважины; до и после проведения ГТМ
8	Оценка текущего насыщения коллекторов (ИННК/ИНГК/УКК)	Разовые исследования при переходе на другой горизонт	при переходе на другой объект разработки
<b>Газогидрохимические исследования</b>			
9	Лабораторные газовые исследования	По новым скважинам (с учетом графика бурения и ввода в эксплуатацию)	Разовые исследования
		По эксплуатационным скважинам	Разовые исследования
10	Отбор глубинных проб газа	Эксплуатационный фонд скважин	1 раза в год
11	Отбор устьевых проб газа	Эксплуатационный фонд скважин	1 раза в год
12	Отбор проб и химический анализ попутно-добываемой воды	По эксплуатационным скважинам	1 раз в месяц
<b>Газодинамические исследования</b>			
13	замер дебитов газа	действующий фонд	ежедневно
14	замер пластовых давлений и температур	в новых скважинах	при вводе в эксплуатацию.
		экспл. фонд скважин	ежеквартально
15	замер забойного давления	экспл. фонд скважин	ежеквартально и при ГТМ
16	замер рабочих давлений и температур по системе скважина - газопровод - УКПГ	действующий фонд скважин	ежедневно
17	контроль за межколлонными газопрооявлениями	весь фонд скважин	ежедневно
18	газодинамические иссл. при стационарных и нестационарных режимах фильтрации	в новых скважинах	после ввода в эксплуатацию
		эксплуатационный фонд скважин	по мере необходимости
19	специальные исследования	эксплуатационный фонд скважин	перед остановкой скважины на ремонт или выходе из ремонта, перед консервацией скважины и при расконсервации, до и после работ по интенсификации притока газа
20	шаблонирование ствола и отбивка забоев скважин	весь фонд скважин	после длительных простоев, перед глубинными промыслово- геофизическими исследованиями, подземным и капитальным ремонтом скважин

## 9 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В главе представлены основные мероприятия по снижению возможного влияния на компоненты окружающей среды (ОС) при реализации «Дополнения к проекту разработки газового месторождения Аккулковское».

Для более углубленной и комплексной оценки потенциального воздействия на природную среду производственных работ разработан отдельный самостоятельный проект «Оценка возможных воздействий (ОВВ) к «Дополнению к проекту разработки газового месторождения Аккулковское». Целью проведения проекта «Оценка возможных воздействий (ОВВ) к «Дополнению к проекту разработки месторождения Аккулковское» является изучение современного состояния природной среды, определение характера, степени и масштаба воздействия работ на экологически чувствительную зону района проектируемых работ.

### 9.1 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу

Сокращение объемов выбросов и снижение их приземных концентраций обеспечивается комплексом плановых, технологических и специальных мероприятий.

Плановые мероприятия влияют на уменьшение воздействия выбросов предприятия на жилые территории. Проектируемое предприятие находится на значительном расстоянии от ближайших населенных пунктов.

Технологические мероприятия предусматривают применение новейшего технологического оборудования, прогрессивных технологий производства, в том числе:

- использование пневматической системы управления технологическим процессом с индикацией основных технологических параметров на центральный пункт управления установкой; В случае аварийного отключения, данная система управления позволяет перейти к безопасному и организованному отключению установки;
- обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов;
- автоматизация и дистанционный контроль;
- проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования;
- размещение вредных и взрывопожароопасных процессов в отдельных помещениях и на открытых площадках.

## 9.2 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Поверхностные источники водоснабжения отсутствуют.

Источниками водоснабжения являются привозная вода:

- Для питьевых нужд используется привозная бутилированная вода питьевого качества, поставляемая на договорной основе;
- Для хозяйственно-бытовых и производственных нужд используется привозная техническая вода, поставляемая на договорной основе автоцистернами.

Качество питьевой воды должно соответствовать ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая».

Схема хозбытового и производственного водоснабжения предусматривает доставку воды автоцистернами. Вода для хоз. целей закачивается в специализированные ёмкости. Хранение воды на буровой для произв. нужд предполагается в ёмкостях заводского изготовления. На территории месторождения постоянные водоемы и водотоки отсутствуют. Намечаемая деятельность не входит в водоохранную зону Аральского моря.

Учитывая потенциальную опасность окружающей среде, которая может возникнуть в процессе бурения, проектом предусмотрен ряд мер по предотвращению негативного воздействия проектируемых работ на компоненты окружающей среды:

- изоляция флюидосодержащих горизонтов друг от друга путем перекрытие обсадными колоннами с цементированием заколонного пространства от земной поверхности – до устья;
- применение качественного цемента с химическими добавками, улучшающими качество цементации;
- транспортировка и хранение химических реагентов в закрытой таре;
- циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе: скважина-блок очистки (по металлическим желобам) – металлические емкости – насосы – манифольд – скважина;
- предусмотрен безамбарный метод бурения, при котором буровой шлам, отработанный буровой раствор и буровые сточные воды собираются в соответствующие металлические емкости, с последующим вывозом.
- хранение ГСМ в специальных закрытых емкостях, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС;
- полная герметизация колонной головки, крестовины и всех фланцевых соединений скважины;

- обвалование технологических площадок, исключающих разлив нефтепродуктов на рельеф;
- локализация возможных проливов углеводородов, сбор и вывоз замазученного грунта;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов;
- раздельное хранение отходов в соответственно маркированных контейнерах и емкостях.
- реабилитации территории.

### **9.3 Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира**

В целях предупреждения нарушения растительно-почвенного покрова в процессе строительства скважины необходимо выполнение следующих мероприятий:

- движение наземных видов транспорта планируется осуществлять только по специально отведенным дорогам;
- захоронение промышленных и хозяйственно-бытовых отходов производится только на специально оборудованных полигонах;
- сокращение объемов земляных работ по срезке и выравниванию рельефа;
- сохранение растительности.

Мероприятия по сохранению почвенного покрова:

- исключение эрозионных, склоновых и других негативных процессов изменения природного ландшафта;
- поэтапное проведение технической рекультивации при разработке месторождения.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды твердыми отходами, в соответствие с нормативными требованиями в Республике Казахстан, необходимо запланировать следующие мероприятия:

- инвентаризация, сбор промышленных отходов с их сортировкой по токсичности в специальных емкостях и вывоз на специально оборудованные полигоны;
- повторное использование отходов в определенных проектом случаях;
- контроль выполнения запланированных мероприятий.

В целях снижения негативного влияния производственной деятельности на ландшафты, необходимо:

- производственные объекты месторождения запроектировать на ограниченных в плане участках;
- предусмотреть меры по сохранению естественного растительного покрова и почв на осваиваемых территориях;
- контроль за состоянием и сохранением поверхностных условий ландшафта на всех этапах производственной деятельности.

По охране растительного и животного мира предусмотреть следующие мероприятия:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- маркировка и ограждение опасных участков;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- принятие административных мер для пресечения браконьерства;
- организация и проведение мониторинговых работ;
- запрет неорганизованных проездов по территории месторождения.

### ***Рекультивация***

Реализация проектных решений по каждому из вариантов предусматривает строительство скважины, следовательно - нарушение почвенно-растительного покрова.

В соответствии с Экологическим Кодексом Республики Казахстан «Природопользователи при разработке полезных ископаемых, проведении геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

По окончании строительства скважины производится рекультивация отведенных земель. Рекультивация включает в себя следующие виды работ:

- очистку территории от мусора и остатков материалов;
- сбор, резку и вывоз металлолома;
- очистку почвы от замазученного грунта и вывоз его для складирования;
- планировку площадки.

## 10 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На дату составления настоящего проекта на месторождении Аккулковское пробуренный фонд согласно контракта №3496 на залежи палеогеновых отложений составляет 21 скважину, из которых 3 пробурены после отчетов [14, 15].

В 2023 году был выполнен пересчет запасов свободного газа по состоянию изученности на 02.01.2023 г., запасы которого были утверждены и приняты на Государственный баланс РК (Протокол №2597 – 23 – У от 27.09.2023г.). В целом по месторождению Аккулковское были утверждены запасы газа геологические/извлекаемые по категориям:

$C_1 - 1547 / 1249$  млн.м<sup>3</sup>;

$C_2 - 44 / 27$  млн.м<sup>3</sup>.

Согласно протоколу ГКЗ РК недропользователю было рекомендовано:

– продолжить исследования пластовых флюидов и кернового материала, с целью уточнения текущих параметров и увеличения объема изученного материала;

– произвести отбор пластовой воды именно из продуктивных газовых отложений палеогена и определить ее газонасыщение;

– продолжить проведение замеров статических и динамических уровней в эксплуатационных скважинах с целью мониторинга энергетического состояния залежей;

– проводить газодинамические исследования, в частности методом МУО с целью определения  $K_{прод}$  и его динамики;

– доизучить участки месторождения с целью перевода запасов газа из категорий  $C_2$  в  $C_1$ .

Для исполнения протокольного решения по переводу запасов категории  $C_2$  в категорию  $C_1$  авторами рекомендуется:

– провести опробование в скважине АКК-20, пробуренной на ЯП-7, в интервале глубин 451,1-452,7 м. Рекомендованный интервал по ГИС имеет положительную характеристику, выделен один газонасыщенный пласт с эффективной толщиной 1,2 м, коэффициент пористости 0,32 д.ед., коэффициент насыщенности 0,54 д.ед;

– в скважине АКК-29, пробуренной на ЯП-11, провести опробование в интервале 582,1-584,9 м. По ГИС в рекомендуемом интервале выделяются два газонасыщенных пласта (582,1-583,8 м, 584,3-584,9 м). Суммарная эффективная толщина составляет 2,3 м, коэффициент пористости 0,32 д.ед., коэффициент насыщенности 0,45-0,54 д.ед.

## 11 ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

### *Опытный участок по закачке воды*

На газовых месторождениях с активной законтурной водой есть наиболее вероятная проблема с обводнением газодобывающих скважин, что приводит к ухудшению продуктивности и к бездействию скважин. На месторождении Аккулковское (продуктивными горизонтами являются тасаранский и кызылойский горизонты) многие скважины при форсировании добычи газа быстро обводняются, в результате чего переводятся в бездействующий фонд. Поэтому увеличение добычи воды в будущем на месторождении вполне вероятный сценарий. Также месторождение разрабатывается на режиме истощения, что приводит достаточно быстрому снижению пластового давления в зонах наиболее больших отборов газа. В связи с этим в рамках данного проекта предлагается выбрать опытный участок с определенной скважиной, которая будет задействована в случае переизбытка добываемой воды, что позволит утилизировать излишнюю техническую воду на месторождении и обеспечит благоприятное воздействие на энергетическое состояние залежи. Предлагается выбрать район скважин АКК-09 и АКК-12 для опытной закачки воды на ЯП-2 кызылойского горизонта (рисунок 11.1).

Приемистость скважины будет определяться в зависимости от интенсивности проявления воды по газодобывающим скважинам опытным путем.

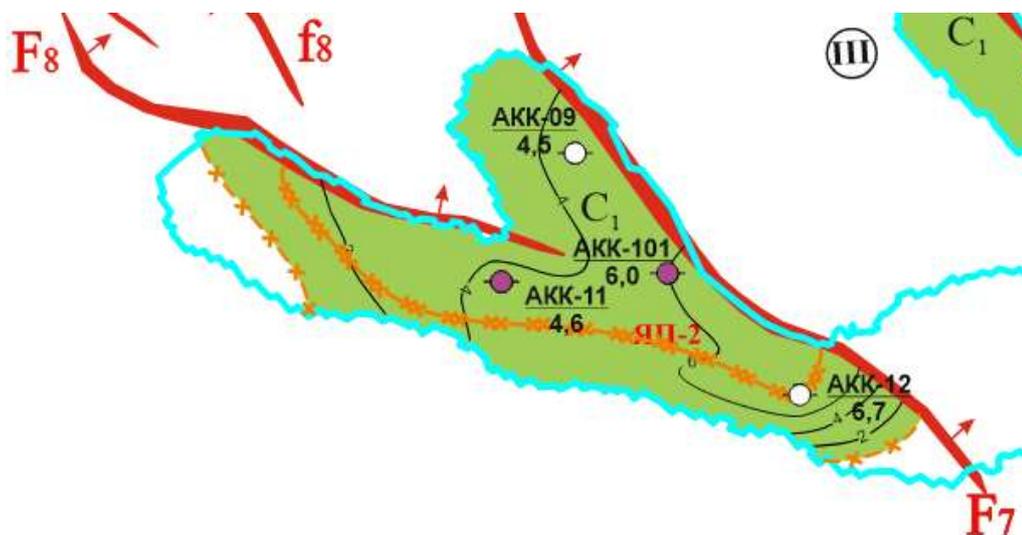


Рисунок 11.1 – Опытный участок по закачке воды в районе ЯП-2

## 12 РАСЧЕТ СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

После окончания разработки 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.

В настоящее время ТОО «ТетисАралГаз» производит отчисления в ликвидационный фонд согласно п. 3 раздела 18 Контракта №3496 от 23 декабря 2009 года на добычу газа на месторождении Аккулковское в Актюбинской области Республики Казахстан, в размере 1% от общего объема эксплуатационных затрат на добычу.

К отношениям по разрешениям и лицензиям на недропользование по углеводородам, выданным, а также по контрактам на недропользование по углеводородам, заключенным до введения в действие Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» по истечении тридцати шести месяцев со дня введения в действие настоящего Кодекса, согласно пунктам 8 и 9 статьи 126:

- п.8 «Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательств по ликвидации последствий добычи, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов»;
- п.9 «Сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе

рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки».

Согласно контрактным обязательствам, расчет ликвидационных отчислений по месторождению рассчитываются как 1% от общих затрат на добычу газа, что составляют 58 955,0 тыс.тенге. В таблице 12.1. представлен соответствующий расчет.

**Таблица 12.1 - Расчет ликвидационных отчислений 2 рекомендуемого варианта разработки месторождения Аккулковское**

Год	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге (1% от затрат на добычу)
2024	3 258,93
2025	4 555,40
2026	6 637,29
2027	8 954,12
2028	3 955,88
2029	4 261,12
2030	4 120,79
2031	3 821,58
2032	3 965,67
2033	3 948,30
2034	3 880,50
2035	3 830,43
2036	3 765,00
<b>Всего</b>	<b>58 955,00</b>

На депозитном счете находится на момент расчета 9 897 030 тенге. Таким образом, на основании произведенных расчетов, остаточная стоимость проектных отчислений в ликвидационный фонд составляет 49 057,97 тыс.тенге по рекомендуемому варианту

В таблице 12.2 представлены проектные ликвидационные отчисления по 2 рекомендуемому варианту.

**Таблица 12.2 - Расчет суммы проектных отчислений в ликвидационный фонд 2 рекомендуемого варианта разработки месторождения Аккулковское**

№ п/п	Наименование	Ед.измерения	Показатель
1	2	3	4
1	Ликвидационные отчисления в ликвидационный фонд	тыс.тенге	58 955,00
2	На депозитном счете на момент расчета	тыс.тенге	9 897,03
3	<b>Остаточная стоимость проектных отчислений в ликвидационный фонд</b>	тыс.тенге	<b>49 057,97</b>
4	Суммарная добыча газа	млн.м <sup>3</sup>	587,43
5	Удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд	тенге/млн.м <sup>3</sup>	83,51

В таблице 12.3 представлены ликвидационные отчисления по годам по рекомендуемому варианту.

**Таблица 12.3 - Расчет суммы проектных отчислений в ликвидационный фонд 2 рекомендуемого варианта разработки месторождения Аккулковское по годам**

Год	Годовая добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	Удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге
1	2	3	4
2024	33,12	83,51	2 765,72
2025	80,17	83,51	6 695,29
2026	69,37	83,51	5 793,30
2027	65,95	83,51	5 507,89
2028	61,25	83,51	5 115,01
2029	53,27	83,51	4 449,14
2030	45,69	83,51	3 815,33
2031	39,79	83,51	3 322,95
2032	35,33	83,51	2 950,13
2033	32,31	83,51	2 698,28
2034	27,74	83,51	2 317,00
2035	23,85	83,51	1 992,14
2036	19,59	83,51	1 635,79
<b>Итого 2024-2036</b>	<b>587,43</b>		<b>49 057,97</b>

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

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Кодекс Республики Казахстан о Недрах и Недропользовании от 27.12.2017 года № 125-VI с изменениями и дополнениями от 28.12.2023 г. № 52-VIII.
2. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 28 июня 2018 года № 17131).
3. «Методические рекомендации по составлению проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений» (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года №329).
4. Акчулаков У. «Проект разведки на Аккулковской нефтегазоносной площади». ТОО «Центр Консалтинг», г. Алматы, 2007 г.
5. «Проект на проведение геологоразведочных работ на площади Аккулковская», согласованного в ТУ «Запказнедра» 06.11.2008 г. (протокол № 306/2008). АО «АктюбНИГРИ», 2008 г.
6. «Оперативный подсчёт запасов газа Аккулковского месторождения по состоянию на 01.09.2008 г., утвержденный ГКЗ РК31.10.2008 г. (протокол № 757-08-П). ТОО «Центр Консалтинг», 2008 г.
7. «Проект опытно-промышленной эксплуатации газового месторождения Аккулковское (по состоянию на 31.10.2008 г.)», утвержденный ЦКР РК 01.10.2009 г. (протокол № 59). АО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2009 г.
8. Герштанский О.С., Апакаев Ж.А., Дружинина О.Н. и др. Авторский надзор за реализацией проекта опытно-промышленной эксплуатации газового месторождения Аккулковское (по состоянию на 01.11.2011г.), НИПИнефтегаз, Актау, 2011 г.
9. Акчулаков У., Калмагамбетов Ж.К., Товасарова М. Отчет «Комплексная интерпретация 3D сейсмических и скважинных данных на Аккулковской нефтегазоносной площади». ТОО «АкАй Консалтинг», г. Алматы, 2014 г.
10. Акчулаков У.А., и др. Отчет «Подсчет запасов свободного газа месторождения Аккулковское по состоянию на 01.05.2014 г.», г. Актау, 2014 г.
11. Акчулаков У.А., и др. Проект промышленной разработки газового месторождения Аккулковское по состоянию на 01.01.2015г., г. Алматы, 2015 г.
12. Авторский надзор за реализацией проекта промышленной разработки газового месторождения Аккулковское (по состоянию на 01.12.2015 г.), г. Алматы, 2016 г.

13. Авторский надзор за реализацией проекта промышленной разработки газового месторождения Аккулковское (по состоянию на 01.01.2017 г.), г. Алматы, 2017 г.
14. Пересчет запасов свободного газа месторождения Аккулковское Актюбинской области Республики Казахстан по состоянию на 02.01.2018 г., г. Атырау, 2018 г.
15. Проект разработки газового месторождения Аккулковское, г. Атырау, 2018 г.
16. Пересчет запасов газа месторождения Аккулковское Актюбинской области РК по состоянию на 02.01.2023 г., ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ», г. Актау, 2023 г.
17. Коротаев Ю.П. Эксплуатация газовых месторождений. Недра, г. Москва, 1975 г.
18. «Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин» под ред. Алиева З.С., Зотова Г.А., Москва, Недра, 1980 г.
19. Постановление Правительства Республики Казахстан от 8 ноября 2010 года №1174 Об утверждении Правил выдачи разрешений на сжигание в факелах попутного и (или) природного газа.
20. РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. МЭ РФ, М, 2001.
21. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Москва, Недра, 1979 г.
22. Б.В Дегтярев «Борьба с гидратообразованиями при эксплуатации газовых скважин в северных районах». «Недра», Москва, 1976.

**ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ**

Приложение 1 - Месторождение Аккулковское. Результаты газодинамических исследований

№№ скважин	Яркое пятно	Дата	Вид исслед.	Интервал перфорации, м	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Проницаемость ПЗП, мкм <sup>2</sup>	Глубина замера, м	Дебит	штуцер	Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	Скин-фактор	Температура, °С	Газопроводимость ПЗП, мкм <sup>2</sup> *м/(МПа*с)	А, [МПа <sup>2</sup> ]/[тыс,м <sup>3</sup> /с*ут]	В, [МПа <sup>2</sup> ]/[тыс,м <sup>3</sup> /с*ут] <sup>2</sup>	Абсолютный свободный дебит, тыс,м <sup>3</sup> /сут	Продуктивность скважины, (тыс.м <sup>3</sup> /с*ут)/МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
<b>I объект разработки</b>																		
АКК-16	ЯП-10	24-25.11.2018	КВД	568-576	1,65	1,17	0,280	572				-1,64	31,0					12,2
АКК-04	ЯП-3	01-02.12.2018	КВД	434-446	1,50	1,35	0,121	446	10,1			-2,0	27,1					6,5
АКК-11	ЯП-2	02-03.12.2018	Рпл	514-521	2,24			515,7					31,0					
АКК-04	ЯП-3	12.09.2020	Рзаб	434-446		1,29		434	23,8	12			26,7					
АКК-11	ЯП-2	12.09.2020	Рзаб	514-521		2,11		514	7,0	6			30,8					
АКК-26	ЯП-8	13.09.2020	Рзаб	467,5-470,6		1,10		467,5	32,3	14			24,0					
АКК-16	ЯП-10	19.09.2020	Рзаб	568-576		1,35		568	29,2	12			30,9					
АКК-101	ЯП-2	19-22.09.2020	МУО+КВД	516-525	2,17	1,97	0,22261	516	30,5	10	1180,64	-0,457	32,41	116,78	0,0250803	0,00005	142,6	172,73
	1,89					41,4			12									
	1,79					53,3			14									
АКК-24	ЯП-9	15-17.10.2020	КВД	494-500, 636-638	2,28	1,27	0,06355	494	10,1	14	309,24	-1,43	27,28	17,15	0,156	0,0202	12,67	29,28
АКК-24	ЯП-9	15-17.10.2020	Рпл	494-500, 636-638	1,94								27,3					
АКД-12	ЯП-10	18-24.05.2021	МУО+КВД	588,3-593	4,05	3,94	0,10643	588	22,3	6	1050,77	-0,667	34,0	65,55	0,0375886	0,0001	261,81	215,37
	3,88					33,7			8									
	3,72					59,4			10									
АКК-16	ЯП-10	30.05.2021	Рзаб	568-576		1,32		568	47,6	16			30,9					
АКК-11	ЯП-2	30.05.2021	Рпл	514-521	1,76			493,5		20			29,8					
АКК-26	ЯП-8	05-07.06.2021	Рпл/Рзаб	467,5-470,6	2,20	1,02		467,5	55,4	18			25,4					
АКК-26	ЯП-8	05-07.06.2021	КВД	467,5-470,6	2,48	1,05	0,029				302,56	-1,06	25,37	6,32	0,4152	0,0134	10,95	11,95
АКК-24	ЯП-9	07.06.2021	Рзаб	494-500		1,30		494	68,6	18			27,0					
АКК-101	ЯП-2	10.06.2021	Рзаб	516-525		1,33		516	67,7	18			30,2					
АКК-04	ЯП-3	11.06.2021	Рзаб	434-446		1,13		434	25,5	12			26,5					
АКК-28	ЯП-10	30.08-03.09.2021	МУО+КВД	573-576	4,97	4,81	0,0751	570,5	18,3	5	803,22	-0,767	32,8	29,8	0,08148	0,0002	203,7	122,02
						4,64			35,5	8								
						4,39			58,5	10								
АКК-21	ЯП-10	31.12.2021-5.01.2022	МУО+КВД	578,4-583,3	2,40	2,28	0,20219	578,4	12,96	6	896,66	-0,852	32,2	83,97	0,0352192	0,00027	95,16	136,41
						2,24			18,72	8								
						2,11			30,24	10								

Продолжение приложения 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
АКК-11	ЯП-2	08.12.2022	Рпл	514-521	1,42			494					30,63					
АКК-04	ЯП-3	12.12.2022	КВД	434-446	1,51	1,26	0,264	434	16,55	12	1082,09	-1,62	31,40	111,67	0,0279	0,0009	37,21	108,59
АКК-16	ЯП-10	21.12.2022	КВД	568-576	1,65	1,50	0,314	568	14,26	12	1064,8	-2,86	37,81	142,97	0,0213	0,00077	46,98	154,6
АКК-21	ЯП-10	19.12.2022	Рзаб	578,4-583,3		2,34		578,4					32,7					
АКК-04	ЯП-3	31.01.2023	Рпл	434-446	1,29					12								
АКК-11	ЯП-2	31.01.2023	Рпл	514-521	0,39					6								
АКК-16	ЯП-10	31.01.2023	Рпл	568-576	1,27					12								
АКК-24	ЯП-9	31.01.2023	Рпл	494-500	1,53					14								
АКК-26	ЯП-8	31.01.2023	Рпл	467,5-470,6	1,96					14								
АКК-101	ЯП-2	31.01.2023	Рпл	516-525	1,26					12								
АКК-04	ЯП-3	28.02.2023	Рпл	434-446	1,43					12								
АКК-11	ЯП-2	28.02.2023	Рпл	514-521	0,38					6								
АКК-16	ЯП-10	28.02.2023	Рпл	568-576	1,03					12								
АКК-24	ЯП-9	28.02.2023	Рпл	494-500	1,63					14								
АКК-26	ЯП-8	28.02.2023	Рпл	467,5-470,6	2,15					14								
АКК-101	ЯП-2	28.02.2023	Рпл	516-525	1,30					12								
АКК-04	ЯП-3	31.03.2023	Рпл	434-446	1,39					12								
АКК-11	ЯП-2	31.03.2023	Рпл	514-521	0,39					6								
АКК-16	ЯП-10	31.03.2023	Рпл	568-576	0,92					12								
АКК-24	ЯП-9	31.03.2023	Рпл	494-500	1,62					14								
АКК-26	ЯП-8	31.03.2023	Рпл	467,5-470,6	2,18					14								
АКК-101	ЯП-2	31.03.2023	Рпл	516-525	1,30					12								
АКК-04	ЯП-3	30.04.2023	Рпл	434-446	1,39					12								
АКК-11	ЯП-2	30.04.2023	Рпл	514-521	0,39					6								
АКК-16	ЯП-10	30.04.2023	Рпл	568-576	0,73					12								
АКК-24	ЯП-9	30.04.2023	Рпл	494-500	1,63					14								
АКК-26	ЯП-8	30.04.2023	Рпл	467,5-470,6	2,22					14								
АКК-101	ЯП-2	30.04.2023	Рпл	516-525	1,32					12								
АКК-04	ЯП-3	31.05.2023	Рпл	434-446	1,40					12								
АКК-11	ЯП-2	31.05.2023	Рпл	514-521	0,39					6								
АКК-16	ЯП-10	31.05.2023	Рпл	568-576	0,76					12								
АКК-24	ЯП-9	31.05.2023	Рпл	494-500	1,67					14								
АКК-26	ЯП-8	31.05.2023	Рпл	467,5-470,6	2,25					14								
АКК-101	ЯП-2	31.05.2023	Рпл	516-525	1,33					12								
АКК-04	ЯП-3	30.06.2023	Рпл	434-446	1,40					12								
АКК-11	ЯП-2	30.06.2023	Рпл	514-521	0,39					6								

Продолжение приложения 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
АКК-16	ЯП-10	30.06.2023	РПЛ	568-576	0,78					12								
АКК-24	ЯП-9	30.06.2023	РПЛ	494-500	1,72					14								
АКК-26	ЯП-8	30.06.2023	РПЛ	467,5-470,6	2,27					14								
АКК-101	ЯП-2	30.06.2023	РПЛ	516-525	1,35					12								
АКК-04	ЯП-3	31.07.2023	РПЛ	434-446	1,40					12								
АКК-11	ЯП-2	31.07.2023	РПЛ	514-521	0,39					6								
АКК-16	ЯП-10	31.07.2023	РПЛ	568-576	0,83					12								
АКК-24	ЯП-9	31.07.2023	РПЛ	494-500	1,72					14								
АКК-26	ЯП-8	31.07.2023	РПЛ	467,5-470,6	2,27					14								
АКК-101	ЯП-2	31.07.2023	РПЛ	516-525	1,36					12								
АКК-04	ЯП-3	31.08.2023	РПЛ	434-446	1,40					12								
АКК-11	ЯП-2	31.08.2023	РПЛ	514-521	0,39					6								
АКК-16	ЯП-10	31.08.2023	РПЛ	568-576	0,87					12								
АКК-24	ЯП-9	31.08.2023	РПЛ	494-500	1,73					14								
АКК-26	ЯП-8	31.08.2023	РПЛ	467,5-470,6	2,29					14								
АКК-101	ЯП-2	31.08.2023	РПЛ	516-525	1,37					12								
АКК-04	ЯП-3	30.09.2023	РПЛ	434-446	1,40					12								
АКК-11	ЯП-2	30.09.2023	РПЛ	514-521	0,39					6								
АКК-16	ЯП-10	30.09.2023	РПЛ	568-576	0,87					12								
АКК-24	ЯП-9	30.09.2023	РПЛ	494-500	1,75					14								
АКК-26	ЯП-8	30.09.2023	РПЛ	467,5-470,6	2,32					14								
АКК-101	ЯП-2	30.09.2023	РПЛ	516-525	1,40					12								
АКК-04	ЯП-3	31.10.2023	РПЛ	434-446	1,40					12								
АКК-11	ЯП-2	31.10.2023	РПЛ	514-521	0,39					6								
АКК-16	ЯП-10	31.10.2023	РПЛ	568-576	0,87					12								
АКК-24	ЯП-9	31.10.2023	РПЛ	494-500	1,75					14								
АКК-26	ЯП-8	31.10.2023	РПЛ	467,5-470,6	2,32					14								
АКК-101	ЯП-2	31.10.2023	РПЛ	516-525	1,41					12								
АКК-04	ЯП-3	30.11.2023	РПЛ	434-446	1,40					12								
АКК-11	ЯП-2	30.11.2023	РПЛ	514-521	0,39					6								
АКК-16	ЯП-10	30.11.2023	РПЛ	568-576	0,90					12								
АКК-24	ЯП-9	30.11.2023	РПЛ	494-500	1,75					14								
АКК-26	ЯП-8	30.11.2023	РПЛ	467,5-470,6	2,32					14								
АКК-101	ЯП-2	30.11.2023	РПЛ	516-525	1,43					12								
АКК-04	ЯП-3	31.12.2023	РПЛ	434-446	1,40					12								
АКК-11	ЯП-2	31.12.2023	РПЛ	514-521	0,39					6								

Продолжение приложения 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
АКК-16	ЯП-10	31.12.2023	РПЛ	568-576	1,41					12								
АКК-24	ЯП-9	31.12.2023	РПЛ	494-500	1,75					14								
АКК-26	ЯП-8	31.12.2023	РПЛ	467,5-470,6	2,32					14								
АКК-101	ЯП-2	31.12.2023	РПЛ	516-525	1,43					12								
<b>II объект разработки</b>																		
АКК-15	ЯП-29	30.11.2018	Рзаб	546-552		1,43		550						32,9				
АКК-20	ЯП-25	01.12.2018	Рзаб	562,4-564,2, 568-573		1,84		562,2						29,9				
АКК-17	ЯП-28	04.12.2018	КВД	547,4-550	1,79	1,72	0,101	546,4	2,6			-0,7	32,4					3,6
АКК-100	ЯП-29	11-15.09.2020	МУО+ КВД	551-554	2,36	2,0	0,05917	434	10,6	6	92,94	-2,43	33,34	72,52	0,0347	0,004	33,18	135,86
	1,9					17,5			8									
	1,8					26,8			10									
АКК-15	ЯП-29	14.09.2020	Рзаб	546-552		2,14		546	7,8	6			32,5					
АКК-22	ЯП-26	14.09.2020	Рзаб	523,5-526		1,21		523,5	15,7	10			29,8					
АКК-20	ЯП-25	19.09.2020	Рзаб	562,4-564,3		1,22		560	6,5	6			30,5					
АКК-23	ЯП-24	19.09.2020	Рзаб	537,3-540,3		2,76		537,3	11,5	6			32,6					
АКК-20	ЯП-25	01-03.06.2021	РПЛ /Рзаб	562,4-564,3	2,15	1,22		560	43,3	16			30,9					
АКК-20	ЯП-25	01-03.06.2021	КВД	562,4-564,3	2,49	1,23	0,0079	560	1,8		42,22	-1,34	30,92	1,65	1,41	0,685	2,15	1,65
АКК-15	ЯП-29	04.06.2021	Рзаб	546-552		1,99		546	67,7	18			32,7					
АКК-22	ЯП-26	08-10.06.2021	РПЛ /Рзаб	523,5-526	1,21	1,12		523,5	52,0	18			30,2					
АКК-22	ЯП-26	08-10.06.2021	КВД	523,5-526	1,34	1,22	0,142	523,5	2,3	10	588,03	-1,25	30,16	33,68	0,085	0,0186	7,77	31,51
АКК-22	ЯП-26	22.12.2022	РПЛ	523,5-526	0,98			523,5					36,4					
АКК-23	ЯП-24	08.12.2022	Рзаб	537,3-540,3		3,00		537	9,7				34,10					
АКК-15	ЯП-29	20.12.2022	Рзаб	546-552		2,12		548	8,3				33,42					
АКК-100	ЯП-29	20.12.2022	РПЛ	551-554	1,62			450					28,2					
АКК-20	ЯП-25	22.12.2022	РПЛ	562,4-564,3	2,15			560					38,2					
АКК-20	ЯП-25	31.01.2023	РПЛ	562,4-564,3	2,04					6								
АКК-23	ЯП-24	31.01.2023	РПЛ	537,3-540,3	2,75					4								
АКК-15	ЯП-29	31.01.2023	РПЛ	546-552	2,11					6								
АКК-22	ЯП-26	31.01.2023	РПЛ	523,5-526	1,05					10								
АКК-100	ЯП-29	31.01.2023	РПЛ	551-554	0,50					6								
АКК-20	ЯП-25	28.02.2023	РПЛ	562,4-564,3	2,04					6								
АКК-23	ЯП-24	28.02.2023	РПЛ	537,3-540,3	3,10					4								

## Продолжение приложения 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
АКК-15	ЯП-29	28.02.2023	РПЛ	546-552	2,26					6								
АКК-22	ЯП-26	28.02.2023	РПЛ	523,5-526	1,09					10								
АКК-100	ЯП-29	28.02.2023	РПЛ	551-554	0,39					6								
АКК-20	ЯП-25	31.03.2023	РПЛ	562,4-564,3	2,09					6								
АКК-23	ЯП-24	31.03.2023	РПЛ	537,3-540,3	3,10					4								
АКК-15	ЯП-29	31.03.2023	РПЛ	546-552	2,27					6								
АКК-22	ЯП-26	31.03.2023	РПЛ	523,5-526	1,10					10								
АКК-100	ЯП-29	31.03.2023	РПЛ	551-554	0,39					6								
АКК-20	ЯП-25	30.04.2023	РПЛ	562,4-564,3	2,16					6								
АКК-23	ЯП-24	30.04.2023	РПЛ	537,3-540,3	3,11					4								
АКК-15	ЯП-29	30.04.2023	РПЛ	546-552	2,30					6								
АКК-22	ЯП-26	30.04.2023	РПЛ	523,5-526	1,12					10								
АКК-100	ЯП-29	30.04.2023	РПЛ	551-554	0,39					6								
АКК-20	ЯП-25	31.05.2023	РПЛ	562,4-564,3	2,16					6								
АКК-23	ЯП-24	31.05.2023	РПЛ	537,3-540,3	3,11					4								
АКК-15	ЯП-29	31.05.2023	РПЛ	546-552	2,31					6								
АКК-22	ЯП-26	31.05.2023	РПЛ	523,5-526	1,12					10								
АКК-100	ЯП-29	31.05.2023	РПЛ	551-554	0,39					6								
АКК-20	ЯП-25	30.06.2023	РПЛ	562,4-564,3	2,18					6								
АКК-23	ЯП-24	30.06.2023	РПЛ	537,3-540,3	3,12					4								
АКК-15	ЯП-29	30.06.2023	РПЛ	546-552	2,34					6								
АКК-22	ЯП-26	30.06.2023	РПЛ	523,5-526	1,15					10								
АКК-100	ЯП-29	30.06.2023	РПЛ	551-554	0,39					6								
АКК-20	ЯП-25	31.07.2023	РПЛ	562,4-564,3	2,18					6								
АКК-23	ЯП-24	31.07.2023	РПЛ	537,3-540,3	3,12					4								
АКК-15	ЯП-29	31.07.2023	РПЛ	546-552	2,35					6								
АКК-22	ЯП-26	31.07.2023	РПЛ	523,5-526	1,15					10								
АКК-100	ЯП-29	31.07.2023	РПЛ	551-554	0,39					6								
АКК-20	ЯП-25	31.08.2023	РПЛ	562,4-564,3	2,18					6								
АКК-23	ЯП-24	31.08.2023	РПЛ	537,3-540,3	3,13					4								
АКК-15	ЯП-29	31.08.2023	РПЛ	546-552	2,37					6								
АКК-22	ЯП-26	31.08.2023	РПЛ	523,5-526	1,15					10								
АКК-100	ЯП-29	31.08.2023	РПЛ	551-554	0,39					6								
АКК-20	ЯП-25	30.09.2023	РПЛ	562,4-564,3	2,18					6								
АКК-23	ЯП-24	30.09.2023	РПЛ	537,3-540,3	3,13					4								

Продолжение приложения 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
АКК-15	ЯП-29	30.09.2023	РПЛ	546-552	2,37					6								
АКК-22	ЯП-26	30.09.2023	РПЛ	523,5-526	1,15					10								
АКК-100	ЯП-29	30.09.2023	РПЛ	551-554	0,39					6								
АКК-20	ЯП-25	31.10.2023	РПЛ	562,4-564,3	2,18					6								
АКК-23	ЯП-24	31.10.2023	РПЛ	537,3-540,3	3,13					4								
АКК-15	ЯП-29	31.10.2023	РПЛ	546-552	2,37					6								
АКК-22	ЯП-26	31.10.2023	РПЛ	523,5-526	1,15					10								
АКК-100	ЯП-29	31.10.2023	РПЛ	551-554	0,39					6								
АКК-20	ЯП-25	30.11.2023	РПЛ	562,4-564,3	2,18					6								
АКК-23	ЯП-24	30.11.2023	РПЛ	537,3-540,3	3,13					4								
АКК-15	ЯП-29	30.11.2023	РПЛ	546-552	2,45					6								
АКК-22	ЯП-26	30.11.2023	РПЛ	523,5-526	1,19					10								
АКК-100	ЯП-29	30.11.2023	РПЛ	551-554	0,39					6								
АКК-20	ЯП-25	31.12.2023	РПЛ	562,4-564,3	2,18					6								
АКК-23	ЯП-24	31.12.2023	РПЛ	537,3-540,3	3,13					4								
АКК-15	ЯП-29	31.12.2023	РПЛ	546-552	1,75					6								
АКК-22	ЯП-26	31.12.2023	РПЛ	523,5-526	1,20					10								
АКК-100	ЯП-29	31.12.2023	РПЛ	551-554	0,39					6								

Приложение 2 - Месторождение Аккулковское. Вариант 1. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Ввод скважин из разведочного фонда	Всего ввод скважин	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационный фонд скважин	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м.	Добыча природного газа, млн.м <sup>3</sup>	Накопленная добыча природного газа, млн.м <sup>3</sup>	Отбор от извлек запасов	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Средний дебит скважин по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	9	3	12	0	24	12	63,8	33,12	694,93	55,6	0,449	2,7	9,4
2025	0	8	0	8	0	24	20	63,8	80,17	775,10	62,1	0,501	6,4	11,4
2026	0	0	0	0	0	24	20	63,8	67,74	842,84	67,5	0,545	5,4	9,8
2027	0	0	0	0	0	24	20	63,8	57,12	899,96	72,1	0,582	4,6	8,8
2028	0	0	0	0	0	24	20	63,8	54,10	954,06	76,4	0,617	4,3	8,2
2029	0	0	0	0	1	24	19	63,8	47,85	1001,91	80,2	0,648	3,8	7,2
2030	0	0	0	0	0	24	19	63,8	40,80	1042,71	83,5	0,674	3,3	6,4
2031	0	0	0	0	1	24	18	63,8	35,36	1078,07	86,3	0,697	2,8	5,5
2032	0	0	0	0	0	24	18	63,8	30,32	1108,39	88,7	0,716	2,4	5,0
2033	0	0	0	0	0	24	18	63,8	27,76	1136,15	91,0	0,734	2,2	4,6
2034	0	0	0	0	2	24	16	63,8	23,69	1159,84	92,9	0,750	1,9	3,9
2035	0	0	0	0	0	24	16	63,8	19,46	1179,31	94,4	0,762	1,6	3,6
2036	0	0	0	0	0	24	16	63,8	17,70	1197,01	95,8	0,774	1,4	3,2

**Приложение 3 - Месторождение Аккулковское. Объект I. Вариант 1. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа**

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Ввод скважин из разведочного фонда	Всего ввод скважин	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационный фонд скважин	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м.	Добыча природного газа, млн.м <sup>3</sup>	Накопленная добыча природного газа, млн.м <sup>3</sup>	Отбор от извлеч. запасов	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Средний дебит скважин по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Руст, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2024	0	5	3	8	0	0	0	14	8	2,5	23,05	479,40	58,3	0,485	2,8	12,4	1,75	1,15	1,04
2025	0	2	0	2	0	0	0	14	10	2,5	37,87	517,27	62,9	0,524	4,6	10,7	1,62	1,02	0,92
2026	0	0	0	0	0	0	0	14	10	2,5	33,63	550,90	67,0	0,558	4,1	10,1	1,51	0,91	0,83
2027	0	0	0	0	0	0	0	14	10	2,5	30,14	581,04	70,7	0,588	3,7	9,5	1,42	0,82	0,74
2028	0	0	0	0	0	0	0	14	10	2,5	30,95	611,99	74,5	0,619	3,8	9,0	1,34	0,74	0,66
2029	0	0	0	0	1	0	1	15	10	2,7	30,03	642,02	78,1	0,650	3,7	8,7	1,26	0,66	0,59
2030	0	0	0	0	0	0	0	15	10	2,7	27,51	669,53	81,5	0,678	3,3	7,9	1,14	0,54	0,48
2031	0	0	0	0	0	0	1	15	9	2,7	25,10	694,63	84,5	0,703	3,1	7,0	1,04	0,44	0,39
2032	0	0	0	0	0	0	0	15	9	2,7	21,32	715,95	87,1	0,725	2,6	6,6	0,95	0,35	0,31
2033	0	0	0	0	0	0	0	15	9	2,7	19,68	735,63	89,5	0,745	2,4	6,1	0,88	0,28	0,24
2034	0	0	0	0	0	0	0	15	9	2,7	16,12	751,75	91,5	0,761	2,0	5,0	0,82	0,22	0,19
2035	0	0	0	0	0	0	0	15	9	2,7	13,87	765,62	93,1	0,775	1,7	4,3	0,77	0,17	0,15
2036	0	0	0	0	0	0	0	15	9	2,7	12,25	777,87	94,6	0,787	1,5	3,8	0,75	0,15	0,12

**Приложение 4 - Месторождение Аккулковское. Объект II. Вариант 1. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа**

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Ввод скважин из разведочного фонда	Всего ввод скважин	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Выбытие скважин	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационный фонд скважин	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м.	Добыча природного газа, млн.м <sup>3</sup>	Накопленная добыча природного газа, млн.м <sup>3</sup>	Отбор от извлеч. запасов	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Средний дебит скважин по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут	Рпл, МПа	Рзб, МПа	Руст, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2024	0	4	0	4	0	0	0	10	4	2,8	10,06	215,53	50,5	0,386	2,4	7,3	1,95	1,45	1,32
2025	0	6	0	6	0	0	0	10	10	2,8	42,30	257,83	60,4	0,461	9,9	12,4	1,87	1,37	1,24
2026	0	0	0	0	0	0	0	10	10	2,8	34,11	291,94	68,4	0,522	8,0	9,7	1,81	1,31	1,20
2027	0	0	0	0	0	0	0	10	10	2,8	26,98	318,92	74,7	0,571	6,3	8,0	1,59	1,09	0,99
2028	0	0	0	0	0	0	0	10	10	2,8	23,15	342,07	80,1	0,612	5,4	6,6	1,37	0,87	0,80
2029	0	0	0	0	0	1	0	10	9	2,8	17,82	359,89	84,3	0,644	4,2	5,6	1,19	0,69	0,63
2030	0	0	0	0	0	0	0	10	9	2,8	13,29	373,18	87,4	0,668	3,1	4,2	1,04	0,54	0,50
2031	0	0	0	0	0	0	0	10	9	2,8	10,26	383,44	89,8	0,686	2,4	3,3	0,94	0,44	0,40
2032	0	0	0	0	0	0	0	10	9	2,8	9,00	392,44	91,9	0,702	2,1	2,9	0,85	0,35	0,32
2033	0	0	0	0	0	0	0	10	9	2,8	8,08	400,52	93,8	0,716	1,9	2,6	0,78	0,28	0,25
2034	0	0	0	0	0	0	2	10	7	2,8	7,57	408,09	95,6	0,730	1,8	3,1	0,73	0,23	0,21
2035	0	0	0	0	0	0	0	10	7	2,8	5,60	413,69	96,9	0,740	1,3	2,3	0,70	0,20	0,18
2036	0	0	0	0	0	0	0	10	7	2,8	5,45	419,14	98,2	0,750	1,3	2,2	0,68	0,18	0,16

Приложение 5 - Расчет дохода от продажи продукции в тыс.тенге по 1 варианту

Год	Объем добычи природного газа, млн.м <sup>3</sup>	Расчет дохода от продажи природного газа			Общий доход предприятия (без НДС), тыс.тенге/тыс.м <sup>3</sup>
		Объем продажи, млн.м <sup>3</sup>		Цена реализации газа на внутренний рынок, тенге/тыс.м <sup>3</sup>	
		всего, млн.м <sup>3</sup>	на внутренний рынок, млн.м <sup>3</sup>		
1	2	3	4	5	6
2024	33,1	33,1	33,1	24 579	813 808
2025	80,2	80,2	80,2	24 824	1 989 773
2026	67,7	67,7	67,7	25 073	1 698 117
2027	57,1	57,1	57,1	25 323	1 446 097
2028	54,1	54,1	54,1	25 577	1 383 469
2029	47,8	47,8	47,8	25 832	1 235 782
2030	40,8	40,8	40,8	26 091	1 064 311
2031	35,4	35,4	35,4	26 352	931 595
2032	30,3	30,3	30,3	26 615	806 842
2033	27,8	27,8	27,8	26 881	746 058
2034	23,7	23,7	23,7	27 150	643 170
2035	19,5	19,5	19,5	27 422	533 619
2036	17,7	17,7	17,7	27 696	490 134
Итого 2024-2036	535,2	535,1	535,1		13 782 775
2037	7,9	7,9	7,9	27 973	220 997
2038	5,8	5,8	5,8	28 252	163 023
Итого 2024-2038	548,9	548,8	548,8		14 166 794,6

Приложение 6 - Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по 1 варианту

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы, тыс.тенге	Стоимость всего, тыс.тенге	Распределение капитальных вложений по годам строительства														
						2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
<b>I</b>	<b>Строительство скважин (подземное строительство)</b>																			
1	Бурение вертикальной газовой скважины	т.тенге	0	225 000	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Расконсервация скважин	т.тенге	17	16 430	279 302	147 866	131 436	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Перевод из разведочного фонда	т.тенге	3	16 430	49 289	49 289	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	КРС и очистка ПЗС	т.тенге	12	200	2 400	2 400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Перевод с других горизонтов	т.тенге	1	16 430	16 430	-	-	-	-	-	16 430	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Выбытие скважин (физическая ликвидация скважин)	т.тенге	4	10 638	42 552	-	-	-	-	-	10 638	-	10 638	-	-	21 276	-	-	-	-
	<b>Итого подземное строительство скважин</b>				<b>389 972</b>	<b>199 554</b>	<b>131 436</b>	-	-	-	<b>27 068</b>	-	<b>10 638</b>	-	-	<b>21 276</b>	-	-	-	-
	<b>Итого подземное строительство скважин с учетом инфляции</b>				<b>401 658</b>	<b>199 554</b>	<b>134 065</b>	-	-	-	<b>29 885</b>	-	<b>12 220</b>	-	-	<b>25 935</b>	-	-	-	-
<b>II</b>	<b>Надземное строительство и инфраструктура</b>																			-
1	Обустройство площадки устья скважин с учетом закупа оборудования	т.тенге	0	112 600	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Освоение скважин	т.тенге	0	16 565	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Компрессор для ДКС	т.тенге	1	150 597	150 597	-	-	150 597	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Строительство шлейфа (газопровод)	т.тенге	20	20 538	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Запорное оборудования (задвижки, клапана отсекатели) для обвязки устья скважин	т.тенге	1	10 000	10 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10 000	-	-	-	-
6	Прочие затраты (освоение)	т.тенге		15 062	45 185	-	-	15 062	30 123	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>Итого надземное строительство</b>				<b>205 782</b>	-	-	<b>165 659</b>	<b>30 123</b>	-	-	-	-	-	-	<b>10 000</b>	-	-	-	-
	<b>Итого надземное строительство с учетом инфляции</b>				<b>216 508</b>	-	-	<b>172 351</b>	<b>31 967</b>	-	-	-	-	-	-	<b>12 190</b>	-	-	-	-
<b>III</b>	<b>ПИР</b>	т.тенге		8 000	8 000	8 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>Всего строительство скважин</b>	т.тенге			<b>603 753</b>	<b>207 554</b>	<b>131 436</b>	<b>165 659</b>	<b>30 123</b>	-	<b>27 068</b>	-	<b>10 638</b>	-	-	<b>31 276</b>	-	-	-	-
	<b>Всего строительство скважин в ценах с учетом инфляции</b>	т.тенге			<b>626 166</b>	<b>207 554</b>	<b>134 065</b>	<b>172 351</b>	<b>31 967</b>	-	<b>29 885</b>	-	<b>12 220</b>	-	-	<b>38 125</b>	-	-	-	-

Приложение 7 - Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции в 1 варианте, тыс.тенге

Год	Расходы, относимые на себестоимость продукции											Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость 1 тн.нефти
	Сырье и материалы	Затраты на текущий ремонт	ГСМ	Энергия	Работа и услуги сервисных компаний	Затраты на ТБ и ООС	ФОТ ППП	Геолого-технические мероприятия	Другие производственные затраты	НИО КР	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество	НДПИ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2024	23 218	52 506	5 127	7 451	31 549	19 016	148 649	162 576	33 300	12 394	55 785	30 441	15 680	4 069	50 190	601 762	18 171
2025	57 331	52 656	80 160	22 538	77 902	46 954	151 622	162 576	33 300	8 138	181 464	31 050	16 463	9 949	57 462	932 104	11 627
2026	49 412	52 809	10 911	15 242	67 141	40 469	154 655	164 028	33 300	19 898	170 114	31 671	16 125	8 491	56 286	834 264	12 315
2027	42 496	52 965	9 384	12 851	57 743	34 804	157 748	165 508	33 300	16 981	165 889	32 304	15 137	7 230	54 671	804 340	14 082
2028	41 058	53 125	9 066	12 173	10 789	33 626	160 903	167 018	33 300	14 461	161 102	32 950	12 924	6 917	52 792	749 413	13 852
2029	37 038	53 287	8 179	10 766	50 327	30 334	164 121	168 559	33 300	13 835	139 161	33 609	10 896	6 179	50 684	759 590	15 875
2030	32 215	53 453	7 113	9 180	43 773	26 384	167 403	170 130	33 300	12 358	120 347	34 281	9 174	5 322	48 777	724 433	17 755
2031	28 477	53 622	6 288	7 956	18 444	23 322	170 751	171 732	33 300	10 643	101 348	34 967	7 603	4 658	47 228	673 111	19 036
2032	24 907	53 794	5 500	6 822	33 844	20 399	174 166	173 367	33 300	9 316	86 491	35 666	6 286	4 034	45 986	667 894	22 027
2033	23 259	53 970	5 136	6 246	31 604	19 049	177 650	175 034	33 300	8 068	77 673	36 379	5 055	3 730	45 164	656 155	23 637
2034	20 250	54 150	4 471	5 331	27 516	16 585	181 203	176 735	14 850	7 461	63 862	37 107	4 279	3 216	44 602	617 015	26 041
2035	16 967	13 833	3 747	4 379	23 055	13 896	184 827	124 470	10 800	6 432	58 166	37 849	3 650	2 668	44 167	504 738	25 932
2036	15 739	9 519	3 475	3 983	21 386	12 890	188 523	87 989	10 800	5 336	51 627	38 606	2 826	2 451	43 883	455 151	25 714
<b>Итого 2024-2036</b>	<b>412 367</b>	<b>609 691</b>	<b>158 557</b>	<b>124 919</b>	<b>495 072</b>	<b>337 728</b>	<b>2 182 221</b>	<b>2 069 722</b>	<b>369 450</b>	<b>145 320</b>	<b>1 433 031</b>	<b>446 880</b>	<b>126 099</b>	<b>68 914</b>	<b>641 893</b>	<b>8 979 970</b>	<b>16 779</b>
2037	7 167	14 210	1 583	1 778	9 738	5 870	192 294	182 044	10 800	4 901	19 603	39 378	2 292	1 105	42 775	492 762	62 359
2038	5 339	14 404	1 179	1 299	7 255	4 373	196 140	183 885	10 800	2 210	13 807	40 166	2 042	815	43 023	483 712	83 812
<b>Итого 2024-2038</b>	<b>424 873</b>	<b>638 304</b>	<b>161 318</b>	<b>127 996</b>	<b>512 065</b>	<b>347 970</b>	<b>2 570 654</b>	<b>2 435 651</b>	<b>391 050</b>	<b>152 431</b>	<b>1 466 441</b>	<b>526 424</b>	<b>130 433</b>	<b>70 834</b>	<b>727 691</b>	<b>9 956 443</b>	<b>18 140</b>

Приложение 8 - Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода в 1 варианте, тыс.тенге

Год	Расходы периода				Налоги и отчисления, входящие в расходы периода		Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления в фонд ликвидации
	ФОТ АУП	Административные расходы (в год)	Другие административные расходы	Социальное развитие региона	Налоги и сборы, зависящие от ФОТ АУП	Плата в фонд экологии			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2024	34 570	2 025	585	13 500	7 079	5 320	63 079	6 909	3 994
2025	35 261	2 025	597	13 500	7 221	13 137	71 740	8 191	9 670
2026	35 966	2 025	609	13 500	7 365	11 322	70 787	7 603	8 171
2027	36 686	2 025	621	13 500	7 513	9 737	70 081	5 988	6 889
2028	37 419	2 025	633	13 500	7 663	9 408	70 648	5 211	6 526
2029	38 168	2 025	646	13 500	7 816	8 487	70 641	5 858	5 771
2030	38 931	2 025	659	13 500	7 972	7 382	70 469	5 430	4 921
2031	39 710	2 025	672	13 500	8 132	6 525	70 564	5 261	4 265
2032	40 504	2 025	685	13 500	8 294	5 707	70 716	5 261	3 657
2033	41 314	2 025	699	13 500	8 460	5 330	71 328	5 252	3 348
2034	42 140	2 025	713	13 500	8 630	4 640	71 648	5 392	2 858
2035	42 983	2 025	727	13 500	8 802	3 888	71 925	3 960	2 348
2036	43 843	2 025	742	13 500	8 978	3 606	72 694	3 543	2 135
<b>Итого 2024-2036</b>	<b>507 493</b>	<b>26 325</b>	<b>8 588</b>	<b>175 500</b>	<b>103 926</b>	<b>94 490</b>	<b>916 321</b>	<b>73 859</b>	<b>64 553</b>
2037	44 719	2 025	757	13 500	9 158	1 642	71 801	4 255	953
2038	45 614	2 025	772	13 500	9 341	612	71 863	4 247	696
<b>Итого 2024-2038</b>	<b>597 827</b>	<b>30 375</b>	<b>10 117</b>	<b>202 500</b>	<b>122 424</b>	<b>96 744</b>	<b>1 059 986</b>	<b>82 360</b>	<b>66 202</b>

Приложение 9 - Расчет бюджетной эффективности 1 варианта разработки, тыс. тенге

Год	ДОХОД ГОСУДАРСТВА, тыс.тенге											
	Социальный налог	ИПН	Налог на имущество	Аренда земельных участков	НДПИ на добычу нефти и газа	Прочие налоги и платежи в бюджет	КПН	НСП	Суммарный доход РК	Дисконтированный доход РК при		
										11,50%	12,00%	12,50%
1	2	3	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	21 207	16 313	15 680	303	4 069	5 320	31 418	0	94 311	0	0	0
2025	21 631	16 639	16 463	303	9 949	13 137	217 904	0	296 027	45 672	45 190	44 679
2026	22 064	16 972	16 125	303	8 491	11 322	174 068	0	249 345	32 603	32 115	31 611
2027	22 505	17 312	15 137	303	7 230	9 737	130 846	0	203 070	18 953	18 586	18 213
2028	22 955	17 658	12 924	303	6 917	9 408	130 341	0	200 507	19 848	19 377	18 904
2029	23 414	18 011	10 896	303	6 179	8 487	95 584	0	162 874	7 525	7 314	7 103
2030	23 882	18 371	9 174	303	5 322	7 382	66 461	0	130 895	1 471	1 423	1 376
2031	24 360	18 739	7 603	303	4 658	6 525	47 882	0	110 070	0	0	0
2032	24 847	19 113	6 286	303	4 034	5 707	22 263	0	82 554	0	0	0
2033	25 344	19 496	5 055	303	3 730	5 330	11 562	0	70 819	0	0	0
2034	25 851	19 885	4 279	303	3 216	4 640	0	0	58 175	0	0	0
2035	26 368	20 283	3 650	303	2 668	3 888	0	0	57 160	0	0	0
2036	26 896	20 689	2 826	303	2 451	3 606	0	0	56 771	0	0	0
<b>Итого 2024-2036</b>	<b>311 325</b>	<b>239 481</b>	<b>126 099</b>	<b>3 942</b>	<b>68 914</b>	<b>94 490</b>	<b>928 328</b>	<b>0</b>	<b>1 772 579</b>	<b>126 073</b>	<b>124 006</b>	<b>121 886</b>
2037	27 433	21 103	2 292	303	1 105	1 642	0	0	53 879	5 911	5 543	5 195
2038	27 982	21 525	2 042	303	815	612	0	0	53 278	6 533	6 099	5 690
<b>Итого 2024-2038</b>	<b>366 740</b>	<b>282 108</b>	<b>130 433</b>	<b>4 549</b>	<b>70 834</b>	<b>96 744</b>	<b>928 328</b>	<b>0</b>	<b>1 879 736</b>	<b>138 516</b>	<b>135 648</b>	<b>132 771</b>

Приложение 10 - Расчет налогооблагаемого дохода в 1 варианте, тыс.тенге

Год	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) приходящиеся на 1 тн нефти	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход
1	2	3	4	5	6	7
2024	675 745	20 405	132 439	31 133	651 093	157 091
2025	1 021 705	12 744	954 628	46 573	886 813	1 089 520
2026	920 825	13 593	765 667	65 440	816 151	870 341
2027	887 298	15 535	548 758	60 419	781 828	654 228
2028	831 797	15 375	541 961	51 356	722 051	651 707
2029	841 861	17 594	385 131	46 373	749 073	477 919
2030	805 253	19 736	251 374	39 417	724 322	332 304
2031	753 201	21 301	171 566	33 505	685 358	239 409
2032	747 529	24 654	53 303	28 479	689 516	111 315
2033	736 083	26 517	4 342	24 207	682 617	57 808
2034	696 913	29 413	-58 686	22 405	655 455	0
2035	582 970	29 952	-53 543	19 044	543 849	0
2036	533 523	30 141	-47 299	16 187	498 083	0
<b>Итого 2024-2036</b>	<b>10 034 703</b>	<b>18 750</b>	<b>3 649 640</b>	<b>484 538</b>	<b>9 086 210</b>	<b>4 641 642</b>
2037	569 771	72 104	-350 720	13 759	563 927	0
2038	560 518	97 120	-354 472	11 695	558 406	0
<b>Итого 2024-2038</b>	<b>11 164 992</b>	<b>20 342</b>	<b>2 944 448</b>	<b>509 992</b>	<b>10 208 543</b>	<b>4 641 642</b>

Приложение 11 - Расчет чистой прибыли в 1 варианте, тыс.тенге

Год	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
1	2	3	4	5	6	7
2024	157 091	157 091	31 418	101 021	0	101 021
2025	1 089 520	1 089 520	217 904	736 724	0	736 724
2026	870 341	870 341	174 068	591 598	0	591 598
2027	654 228	654 228	130 846	417 912	0	417 912
2028	651 707	651 707	130 341	411 620	0	411 620
2029	477 919	477 919	95 584	289 547	0	289 547
2030	332 304	332 304	66 461	184 913	0	184 913
2031	239 409	239 409	47 882	123 684	0	123 684
2032	111 315	111 315	22 263	31 040	0	31 040
2033	57 808	57 808	11 562	-7 220	0	-7 220
2034	0	0	0	-58 686	0	-58 686
2035	0	0	0	-53 543	0	-53 543
2036	0	0	0	-47 299	0	-47 299
<b>Итого 2024-2036</b>	<b>4 641 642</b>	<b>4 641 642</b>	<b>928 328</b>	<b>2 721 311</b>	<b>0</b>	<b>2 721 311</b>
2037	0	0	0	-350 720	0	-350 720
2038	0	0	0	-354 472	0	-354 472
<b>Итого 2024-2038</b>	<b>4 641 642</b>	<b>4 641 642</b>	<b>928 328</b>	<b>2 016 120</b>	<b>0</b>	<b>2 016 120</b>

Приложение 12 - Расчет потоков денежной наличности в 1 варианте, тыс.тенге

Год	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	ВНП (IRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость дисконт %)		
					11,50%	12,00%	12,50%
1	2	3	4	5	6	7	8
2024	101 021	5 038	5 038	0,7%	4 481	4 453	4 423
2025	736 724	918 189	923 226	76,8%	732 450	724 727	716 526
2026	591 598	759 475	1 682 701	69,0%	543 356	535 227	526 818
2027	417 912	583 801	2 266 503	65,7%	374 595	367 343	359 965
2028	411 620	572 722	2 839 224	71,1%	329 583	321 760	313 896
2029	289 547	428 708	3 267 933	51,5%	221 263	215 047	208 858
2030	184 913	305 260	3 573 193	40,4%	141 300	136 717	132 193
2031	123 684	225 032	3 798 225	31,4%	93 420	89 987	86 622
2032	31 040	117 531	3 915 756	17,0%	43 760	41 963	40 215
2033	-7 220	70 453	3 986 209	10,4%	23 526	22 460	21 428
2034	-58 686	5 176	3 991 385	0,7%	1 550	1 473	1 399
2035	-53 543	4 623	3 996 008	0,6%	1 242	1 175	1 111
2036	-47 299	4 329	4 000 337	0,6%	1 043	982	925
<b>Итого 2024-2036</b>	<b>2 721 311</b>	<b>4 000 337</b>	<b>4 000 337</b>	<b>29,4%</b>	<b>2 511 569</b>	<b>2 463 314</b>	<b>2 414 378</b>
2037	-350 720	-331 117	3 669 220	-60,0%	-71 537	-67 082	-62 871
2038	-354 472	-340 665	3 328 554	-67,7%	-66 009	-61 622	-57 497
<b>Итого 2024-2038</b>	<b>2 016 120</b>	<b>3 328 554</b>	<b>3 328 554</b>	<b>29,4%</b>	<b>2 374 023</b>	<b>2 334 609</b>	<b>2 294 010</b>

Приложение 13 - Прогнозные отчисления в ликвидационный фонд по 1 варианту

Год	Годовая добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	Удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге
1	2	3	4
2024	33,12	120,61	3 994,41
2025	80,17	120,61	9 669,71
2026	67,74	120,61	8 170,64
2027	57,12	120,61	6 889,13
2028	54,10	120,61	6 525,52
2029	47,85	120,61	5 771,20
2030	40,80	120,61	4 921,21
2031	35,36	120,61	4 264,90
2032	30,32	120,61	3 657,20
2033	27,76	120,61	3 348,20
2034	23,69	120,61	2 857,87
2035	19,46	120,61	2 347,62
2036	17,70	120,61	2 134,96
2037	7,90	120,61	953,10
2038	5,77	120,61	696,12
<b>Итого 2024-2038</b>	<b>548,87</b>		<b>66 201,78</b>



## ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

14.03.2016 года

16004668

**Выдана** **Товарищество с ограниченной ответственностью "Проектный институт "OPTIMUM"**

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, 3 микрорайон, дом № ЗДАНИЕ №23., БИН: 000740000123

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

**на занятие** **Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Особые условия**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Примечание**

**Неотчуждаемая, класс 1**

(отчуждаемость, класс разрешения)

**Лицензиар**

**Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.**

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель (уполномоченное лицо)**

**БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ**

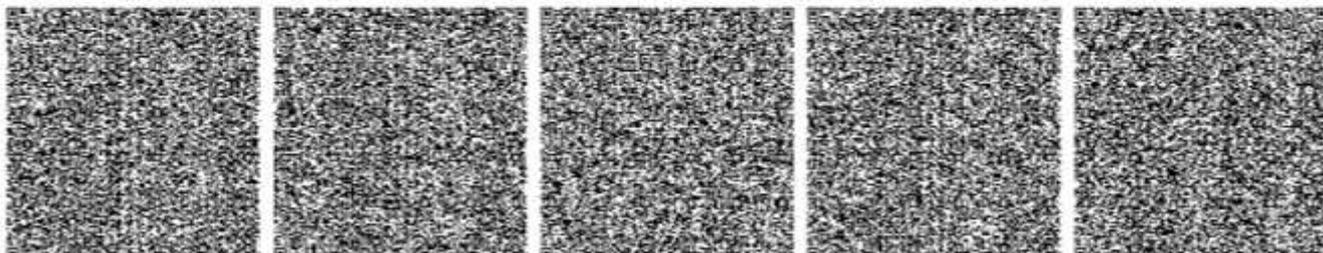
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

**Дата первичной выдачи** 02.12.2009

**Срок действия лицензии**

**Место выдачи**

г.Астана





## ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 16004668

Дата выдачи лицензии 14.03.2016 год

### Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородного сырья
- Составление технологических регламентов для месторождений углеводородного сырья
- Составление проектных документов для месторождений углеводородного сырья

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

### Лицензиат

**Товарищество с ограниченной ответственностью "Проектный институт "OPTIMUM"**

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, 3 микрорайон, дом № ЗДАНИЕ №23., БИН: 000740000123

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

### Производственная база

**130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, г. Актау, 3 микрорайон, дом № 23**

(местонахождение)

### Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

### Лицензиар

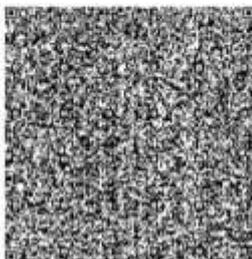
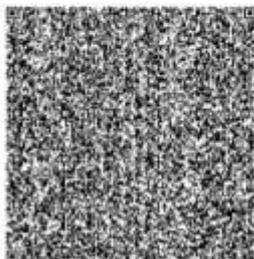
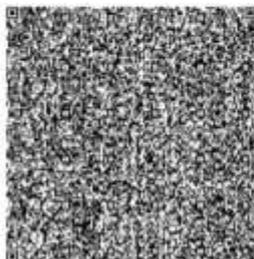
**Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

### Руководитель (уполномоченное лицо)

**БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))



**Номер приложения** 001  
**Срок действия**  
**Дата выдачи приложения** 14.03.2016  
**Место выдачи** г.Астана

